



Universidade de Aveiro
2023

**SILVESTRE VIEIRA
BAPTISTA**

**Integração de Sistemas Híbridos Fotovoltaico e
Biogás no Planeamento Energético em Cabo
Verde – Caso da Ilha de Santiago**

**Integration of Solar Photovoltaic and Biogas
Hybrid Systems on Energy Planning in Cabo
Verde – Study Case: Santiago Island**



Universidade de Aveiro
2023

**SILVESTRE VIEIRA
BAPTISTA**

**Integração de Sistemas Híbridos Fotovoltaico e
Biogás no Planeamento Energético em Cabo Verde
– Caso da Ilha de Santiago**

**Integration of Solar Photovoltaic and Biogas
Hybrid Systems on Energy Planning in Cabo
Verde – Study Case: Santiago Island**

Tese apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Doutor em Sistemas Energéticos e Alterações Climáticas, realizada sob a orientação científica do Professor Doutor Luís António da Cruz Tarelho, Professor Associado do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro e Coorientação do Professor Doutor Fernando José Neto da Silva, Professor Auxiliar do Departamento da Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro.

Dedico este trabalho científico aos meus queridos familiares, em particular, aos meus pais: Hermógenes Santos Baptista e Maria Manuela Vieira Baptista; à minha companheira de longa data, à minha filha e aos meus irmãos pelas vossas incansáveis orações de apoios e motivações.

“No meio da dificuldade encontra-se a oportunidade”

Albert Einstein

*“São dez grãos de terra
Que Deus espelhou no meio do mar
É nosso, não foi tomado na guerra
É Cabo Verde terra querida...”*

Música popular de Cabo Verde
Compositor: Jotamont

o júri

presidente

Prof. Doutora **Susana Isabel Barreto de Miranda Sargento**
Professora Catedrática da Universidade de Aveiro

Prof. Doutor **Luís António da Cruz Tarelho**
Professor Associado da Universidade de Aveiro (Orientador)

Prof. Doutora **Myriam Alexandra dos Santos Batalha Dias Nunes Lopes**
Professora Associada da Universidade de Aveiro

Prof. Doutor **Humberto Manuel Matos Jorge**
Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

Prof. Doutor **Edgar Caetano Fernandes**
Professor Auxiliar da Universidade de Lisboa

Doutora **Ana Filipa da Silva Ferreira**
Investigadora Doutorada - Nível Inicial da Universidade de Lisboa

agradecimentos

Ao terminar a tese não podia esquecer e deixar de agradecer a todos quanto contribuíram.

Antes de endereçar os agradecimentos, gostaria de sublinhar que esta dissertação implicou árduos esforços, agravado pelo facto de durante todo esse tempo nunca ter deixado de exercer as minhas atividades letivas, enquanto assistente graduado, na Universidade de Cabo Verde.

Durante este tempo aconteceram coisas menos positivas que dificultaram o caminho, tentando, sempre que possível, minimizar os obstáculos de modo a permitir que tudo valeu a pena.

A realidade de concretização deste trabalho científico tornou-se possível com o máximo apoio e incentivo das pessoas profissionais e intelectuais, amigos e colegas. Nesta oportunidade desejo expressar o meu profundo agradecimento e gratidão a todas essas pessoas.

Manifesto o meu sincero agradecimento ao Professor Doutor Luís António da Cruz Tarelho, meu digníssimo Orientador pela paciência, compreensão, rigor e pelos fundamentais ensinamentos transmitidos. Este agradecimento é extensivo ao Professor Fernando José Neto da Silva pela Coorientação concedida.

Aos Professores: Professor Doutor Nelson Amadeu Dias Martins, Ex-Diretor do Programa Doutoral em Sistemas Energéticos e Alterações Climáticas, Professores do DEGEIT, Professores do DEM, Professores do DAO por partilharem os seus brilhantes conhecimentos científicos, pelos apoios, envolvimento, disponibilidades, incentivos, otimismo e encorajamento demonstrado.

À Professora Doutora Myriam Alexandra dos Santos Batalha Dias Nunes Lopes, Dr. Ângelo Ferreira, pelos seus máximos apoios, logo no início desta longa caminhada.

À Universidade de Cabo Verde, pelas dispensas pontuais de serviço docente concedidas para deslocações a Aveiro.

A todos os colegas do curso pelas vossas amizades, palavras de incentivo ao longo deste percurso académico.

Agradeço também a todos aqueles que, diretamente ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho. Ao meu colega e amigo Octávio Nascimento, um profundo agradecimento pela incomensurável paciência no apoio da revisão ortográfica.

Aos meus pais, irmãos, à minha companheira, à minha filha, e a todos os meus familiares. Sem os vossos incondicionais apoios, jamais esta etapa académica seria ultrapassada.

Muito obrigado!

palavras-chave

Planeamento Energético, Sistemas Híbridos de Energia Renováveis, Energia Solar Fotovoltaica, Digestão Anaeróbia, Biogás, Resíduos Sólidos Urbanos, Aterro Sanitário.

resumo

A busca pela diversificação da matriz energética mundial tem se tornado cada vez mais necessária, sendo motivada por dois principais fatores. Primeiramente pelo atual panorama energético no qual, com a utilização dos recursos endógenos, diminui-se a importação de energia, os custos associados à importação, a dependência energética e aumenta a segurança energética do país. E ainda, pela utilização da energia limpa, em detrimento dos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás) que ameaçam esgotar-se, reduz-se, de forma significativa, as emissões dos gases de efeito estufa, prejudiciais para as atividades económica, social e ambiental de uma nação, especialmente nos chamados Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento (PEID) dos quais Cabo Verde faz parte. Diante deste cenário, a energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma tecnologia em constante avanço nos diversos países do mundo e sua integração com um sistema de geração a biogás pode tornar-se um sistema “*off-grid*” alternativo, confiável na resolução do problema da produção de energia descentralizada e sustentável para comunidades rurais e isoladas.

Desta forma, o objetivo geral desta tese é prestar um contributo para uma melhor compreensão na diversificação das fontes energéticas alternativas, com a integração das tecnologias solar fotovoltaica e biogás no planeamento da matriz energética da Ilha de Santiago e/ou na produção energética descentralizada. Foram estabelecidos diversos cenários da evolução do sistema energético a longo prazo, isto é, até o horizonte de 2040, com vista a analisar o comportamento da evolução do sistema elétrico da Ilha de Santiago no que tange à procura energética final e ao consumo da energia final relativos a vários setores de atividade económica.

Com base nos resultados, verifica-se que a tendência atual da evolução energética da Ilha é de uma crescente procura e deverá atingir, no cenário Eficiente (EFI), aproximadamente, 670 GWh, em 2040, ou seja, mais de três vezes superior ao ano base de 2017. Em relação aos aspetos ambientais, para uma produção total da energia renovável de 133,3 GWh em 2040, em detrimento da eletricidade de origem térmica, estima-se, no cenário Referência (REF), uma redução de 36.181,84 toneladas (t) nas emissões de CO_{2eq}. Em contrapartida, para os cenários Intermédio (INT) e EFI, as reduções serão estimadas na ordem de 63.889,8 e 147.558,0 tCO_{2eq}, respetivamente. Com o aproveitamento do potencial teórico do gás do Aterro Sanitário de Santiago proveniente da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos para a geração de energia elétrica, prevê-se, em relação à capacidade instalada, até 2040, uma taxa de crescimento médio anual (TCMA) de 9,0%, 34,5%, e 84,2 (contra 44,77%, 101,81% e 225,4% da capacidade solar PV), para os cenários REF, INT e EFI, respetivamente. Quanto à produção energética do recurso solar fotovoltaico, espera-se uma TCMA na ordem de 34,6%, 84,2% e 191,3% para os cenários REF, INF e EFI (contra 9,0%, 34,6% e 84,2% da produção energética através do biogás), respetivamente.

keywords

Energy Planning, Hybrid Renewable Energy Systems, Photovoltaic Solar Energy, Anaerobic Digestion, Biogas, Municipal Solid Waste, Landfill.

abstract

The search for diversification of the World energy matrix has become increasingly necessary, being motivated by two main factors. Firstly, by the current energetic scenario in which, using of endogenous resources, the energy imports, the costs associated with imports and the energy dependence are reduced, that is, it increases the energy security of the country. Moreover, by using clean energy, to the detriment of fossil fuels (coal, oil, and gas) that threaten to be exhausted which reduces greenhouse gas emissions that are detrimental to the economic, social, and environmental of a nation, especially in the so called Small Island Developing States (SIDS), which includes the Cabo Verde islands. Given this scenario, photovoltaic solar energy presents itself as a technology in constant advancement in several countries of the world and its integration with a biogas generation system can present itself as an alternative off-grid system, reliable in the resolution of the problem in the production of decentralized and sustainable energy for rural and isolated Cape Verdean communities.

Thus, the general objective of this thesis is to analyze the integration of solar photovoltaic and biogas technologies in the planning of the Santiago's Island energy matrix, establishing different scenarios of the evolution of the energy system in the long term, that is, until the 2040 horizon, in order to analyze the behavior of the evolution of energy system of Santiago's Island as final energy demand and final energy consumption, of several sectors of economic activity.

Based on the results, the current trend in the island's energy evolution is one of growing demand and should reach, in the Efficient (EFI) scenario, approximately 670 GWh, in 2040, which is more than three times higher than the base year of 2017. Regarding environmental aspects, for a total consumption of renewable energy of 133.3 GWh in 2040, in detriment of electricity of thermal origin, it is estimated, in the Reference scenario (REF), a reduction of 36,181.84 tons (t) in CO₂eq emissions. On the other hand, for the Intermediate (INT) and EFI scenarios, the reductions will be estimated at 63,889.8 and 147,558.0 tCO₂eq, respectively. With the use of the theoretical potential of the Santiago Landfill gas from organic fraction of solid municipal waste for electricity generation, an average annual growth rate (AARC) of 9.0%, 34.5%, and 84.2 (against 44.77%, 101.81% and 225.4% of the solar PV capacity), for the REF, INT and EFI scenarios, respectively, is predicted in relation to the installed capacity until 2040. Regarding the energy production from the solar PV resource, a TCMA of 34.6%, 84.2% and 191.3% is expected for the REF, INF and EFI scenarios (against 9.0%, 34.6% and 84.2% of the energy production through biogas), respectively.

Índice

Capítulo 1 - Introdução.....	32
1.1 Enquadramento Teórico.....	32
1.2 Relevância do estudo	34
1.3 Objetivos gerais da investigação	35
1.3.1 Objetivos específicos	35
1.4 Contribuições da Tese	37
1.5 Metodologia.....	37
Capítulo 2 - Revisão da Literatura.....	39
Capítulo 3 – Demanda Energética em Cabo Verde.....	43
3.1 Caraterização do Arquipélago	43
3.1.1 Localização Geográfica	43
3.1.2 Clima	45
3.1.3 Situação Demográfica e Económica	45
3.1.3.1 Demografia e Taxa de Crescimento Populacional	45
3.1.3.2 Projeção de crescimento da população.....	47
3.1.3.3 Produto Interno Bruto.....	48
3.1.3.4 PIB <i>per Capita</i>	50
3.2 Consumo energético primário	51
3.2.1 Consumo final da energia primária	51
3.3 Oferta total da energia bruta.....	52
3.4 O Acesso à Energia Elétrica.....	53
3.4.1 A nível global	53
3.4.2 A nível dos Países Lusófonos.....	54
3.4.3 A nível de Cabo Verde.....	55
3.4.3.1 Origem de acesso à eletricidade	57
3.4.3.2 Forma de Energia utilizada para a Iluminação.....	58
3.4.3.3 Fonte de Energia para a Confeção de Alimentos	59
3.4.3.4 Preço das garrafas de gás butano	61
3.5 Repartição setorial do consumo final de energia elétrica	62
3.6 Intensidade energética.....	63
3.7 Perdas de eletricidade	64
3.8 Interrupções no fornecimento de energia elétrica	65
Capítulo 4 - Caraterização do Setor Energético de Cabo Verde	68
4.1 Formas de produção de energia elétrica	69
4.1.1 Com base em energias renováveis	69
4.1.2 Com base em combustíveis fósseis	70
4.1.2.1 Custo dos combustíveis fósseis.....	72
4.1.2.2 Emissões de gases com efeito de estufa durante a combustão de combustíveis na termoelétrica da Ilha de Santiago.....	73
4.1.3 Tarifa da eletricidade	80
4.1.3.1 Com origem em combustíveis fósseis	81
4.1.3.2 Com origem em energias renováveis.....	82
4.2 Balanço Energético	82
4.2.1 Capacidade instalada	82
4.2.2 Produção da energia elétrica	84
4.2.2.1 A nível Mundial	84
4.2.2.2 A nível do arquipélago de Cabo Verde/Ilha de Santiago.....	85
4.2.3 Consumo final da energia elétrica	86
4.2.3.1 A nível Mundial	86

4.2.3.2 A nível do arquipélago de Cabo Verde/Ilha de Santiago	87
4.3 Desafios do Setor Energético e Perspetivas Futuras.....	88
Capítulo 5 - Recursos Energéticos Renováveis.....	91
5.1 Papel das energias renováveis em Cabo Verde	91
5.2 Potencial energético solar fotovoltaico	92
5.2.1 Caracterização do recurso solar disponível	93
5.2.1.1 A nível Mundial	94
5.2.1.2 A nível do arquipélago	94
5.2.2 Capacidade de potência instalada	96
5.2.2.1 Panorama Mundial.....	96
5.2.2.2 Panorama <i>CEDEAO</i>	97
5.2.2.3 Panorama cabo-verdiano.....	100
5.3 Sistemas Híbridos de Energias Renováveis	103
5.3.1 Sistemas híbridos em Cabo Verde	105
5.3.1.1 Sistema Híbrido Fotovoltaico/Diesel de Monte Trigo	105
5.3.1.2 Sistema Híbrido Fotovoltaico/Eólico/Diesel do Vale da Costa	106
5.3.1.3 Sistema Híbrido Fotovoltaico/Eólico de Xaxa	107
5.3.1.4 Sistema Híbrido de Chã de Feijoal.....	108
5.3.1.5 Sistema Híbrido de Carrizal.....	108
Capítulo 6 - Análise das Alternativas para Eletrificação das Comunidades Rurais e/ou Isoladas na Ilha de Santiago	110
6.1 Caso de estudo 1 – Vale da Costa	112
6.1.1 Caracterização da comunidade rural	112
6.1.2 Características técnicas da central híbrida.....	113
6.1.3 Levantamento das necessidades energéticas	114
6.1.4 Consumo energético da comunidade	115
6.1.5 Recursos energéticos	117
6.1.6 Análise do sistema híbrido instalado - Offgrid.....	119
6.1.6.1 Resultados e Discussão	122
6.1.6.2 Resumo dos resultados das simulações.....	134
6.1.6.3 Conclusão	135
6.1.7 Redimensionamento do sistema híbrido instalado - Offgrid.....	135
6.1.7.1 Análise dos resultados – Sistema redimensionado	136
6.1.7.2 Resumo dos resultados do sistema redimensionado	147
6.1.7.3 Análise da Sensibilidade	148
6.1.7.4 Conclusão	150
6.1.8 Análise do sistema ligado à rede elétrica	151
6.1.8.1 Extensão da rede – Simulação no <i>HOMER Pro</i>	153
6.1.8.2 Resultados e Discussão	154
6.1.8.3 Resumo dos resultados	160
6.1.8.4 Conclusão	161
6.1.9 Perceção da comunidade do Vale da Costa em relação ao acesso à energia elétrica.....	162
6.2 Caso de estudo 2 – Achada Lagoa	165
6.2.1 Caracterização da aldeia rural.....	165
6.2.2 Levantamento das necessidades energéticas	166
6.2.3 Especificações técnicas dos componentes do sistema	166
6.2.4 Dimensionamento do sistema electroprodutor.....	167
6.2.5 Recursos energéticos	168
6.2.6 Resultados e Discussão	170
6.2.6.1 Resumo dos resultados dos cenários	187

6.2.6.2 Conclusão	189
6.2.7 Projeto Eletrificação Rural para a Achada Lagoa	190
Capítulo 7 - Estimativa Teórica do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos do Aterro Sanitário de Santiago. 192	
7.1 Resíduos Sólidos Urbanos	192
7.1.1 Situação em Cabo Verde	192
7.1.2 Composição	193
7.1.3 Produção	195
7.1.4 Aterros Sanitários	198
7.1.4.1 Aproveitamento Energético dos Aterros Sanitários	199
7.1.5 Caso de estudo: Aterro Sanitário de Santiago	200
7.1.5.1 Enquadramento	200
7.1.5.2 Estimativa Teórica da Produção de Biogás do ASS	202
7.1.5.3 Análise e discussão dos resultados	203
7.1.5.4 Conclusão	207
Capítulo 8 - Digestão Anaeróbia em Pequena Escala para as Comunidades Rurais na Ilha de Santiago..... 209	
8.1 Introdução	209
8.1.1 Objetivo	210
8.1.2 Metodologia	211
8.2 Digestão anaeróbia	212
8.2.1 Fatores que influenciam o gerenciamento de resíduos para DA	213
8.2.2 Impacto da digestão anaeróbia no estilo de vida rural	214
8.2.3 Tecnologia de conversão da biomassa	216
8.2.4 Modelos dos biodigestores de pequena escala para áreas rurais	217
8.2.4.1 Biodigestor modelo indiano	217
8.2.4.2 Biodigestor modelo chinês	218
8.2.4.3 Biodigestor modelo canadense	219
8.2.5 Tecnologia de digestores anaeróbios em pequena escala para áreas urbanas	221
8.2.6 Biodigestores domésticos instalados no mundo	225
8.2.6.1 Custos dos biodigestores domésticos	226
8.3 – Digestão anaeróbia: Caso de Estudo – Vale da Custa	227
8.3.1 Potencial de energia do biogás na área em estudo a partir do estrume animal	227
8.3.1.1 Procedimento de cálculo da estimativa de produção de biogás e de energia elétrica	229
8.3.1.2 Resultados	230
8.3.1.3 Conclusões	231
8.3.2 Potencial de produção de biogás e energia elétrica a partir dos resíduos alimentares	232
8.3.2.1 Cálculo da estimativa de produção de resíduos alimentares	232
8.3.2.2 Resultados	233
8.3.2.3 Conclusões e sugestões para futuros trabalhos	234
8.3.3 Análise comparativa do estrume animal e dos resíduos alimentares a nível do potencial da produção do biogás	235
8.4 – Digestão anaeróbia: Caso de Estudo – Achada Lagoa	236
8.4.1 Potencial da energia do biogás na área em estudo a partir do estrume animal	236
8.4.1.2 Resultados	236
8.4.1.3 Conclusão	237

8.4.2 Potencial de produção de biogás e energia elétrica a partir dos resíduos alimentares.....	237
8.4.2.1 Cálculo da estimativa de produção de resíduos alimentares	238
8.4.2.2 Resultados.....	238
8.4.2.3 Conclusão.....	239
8.4.3 Análise comparativa do estrume animal e dos restos alimentares a nível do potencial da produção do biogás	239
8.5 – Dimensionamento teórico dos biodigestores.....	240
8.5.1 Resultados e Discussão	242
8.5.2 Determinação do potencial elétrico do gerador a biogás.....	246
8.6 Custos associados aos geradores a biogás.....	247
8.7 Cálculo do potencial teórico da redução de emissão do equivalente de carbono	249
Capítulo 9 - Avaliação dos Cenários da Evolução do Sistema Energético até 2040 – Caso de Estudo: Ilha de Santiago, Cabo Verde	250
9.1 Introdução	250
9.2 Objetivo	253
9.3 Metodologia.....	253
9.3.1 Software LEAP	254
9.4 Formulação e projeção de cenários energéticos	255
9.5 Apresentação e análise dos resultados	257
9.5.1 Capacidade total instalada	257
9.5.2 Produção de energia elétrica	259
9.5.3 Demanda de energia elétrica.....	260
9.5.4 Consumo da energia elétrica	261
9.5.5 Perdas da eletricidade	263
9.5.6 Síntese dos resultados de indicadores energéticos dos setores de atividade na Ilha de Santiago	263
9.5.7 Emissões de gases com efeito de estufa (GEE).....	264
Capítulo 10 – Considerações Finais.....	267
10.1 Conclusões	267
10.2 Limitações do estudo.....	269
10.3 Sugestões e orientações para futuras investigações	269
Referências Bibliográficas.....	271

Lista de Figuras

Figura 1. 1 - Fluxograma da metodologia do trabalho.....	38
Figura 3.1 - Mapa do Arquipélago de Cabo Verde.	44
Figura 3.2 - Mapa da Ilha de Santiago com os nove concelhos municipais.	44
Figura 3.3 - Recolha da lenha para cocção de alimentos.	60
Figura 3.4 - Repartição setorial do consumo energético em Cabo Verde no ano 2016.	62
Figura 3.5 - Repartição setorial do consumo energético na Ilha de Santiago, 2010-2015.	63
Figura 4.1 - Interligação das redes da Ilha de Santiago.	69
Figura 4.2 - Central Termoelétrica do Palmarejo Grande na Ilha de Santiago	76
Figura 4.3 - Emissões totais de GEE em GgCO _{2eq} da central termoelétrica da Ilha de Santiago.	79
Figura 4.4 - Produção total de eletricidade em várias regiões do mundo, incluindo CIS	84
Figura 4.5 - Consumo total da eletricidade em várias regiões do mundo... ..	87
Figura 5.1 - Estados-Membros da CEDEAO.	92
Figura 5.2 - Estimativa do potencial de Projetos de Energias Renováveis..	93
Figura 5.3 - Mapa global da irradiação solar horizontal	94
Figura 5.4 - Radiação global nas ilhas do arquipélago.....	95
Figura 5.5 - Mapa do recurso solar das ilhas de Cabo Verde.	96
Figura 5.6 - Evolução da capacidade global solar fotovoltaica instalada	97
Figura 5.7 - Capacidade da tecnologia renovável instalada (ligada à rede) nos Estados-Membros da CEDEAO.	98
Figura 5.8 - Rota em direção à utilização de IRES.....	104
Figura 5.9 - Esquema de um sistema híbrido PV/Biogás.....	105
Figura 5.10 - Microprodução híbrida de Monte Trigo, ilha de Santo Antão.	106
Figura 5.11 - Microprodução híbrida do Vale da Costa, Ilha de Santiago.	107
Figura 5.12 - Microprodução híbrida de Xaxa, Ilha de Santiago.	108
Figura 5.13 - Microprodução híbrida de Carrçal, ilha de São Nicolau.....	109
Figura 6.1 - Comunidade rural do Vale da Costa, 2017.	112
Figura 6.2 - Primeiros contadores da eletricidade instalados numa moradia no Vale da Costa	113
Figura 6.3 - Esquema de ligação do projeto inicial.	114
Figura 6.4 - Consumo da energia elétrica registado pela DGE	115
Figura 6.5 - Dados médios mensais de radiação solar global e índice de claridade – Vale da Costa.	118
Figura 6.6 - Dados médios mensais da velocidade do vento – Vale da Costa.	118
Figura 6.7 - Biomassa disponível em ton/dia – Vale da Costa.	119
Figura 6.8 - Componentes do sistema híbrido instalado.	120
Figura 6.9 - Esquema da configuração PV/Diesel/Wind/Bateria simulado no HOMER Pro.	121
Figura 6.10 - Perfil de carga diária gerado HOMER Pro – Vale da Costa ..	122

Figura 6.11 - Esquemas das configurações do sistema híbrido simulado.	122
Figura 6.12 - Solução otimizada gerada pelo HOMER, referente à situação 1/A.	123
Figura 6.13 - Produção energética média mensal, referente aos componentes - Situação 1/A.	124
Figura 6.14 - Custo atual líquido por categoria - Situação 1/A.	125
Figura 6.15 - Mapa da geração eólica - Situação 1/A.	126
Figura 6.16 - Mapa da geração fotovoltaica - Situação 1/A.	126
Figura 6.17 - Mapa do consumo de combustível pelo gerador - Situação 1/A.	127
Figura 6.18 - Mapa do estado da carga de bateria - Situação 1/A.	127
Figura 6.19 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente à situação 1/B.	128
Figura 6.20 - Produção energética média mensal de cada componente - Situação 1/B.	128
Figura 6.21 - Custo atual líquido por categoria - Situação 1/B.	129
Figura 6.22 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente à situação 2/A.	130
Figura 6.23 - Produção energética média mensal de cada componente- Situação 2/A.	131
Figura 6.24 - Custo atual líquido por categoria - Situação 2/A.	132
Figura 6.25 - Solução otimizada gerada pelo HOMER, referente à situação 2/B.	132
Figura 6.26 - Produção energética média mensal de cada componente- Situação 2/B.	133
Figura 6.27 - Custo atual líquido por categoria - Situação 2/B.	134
Figura 6.28 - Configurações dos cenários de estudo do sistema híbrido redimensionado.	136
Figura 6.29 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário A.	136
Figura 6.30 - Produção energética média mensal de cada componente - Cenário A.	137
Figura 6.31 - Custo atual líquido por categoria - Cenário A.	138
Figura 6.32 - Mapa da geração eólica (Cenário A).	138
Figura 6.33 - Mapa da geração fotovoltaica (Cenário A).	139
Figura 6.34 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário A1.	139
Figura 6.35 - Produção energética média mensal de cada componente - Cenário A1.	140
Figura 6.36 - Custo atual líquido por categoria - Cenário A1.	141
Figura 6.37 - Mapa do consumo de combustível pelo gerador (Cenário A1).	141
Figura 6.38 - Mapa da geração eólica (Cenário A1).	142
Figura 6.39 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário B.	142
Figura 6.40 - Produção energética média mensal de cada componente - Cenário B.	143
Figura 6.41 - Custo atual líquido por categoria - Cenário B.	144
Figura 6.42 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário B1.	145
Figura 6.43 - Produção energética média mensal de cada componente - Cenário B1.	145

Figura 6.44 - Custo atual líquido por categoria – Cenário B1	146
Figura 6.45 - Sensibilidade do COE para o sistema redimensionado otimizado (cenário A1), com a carga fixa (193 kWh/d) e a velocidade do vento (5,0 m/s).	148
Figura 6.46 - Sensibilidade do COE para o sistema redimensionado otimizado (cenário A1), com a carga fixa (193 kWh/d) e a velocidade do vento (5,43 m/s).	149
Figura 6.47 - Sensibilidade do COE para o sistema redimensionado otimizado (cenário A1), com a carga fixa (193 kWh/d) e a velocidade do vento (6,0 m/s).	149
Figura 6.48 - Central híbrida do Vale da Costa (Fonte: autor, julho de 2020).	151
Figura 6.49 - Contador da energia elétrica (Fonte: autor, agosto de 2020).	151
Figura 6.50 - Configurações dos sistemas <i>on-grid</i> para um consumo energético estimado em 193 kWh/dia.....	153
Figura 6.51 - Configurações dos sistemas <i>on-grid</i> para um consumo energético estimado em 135,23 kWh/dia.	153
Figura 6.52 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao sistema <i>on-grid</i> (consumo de 193 kWh/d).....	154
Figura 6.53 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao sistema <i>on-grid</i> (consumo de 135,23 kWh/d).	155
Figura 6.54 - Solução otimizada gerada pelo HOMER, referente ao sistema <i>on-grid/solar PV</i> (consumo 193 kWh/d).	157
Figura 6.55 - Produção energética média mensal de cada componente – sistema <i>on-grid/solar PV</i> (consumo 193 kWh/d).....	157
Figura 6.56- Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao sistema <i>on-grid/solar PV</i> (consumo 135,23 kWh/d).	158
Figura 6.57 - Produção energética média mensal de cada componente – sistema <i>on-grid/solar PV</i> (consumo 135,23 kWh/d).	159
Figura 6.58 - Aplicação do inquérito na área do estudo.....	162
Figura 6.59 - Aldeia rural da Achada Lagoa, Ilha de Santiago	165
Figura 6.60 - Dados médios mensais da radiação solar global e índice de claridade – Achada Lagoa.....	168
Figura 6.61 - Biomassa disponível, em ton/dia – Achada Lagoa.	169
Figura 6.62 - Diagrama da carga diária gerada pelo HOMER Pro – Achada Lagoa.....	170
Figura 6.63 - Esquemas das configurações do sistema híbrido simulado.	170
Figura 6.64 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário A.	170
Figura 6.65 - Produção energética média mensal do gerador diesel – Cenário A.....	171
Figura 6.66 - Mapa de consumo do combustível pelo gerador – Cenário A.	172
Figura 6.67 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário B.	172
Figura 6.68 - Configuração do sistema referente ao cenário B.	173
Figura 6.69 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário B.....	173
Figura 6.70- Custo atual líquido por categoria – Cenário B.	174
Figura 6.71 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário C.	175

Figura 6.72 - Configuração do sistema referente ao cenário C.	175
Figura 6.73 - Produção energética média mensal do gerador fotovoltaico – Cenário C.....	176
Figura 6.74 - Custo atual líquido por categoria – Cenário C.	176
Figura 6.75 - Esquemas das configurações do cenário C1 com previsões no aumento do consumo energético.	177
Figura 6.76 - Esquema da configuração do sistema com 45% de aumento do consumo energético.	178
Figura 6.77 - Configuração do sistema referente ao cenário D.	179
Figura 6.78 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário D.	179
Figura 6.79 - Custo atual líquido por categoria – Cenário D.	180
Figura 6.80 - Configuração do sistema referente ao cenário D1.....	181
Figura 6.81 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário D1.....	181
Figura 6.82 - Custo atual líquido por categoria – Cenário D1.	182
Figura 6.83 - Configuração do sistema referente ao cenário E.....	183
Figura 6.84 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário E.....	184
Figura 6.85 - Solução otimizada referente ao cenário E com PV de 9,9 kWp.	185
Figura 6.86 - Configuração do sistema referente ao cenário E1.....	185
Figura 6.87 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário E1.	186
Figura 6.88 - Instalação de kits solares fotovoltaicos.....	190
Figura 7.1 - Lixeira da cidade da Praia, Ilha de Santiago - Cabo Verde ...	193
Figura 7.2 - Cenários da evolução da quantidade anual de produção dos resíduos (t/ano) na Ilha de Santiago	198
Figura 7.3 - Localização do ASS.....	200
Figura 7.4 - Quantidade total dos resíduos (t/ano) encaminhados ao aterro sanitário	201
Figura 8.1 - Fatores que influenciam no gerenciamento de resíduos para DA.	214
Figura 8.2 - Tecnologias de conversão da Biomassa	216
Figura 8.3 - Processos de DA	217
Figura 8.4 - Biodigestor de tambor flutuante ou indiano	218
Figura 8.5 - Biodigestor da cúpula fixa ou modelo chinês	219
Figura 8.6 - Biodigestor do modelo canadense.	220
Figura 8.7 - Biodigestor do tipo "HomeBiogas".	222
Figura 8.8 - Biodigestor do tipo "MyGug"	223
Figura 8.9 - Biodigestor do tipo "AGAMA BiogásPro3".....	224
Figura 8.10 - Biodigestor do tipo "SIMGas".....	225
Figura 8.11 - Animais no Vale da Custa	228
Figura 8.12 - Eficiência da conversão do biogás em energia elétrica e calor	248
Figura 9.1 - Componentes do planeamento da transição no horizonte de tempo.	251
Figura 9.2 – Repartição, por setor, do consumo energético na Ilha de Santiago em 2016.....	256

Figura 9.3 - Esquema do procedimento utilizado para o cálculo da redução das emissões de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ em resultado da alteração na geração de energia elétrica..... 265

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Alguns estudos técnico-económicos sobre a integração de recursos energéticos renováveis.	42
Tabela 3.1 - Evolução da percentagem de população dos países lusófonos com acesso à eletricidade.	55
Tabela 3.2 - Evolução temporal de AF com acesso à energia elétrica em Cabo Verde.	57
Tabela 3.3 - Evolução temporal de AF com acesso à energia elétrica na Ilha de Santiago.	58
Tabela 3.4 - Distribuição percentual de AF em Cabo Verde, segundo a principal forma de energia para iluminação	59
Tabela 3.5 - Distribuição percentual de AF na Ilha de Santiago, segundo a principal forma de energia para iluminação.	59
Tabela 3.6 - Distribuição percentual de AF em Cabo Verde, segundo a principal fonte de energia para cozinhar.	60
Tabela 3.7 - Distribuição percentual de AF na Ilha de Santiago, segundo a principal fonte de energia para cozinhar.	60
Tabela 3.8 - Evolução da quantidade de interrupção no fornecimento da energia elétrica, registados em Cabo Verde.	66
Tabela 4. 1 - Distribuição da Potência Eólica em Cabo Verde.	69
Tabela 4.2 - Evolução do consumo de combustíveis na produção de eletricidade em Cabo Verde.	70
Tabela 4.3 - Evolução do consumo de combustíveis na produção de eletricidade na Ilha de Santiago.	71
Tabela 4.4 - Evolução dos preços médios (de venda e com IVA) de combustíveis em Cabo Verde.	73
Tabela 4.5 - Emissões de gases poluentes.	74
Tabela 4.6 - Emissões de gás carbónico por sectores e subsectores em Cabo Verde.	75
Tabela 4.7 - Fator de conversão da unidade de energia	76
Tabela 4.8 - Cálculo de emissões de GEE de fontes estacionárias	77
Tabela 4.9 - Fator de Emissão (FE) para combustão estacionária nas indústrias energéticas.	77
Tabela 4.10 - Tipo de gases e Potencial de Aquecimento Global (PAG) ao longo de 100 anos.	77
Tabela 4.11 - Atividade "combustão estacionária" utilizando óleo Diesel. ...	78
Tabela 4.12 - Atividade "combustão estacionária" utilizando Fuelóleo 180.78	
Tabela 4.13 - Atividade "combustão estacionária" utilizando Fuelóleo 380	79
Tabela 4.14 - Taxa da variação percentual e do crescimento médio anual (TCMA) na produção da eletricidade no período compreendido entre 2012 e 2018.	85
Tabela 4.15 - Projetos da implementação de centrais renováveis.	90
Tabela 5.1 - Metas para as energias renováveis (ER) ligadas à rede.	99
Tabela 5.2 - Metas para as energias renováveis (ER) não-ligadas à rede. .	99
Tabela 5.3 - Parques solares fotovoltaicos de Cabo Verde.	100
Tabela 6.1 - Dados técnicos da central híbrida do Vale da Custa.	113

Tabela 6.2 - Estimativa do custo/gasto médio de combustível fóssil que alimenta o gerador.	117
Tabela 6.3 - Potenciais recursos solares e eólicos no Vale da Custa.	118
Tabela 6.4 - Componentes e custos do sistema híbrido existente.	120
Tabela 6.5 - Inserção dos componentes no HOMER.	123
Tabela 6.6 - Parâmetros elétricos - Situação 1/A.	123
Tabela 6.7 - Quantidade da energia proveniente de cada componente - Situação 1/A.	124
Tabela 6.8 - Parâmetros económicos - Situação 1/A.	124
Tabela 6.9 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano - Situação 1/A.	125
Tabela 6.10 - Parâmetros elétricos - Situação 1/B.	128
Tabela 6.11 - Quantidade da energia proveniente de cada componente - Situação 1/B.	129
Tabela 6.12 - Parâmetros económicos - Situação 1/B.	129
Tabela 6.13 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano - Situação 1/B.	130
Tabela 6.14 - Parâmetros elétricos - Situação 2/A.	130
Tabela 6.15 - Quantidade da energia proveniente de cada componente - Situação 2/A.	131
Tabela 6.16 - Parâmetros económicos - Situação 2/A.	131
Tabela 6.17 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano - Situação 2/A.	132
Tabela 6.18 - Parâmetros elétricos - Situação 2/B.	132
Tabela 6.19 - Quantidade da energia proveniente de cada componente - Situação 2/B.	133
Tabela 6.20 - Parâmetros económicos - Situação 2/B.	133
Tabela 6.21 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano - Situação 2/B.	134
Tabela 6.22 - a) Resumo dos parâmetros elétricos e económicos - Situações 1 e 2.	134
Tabela 6.23 - b) Resumo da quantidade das emissões dos poluentes - Situações 1 e 2.	135
Tabela 6.24 - Elaboração dos cenários e estabelecimento de pressupostos.	135
Tabela 6.25 - Parâmetros elétricos - Cenário A.	137
Tabela 6.26 - Quantidade da energia proveniente de cada componente - Cenário A.	137
Tabela 6.27 - Parâmetros económicos - Cenário A.	137
Tabela 6.28 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano - Cenário A.	139
Tabela 6.29 - Parâmetros elétricos - Cenário A1.	140
Tabela 6.30 - Quantidade da energia proveniente de cada componente - Cenário A1.	140
Tabela 6.31 - Parâmetros económicos - Cenário A1.	141
Tabela 6.32 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano - Cenário A1.	142
Tabela 6.33 - Parâmetros elétricos - Cenário B.	143
Tabela 6.34 - Quantidade da energia proveniente de cada componente - Cenário B.	143
Tabela 6.35 - Parâmetros económicos - Cenário B.	144

Tabela 6.36 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário B.	144
Tabela 6.37 - Parâmetros elétricos – Cenário B1.	145
Tabela 6.38 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário B.	145
Tabela 6.39 - Parâmetros económicos – Cenário B1.	146
Tabela 6.40 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário B1.	146
Tabela 6.41 - a) Resumo dos indicadores elétricos e económicos – Cenários A, A1, B e B1.	147
Tabela 6.42 - b) Resumo da quantidade de emissões de poluentes – Cenários A, A1, B e B1.	147
Tabela 6.43 - Escolha dos critérios da avaliação dos impactos sociais, económicos e ambientais – Vale da Custa.	150
Tabela 6.44 - Custos associados à extensão da rede no Vale da Custa.	154
Tabela 6.45 - Parâmetros elétricos – Sistema on-grid (consumo de 193 kWh/d).	155
Tabela 6.46 - Parâmetros económicos – Sistema <i>on-grid</i> (consumo de 193 kWh/d).	155
Tabela 6.47 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Sistema <i>on-grid</i> (consumo de 193 kWh/d).	155
Tabela 6.48 - Parâmetros elétricos – Sistema <i>on-grid</i> (consumo de 135,23 kWh/d).	156
Tabela 6.49 - Parâmetros económicos – Sistema <i>on-grid</i> (consumo de 135,23 kWh/d).	156
Tabela 6.50 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Sistema <i>on-grid</i> (consumo de 135,23 kWh/d).	156
Tabela 6.51 - Parâmetros elétricos – sistema <i>on-grid</i> /solar PV (consumo 193 kWh/d).	157
Tabela 6.52 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – sistema <i>on-grid</i> /solar PV (consumo 193 kWh/d).	157
Tabela 6.53 - Parâmetros económicos – sistema <i>on-grid</i> /solar PV (consumo 193 kWh/d).	158
Tabela 6.54 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – sistema <i>on-grid</i> /solar PV (consumo 193 kWh/d).	158
Tabela 6.55 - Parâmetros elétricos – sistema <i>on-grid</i> /solar PV (consumo 135,23 kWh/d).	159
Tabela 6.56 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – sistema <i>on-grid</i> /solar PV (consumo 135,23 kWh/d).	159
Tabela 6.57 - Tabela 6.55 – Parâmetros económicos – sistema <i>on-grid</i> /solar PV (consumo 135,23 kWh/d).	159
Tabela 6.58 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – sistema <i>on-grid</i> /solar PV (consumo 135,23 kWh/d).	160
Tabela 6.59 - Resumo dos resultados a partir da extensão da rede elétrica convencional.	161
Tabela 6.60 - Estimativa da potência e energia elétrica para a Achada Lagoa.	166
Tabela 6.61 - Especificações gerais dos componentes do sistema- Achada Lagoa.	167
Tabela 6.62 - Cenários propostos para alimentar as cargas da aldeia - Achada Lagoa.	168

Tabela 6.63 - Custos dos componentes do sistema híbrido proposto para Achada Lagoa.....	169
Tabela 6.64 - Parâmetros elétricos - Cenário A.....	170
Tabela 6.65 - Parâmetros económicos – Cenário A.....	171
Tabela 6.66 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário A.....	172
Tabela 6.67 - Parâmetros elétricos - Cenário B.....	173
Tabela 6.68 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário B.....	174
Tabela 6.69 - Parâmetros económicos – Cenário B.....	174
Tabela 6.70 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário B.....	174
Tabela 6.71 - Parâmetros elétricos - Cenário C.	175
Tabela 6.72 - Parâmetros económicos – Cenário C.....	176
Tabela 6.73 - Estimativa do aumento do consumo da energia elétrica....	177
Tabela 6.74 - Resultados da simulação relativos às estimativas das energias produzida e consumida.	177
Tabela 6.75 - Resultados da simulação relativos aos custos estimativos do sistema.	177
Tabela 6.76 - Parâmetros elétricos - Cenário D.	179
Tabela 6.77 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário B.....	180
Tabela 6.78 - Parâmetros económicos – Cenário D.	180
Tabela 6.79 - Parâmetros elétricos - Cenário D1.....	181
Tabela 6.80 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário D1.....	182
Tabela 6.81 - Parâmetros económicos – Cenário D1.....	182
Tabela 6.82 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário D1.....	182
Tabela 6.83 - Parâmetros elétricos - Cenário E.....	183
Tabela 6.84 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário E.....	184
Tabela 6.85 - Parâmetros económicos – Cenário E.....	184
Tabela 6.86 - Parâmetros elétricos - Cenário E1.	185
Tabela 6.87 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário E1.....	186
Tabela 6.88 - Parâmetros económicos – Cenário E1.	186
Tabela 6.89 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário E1.....	186
Tabela 6.90 - a) Resumo dos indicadores elétricos – Cenários A, B, C, D, D1, E e E1.	187
Tabela 6.91 - b) Resumo dos parâmetros económicos – Cenários A, B, C, D, D1, E e E1.	188
Tabela 6.92 - c) Resumo da quantidade das emissões dos poluentes – Cenários A, B, C, D, D1, E e E1.	188
Tabela 6.93 - Escolha dos critérios da avaliação dos impactos sociais, económicos e ambientais - Achada Lagoa.....	189
Tabela 7.1 - Composição média nacional dos RSU em 2015.	194
Tabela 7.2 - Composição dos RSU na Ilha de Santiago.	195
Tabela 7.3 - Estimativas da produção dos resíduos em Cabo Verde	196

Tabela 7.4 - Evolução histórica da produção dos RSU na Ilha de Santiago	197
Tabela 7.5 - Poder Calorífico Inferior	199
Tabela 7.6 - Volume e área da descarga do ASS.....	201
Tabela 7.7 - Parâmetros de entrada no LandGEM	203
Tabela 7.8 - Estimativa da deposição dos resíduos no ASS.....	204
Tabela 7.9 - Estimativa da produção do CH ₄ gerado no ASS.	204
Tabela 7.10 - Estimativa da potência elétrica disponível	207
Tabela 7.11 - Estimativa da energia elétrica disponível.....	207
Tabela 8.1 - Vantagens e desvantagens dos digestores anaeróbios domésticos.	220
Tabela 8.2 - Parâmetros do biodigestor pré-fabricado do tipo <i>AGAMA BiogásPro3</i>	224
Tabela 8.3 - Número de biodigestores domésticos instalados em 2018 e, cumulativamente, até o final de 2018 nos países da África, da Ásia e da América Latina	225
Tabela 8.4 - Custos dos biodigestores domésticos em várias regiões do mundo	226
Tabela 8.5 - Custos de investimentos, em USD, para o tamanho típico de digestores domésticos nos países da África, da Ásia e da América Latina.	226
Tabela 8.6 - Quantificação dos animais no Vale da Costa.	228
Tabela 8.7 - Conteúdo da matéria seca total do estrume fresco do animal e a proporção do CH ₄ na produção total do biogás.	229
Tabela 8.8 - Resumo do potencial estimado do estrume animal na área em estudo - Vale da Costa	230
Tabela 8.9 - Estimativa da produção da energia elétrica a partir dos estrumes animais na área em estudo - Vale da Costa	230
Tabela 8.10 - Conteúdo da matéria seca e dos sólidos voláteis que compõem os resíduos alimentares.....	232
Tabela 8.11- Estimativa da produção de bioresíduos em Vale da Costa ..	233
Tabela 8.12- Produção da energia elétrica a partir da combustão do biogás produzido por DA dos resíduos alimentares na área em estudo - Vale da Costa	234
Tabela 8.13 - Quantificação dos animais em Achada Lagoa	236
Tabela 8.14 - Resumo do potencial estimado do estrume animal na área em estudo – Achada Lagoa	237
Tabela 8.15 - Estimativa da produção da energia elétrica a partir dos estrumes animais na área em estudo – Achada Lagoa.....	237
Tabela 8.16- Produção da energia elétrica a partir dos resíduos alimentares na área em estudo – Achada Lagoa.....	238
Tabela 8.17- Estimativa da produção da energia elétrica a partir dos resíduos alimentares na área em estudo – Achada Lagoa.....	239
Tabela 8.18 - Parâmetros considerados no dimensionamento do volume de biodigestores.....	241
Tabela 8.19 – Taxa de carga orgânica típica no dimensionamento do volume de biodigestores.	242
Tabela 8.20 - Visão geral dos diferentes tipos de digestores domésticos e os seus parâmetros operacionais.	242
Tabela 8.21 - Dimensionamento teórico do biodigestor para utilização de estrume animal.....	243

Tabela 8.22 - Dimensionamento teórico do biodigestor para utilização dos resíduos alimentares.....	243
Tabela 8.23 - Dimensionamento teórico do biodigestor para utilização dos resíduos alimentares e do estrume animal.....	243
Tabela 8.24 - Estimativa da potência elétrica do gerador a biogás.....	247
Tabela 8.25 - Custos da aquisição e da operação e manutenção dos geradores a biogás.	248
Tabela 8.26 - Potencial da produção anual do biogás e da redução de CO ₂ , usando os estrumes animais e os resíduos alimentares na DA.	249
Tabela 9.1 - Evolução histórica e a projeção do consumo e da procura energética na Ilha de Santiago	253
Tabela 9.2 - Cenários e Indicadores para a projeção da matriz energética na Ilha de Santiago.	256
Tabela 9.3 – Pressupostos do consumo energético para os diferentes setores sob os cenários REF, INT e EFI	257
Tabela 9.4 - Capacidade total instalada em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes	258
Tabela 9.5 – Potência elétrica total instalada a gerar a partir de energia solar fotovoltaica em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes	258
Tabela 9.6 – Potência elétrica total instalada a gerar a partir de energia eólica em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes.	258
Tabela 9.7 - Potência elétrica total instalada a gerar a partir de diesel em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes.	258
Tabela 9.8 - Potência elétrica total instalada a gerar a partir de energia dos RSU em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes	259
Tabela 9.9 – Produção total de energia elétrica em 2040 (a partir de diesel, solar fotovoltaica e eólica) e as taxas de crescimento correspondentes. .	259
Tabela 9.10 - Produção total de energia elétrica de origem renovável relativo ao ano 2040.....	260
Tabela 9.11 – Produção de energia elétrica de origem solar fotovoltaica relativo ao ano 2040.....	260
Tabela 9.12 - Produção energética associada ao biogás dos RSU relativo ao ano 2040	260
Tabela 9.13 - Projeção da demanda de energia elétrica [GWh _e] em todos os setores de atividade até 2040 na Ilha de Santiago.....	261
Tabela 9.14 - Estimativas das taxas de crescimento na procura de energia elétrica relativo ao ano 2040.....	261
Tabela 9.15 - Consumo total de energia elétrica relativo a todos os setores em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes.....	262
Tabela 9.16 - Consumo desagregado da eletricidade em cada setor de atividade	262
Tabela 9.17 - Perdas da eletricidade e as taxas de crescimento correspondentes.	263
Tabela 9.18 - Resultados obtidos dos indicadores para a produção e consumo de energia elétrica relativos aos anos 2017 e 2040 nos cenários propostos	263
Tabela 9.19 - Redução das emissões dos GEE em resultado da modificação da fonte de geração de energia elétrica.	266

Lista de Gráficos

Gráfico 3.1 - Evolução da população cabo-verdiana, em particular a da Ilha de Santiago.....	46
Gráfico 3.2 - Evolução da taxa de crescimento médio anual em Cabo Verde e, em particular, a da Ilha de Santiago.	46
Gráfico 3.3 - Projeção Demográfica de Cabo Verde e da Ilha de Santiago, 2011-2030.....	47
Gráfico 3.4 -Evolução dos Agregados Familiares, 2012-2018.....	48
Gráfico 3.5 - Evolução da Taxa de Crescimento dos Agregados Familiares, 2012-2018.....	48
Gráfico 3.6 - Evolução histórica percentual do PIB em Cabo Verde	49
Gráfico 3.7 - Produto Interno Bruto para o período 2007-2017.	50
Gráfico 3.8 - Evolução do PIB per Capita em Cabo Verde, 2007 - 2017. ...	51
Gráfico 3.9 - Desagregação do consumo energético por setor em 2013....	51
Gráfico 3.10 - Consumo de energia primária (bruta) final em 2013	52
Gráfico 3.11 - Oferta da energia bruta em Cabo Verde no ano de 2013....	52
Gráfico 3.12 - População sem acesso à eletricidade	54
Gráfico 3.13 - Evolução temporal da população com acesso à energia elétrica.	56
Gráfico 3.14 - Evolução temporal de AF com acesso à energia elétrica em Cabo Verde.	56
Gráfico 3.15 - Evolução temporal dos AF com acesso à energia elétrica na Ilha de Santiago.	57
Gráfico 3.16 - Evolução dos preços das garrafas de gás butano em Cabo Verde	62
Gráfico 3.17 - Evolução da IE em Cabo Verde.	63
Gráfico 3.18 - Evolução das perdas nas redes de distribuição em Cabo Verde, em particular, na Ilha de Santiago	65
Gráfico 3.19 - Evolução das perdas nas redes de distribuição em Portugal Continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira	65
Gráfico 3.20 - Quantidade de apagões registados em Cabo Verde, em particular na cidade da Praia.....	66
Gráfico 3.21 - Duração (em hora) de apagões registados em Cabo Verde, em particular na cidade da Praia.	67
Gráfico 4.1 - Evolução percentual do consumo de combustíveis na produção de eletricidade na Ilha de Santiago, em comparação com outras ilhas do país	72
Gráfico 4.2 - Evolução dos preços médios de combustíveis em escudos cabo-verdianos.....	72
Gráfico 4.3 - Evolução das tarifas médias da energia elétrica.....	81
Gráfico 4.4 - Evolução da potência elétrica nominal instalada em Cabo Verde	83
Gráfico 4.5 - Evolução da potência elétrica nominal instalada na Ilha de Santiago.....	83
Gráfico 4.6 - Evolução da oferta da energia elétrica em Cabo Verde, em particular, na Ilha de Santiago.	86
Gráfico 4.7 - Repartição percentual da energia produzida em Cabo Verde.	86
Gráfico 4.8 - Evolução do consumo da energia elétrica em Cabo Verde, em particular, na Ilha de Santiago	88

Gráfico 5.1 - Repartição da capacidade instalada por tipo da tecnologia renovável na CEDEAO.....	98
Gráfico 5.2 - Repartição do tipo de tecnologia renovável na produção de energia elétrica na CEDEAO.....	99
Gráfico 5.3 - Evolução da taxa percentual de penetração das energias renováveis na rede elétrica nacional, 2010-2019.....	101
Gráfico 5.4 - Evolução temporal da taxa percentual da produção de eletricidade no território nacional, a partir dos combustíveis fósseis e das fontes renováveis.....	101
Gráfico 5.5 - Evolução da contribuição da produção renovável em Cabo Verde.....	102
Gráfico 5.6 - Evolução da contribuição da produção renovável na Ilha de Santiago.....	103
Gráfico 6.1 - Consumo energético médio, em kWh, das 88 moradias do Vale da Custa.....	116
Gráfico 6.2 - Consumo médio, em kWh, por moradia.....	116
Gráfico 6.3 - Registo do consumo médio diário das 88 moradias eletrificadas.....	117
Gráfico 6.4 - Variação da carga – Rede elétrica renovável.....	152
Gráfico 6.5 - Variação da carga – Rede elétrica convencional.....	152
Gráfico 6.6 - Faixa etária dos inquiridos – Vale da Custa.....	163
Gráfico 6.7 - Grau da escolaridade dos inquiridos – Vale da Custa.....	163
Gráfico 6.8 - Produção renovável (PV+Wind+Diesel com gerador <i>back-up</i>).....	164
Gráfico 6.9 - Produção térmica (expansão da rede).....	164
Gráfico 7.1 - Lixeiras Oficiais em Cabo Verde.....	193
Gráfico 7.2 - Cenários da evolução da quantidade anual da produção dos resíduos (t/ano) em Cabo Verde, até 2030.....	197
Gráfico 7.3 - Estimativa da emissão do biogás, metano e dióxido de carbono – Cenário Baixo.....	205
Gráfico 7.4 - Estimativa da emissão do biogás, metano e dióxido de carbono – Cenário Intermédio.....	205
Gráfico 7.5 - Estimativa da emissão do biogás, metano e dióxido de carbono – Cenário Elevado.....	206
Gráfico 8.1 - Potencial, em percentagem em massa, de estrume animal e restos alimentares disponíveis na área em estudo - Vale da Custa.....	235
Gráfico 8.2 - Produção, em termos percentuais, do biogás a partir do estrume animal e dos restos alimentares na área em estudo - Vale da Custa.....	235
Gráfico 8.3 - Produção, em termos percentuais, do biogás a partir do estrume animal e dos restos alimentares na área em estudo – Achada Lagoa.....	240
Gráfico 8.4 - Produção, em termos percentuais, do biogás a partir do estrume animal e dos restos alimentares na área em estudo – Achada Lagoa.....	240

Abreviaturas e Siglas

AC	Alterações Climáticas
AF	Agregado Familiar
Ah	Ampere-hora
ARE	Agência de Regulação Económica
ARME	Agência Reguladora Multisectorial da Economia
ASS	Aterro Sanitário de Santiago
BAT	Bateria
BO	Boletim Oficial
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
BTE	Baixa Tensão Especial
CEDEAO	Comunidade Económica dos Estados da África Ocidental
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ _{eq}	Dióxido de Carbono Equivalente
COP21	Conferência das Partes do Paris
CPLP	Comunidade dos Países de Língua Portuguesa
CNPT	Condição Normal de Temperatura e Pressão
CV	Cabo Verde
DA	Digestão Anaeróbia
DGE	Direção Geral de Energia
DNICE	Direção Nacional da Indústria, Comércio e Energia
DM	Dry Matter
ECREEE	<i>Ecogas Centre for Renewable Energy and Efficiency</i>
ECV	Escudos Cabo Verdianos
ECV/kg	Escudos Cabo Verdianos/quilograma
€	Euro
EU	União Europeia
FER	Fontes de Energias Renováveis
GD	Gerador Diesel
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i>
GJ	Giga joule
GR	Gestão de Resíduos
GWh	Gigawatt-hora
GWh _e	Gigawatt-hora elétrico
g/kWh	Grama/kilowatt-hora
ha	Hectare
HOMER	<i>Hybrid Optimizaiton Model for Renewables Energy</i>
HRES	<i>Hybrid Renewable Energy System</i>
Hz	Hertz
IDE	Investimento Direto Estrangeiro
IE	Intensidade Energética
INE	Instituto Nacional de Estatística
IPCC	<i>Intergovernmental Painel for Climate Change</i> (Painel Intergovernamental para Alterações Climáticas)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
IVA	Imposto Sobre Valor Acrescentado

kcal	Quilocaloria
kg	Quilograma
kJ	Kilojoule
km	Quilómetro
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWh _e	Quilowatt-hora elétrico
kWh/d	Quilowatt-hora/dia
kWp	Quilowatt-pico
kVA	Quilovolt-ampere
ktep	Quilotoneladas de petróleo equivalente
L	Litro
LandGEM	<i>Landfill Gas Emissions Model</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LEAP	<i>Long Range Energy Alternatives</i>
MJ	Megajoule
MS	Matéria Seca
MST	Matéria Seca Total
Mtep	Megatoneladas de petróleo equivalente
MWe	Megawatt-elétrico
MWh	Megawatt-hora
MWh _e	Megawatt-hora elétrico
m ²	Metro quadrado
m ³	Metro cúbico
mbar	Milibar
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
Nm ³	Normal metro cúbico
NPC	<i>Net Present Cost (Custo Atual Líquido)</i>
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
O&M	Operação e Manutenção
PALOP	Países Africanos da Língua Oficial Portuguesa
PCI	Poder Calorífico Inferior
PE	Planeamento Energético
PEDS	Plano Estratégico de Desenvolvimento Sustentável
PEID	Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento
PENGeR	Plano Estratégico Nacional de Prevenção e Gestão de Resíduos
PIB	Produto Interno Bruto
PV	Solar Fotovoltaico
PVC	Policloreto de Vinilo
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
rpm	Rotação Por Minuto
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SEE	Sistemas Elétricos de Energia
SHE	Sistema Híbrido de Energia
SHRE	Sistemas Híbridos de Energias Renováveis
ST	Santiago
SV	Sólidos Voláteis
t/ton	Tonelada
TCMA	Taxa de Crescimento Médio Anual
TCO	Taxa de Carga Orgânica

TEP	Toneladas Equivalente de Petróleo
USD	<i>United States Dollar</i> (dólar americano)
US-EPA	<i>United States Environmental Protection Ambiental</i>
W/m ²	Watt por metro quadrado
Wp	Watt-pico
WRC	<i>World Radiation Center</i>
WT	Turbina Eólica
VFRE	Valor Fixo de Referência

Estrutura e organização da Tese

A tese está estruturada em dez capítulos, cada um com diversos subcapítulos.

❖ **Capítulo 1** – Expõe o enquadramento genérico do tema do trabalho e aborda a relevância, objetivos gerais da investigação, as contribuições bem como a metodologia desenvolvida;

❖ **Capítulo 2** – Fez uma revisão da literatura, na qual se efetua uma descrição em torno de sistemas híbridos de energia renovável, com particular destaque para a combinação solar fotovoltaica e biomassa/biogás;

❖ **Capítulo 3** – Aborda a demanda energética, o consumo e a oferta da energia primária em Cabo Verde; faz-se uma análise da evolução temporal de agregados familiares com acesso à eletricidade e apresenta a evolução das perdas energéticas nas redes de distribuição, tanto no país como na Ilha de Santiago; o histórico de evolução do respetivo setor energético do arquipélago, com particular destaque para a Ilha de Santiago (caso de estudo). Ainda, realiza-se uma breve exposição do estado de arte sobre as fontes renováveis de energia elétrica e respetivas tecnologias de conversão;

❖ **Capítulo 4** – Descreve as formas de produção de eletricidade em Cabo Verde e apresenta um retrato no domínio do setor dos combustíveis, nomeadamente no setor elétrico, em que se caracteriza o sistema atual na Ilha de Santiago, o aumento do consumo ao longo dos anos e, avaliou-se, igualmente, a evolução dos preços da eletricidade e dos combustíveis. Ainda, é realizada uma breve exposição, a nível do balanço energético (capacidade instalada, produção e consumo energético mundial e cabo-verdiana) e aborda os desafios do setor energético no arquipélago e suas perspetivas futuras;

❖ **Capítulo 5** – Caracteriza os recursos energéticos renováveis, com enfoque para o potencial energético solar fotovoltaico (PV), demonstrando (i) a capacidade de potência instalada e (ii) a produção de energia elétrica nos últimos anos. Em seguida, faz-se uma exposição sobre os sistemas híbridos de energias renováveis existentes no arquipélago de Cabo Verde. para a

modelação do sistema elétrico, a metodologia e os respetivos modelos de otimização adotados para o caso de estudo;

❖ **Capítulo 6** – Analisa, através de dois casos de estudo, as alternativas para a eletrificação das comunidades rurais e/ou isoladas na Ilha de Santiago;

❖ **Capítulo 7** – Estima o potencial de aproveitamento energético do gás proveniente da digestão anaeróbia (DA) de resíduos sólidos urbanos no Aterro Sanitário de Santiago (ASS) para a geração de energia elétrica;

❖ **Capítulo 8** – Avalia o potencial teórico do processo de tratamento da em pequena escala, através do aproveitamento (i) dos resíduos orgânicos e alimentares (sobras da comida) e (ii) dos estrumes animais gerados nas comunidades rurais do Vale da Costa (localizada no município de São Domingos) e da Achada Lagoa (localizada no município do Tarrafal) respetivamente, para a produção da energia elétrica;

❖ **Capítulo 9** – Estabelece e apresenta diversos cenários da evolução do sistema energético na Ilha de Santiago a longo prazo, até o horizonte temporal de 2040, de forma a conhecer diferentes aspetos de políticas energéticas, ambientais e de um planeamento energético (PE) integrado e sustentável;

❖ **Capítulo 10** – Por último, as considerações finais, em que são apresentadas, tanto as principais conclusões, contribuições, limitações dos estudos, como as sugestões e as propostas para futuras investigações. Ainda, se apresentam as referências bibliográficas utilizadas, como suporte ou base da fundamentação desta tese.

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Enquadramento Teórico

Nos tempos atuais, a energia elétrica é um dos requisitos indispensáveis à humanidade e é um fator vital para o desenvolvimento social e económico. Face ao aumento da população, acelerada urbanização, rápida industrialização e um incremento aumento no consumo energético, a demanda pela eletricidade vai-se aumentando (Kalantari, Ahangari Hassas, & Pourhossein, 2018). A utilização da energia renovável é significativamente importante, visto que o consumo global da energia está a aumentar, enquanto as fontes convencionais poderão ser insuficientes para atender à demanda energética, desencadeando crises energéticas (Guo, Liu, Sun, & Jin, 2018). A situação energética dos Pequenos Estados Insulares, como o caso de Cabo Verde, depende, em grande medida, da importação dos combustíveis fósseis, principalmente do petróleo e seus derivados, para satisfazer as suas demandas energéticas. A acentuada dependência energética do exterior é da ordem de 75%. Segundo Fenzhen et al. (2007), o aumento da demanda global de energia e os problemas ambientais relacionados à utilização da energia fóssil exigem que as novas fontes energéticas substituam os combustíveis fósseis tradicionais. Afirma-se ainda que o desenvolvimento global das tecnologias renováveis pode apoiar no fornecimento sustentável de energia elétrica para as áreas isoladas e remotas.

Surroop et al. (2018) consideram que, através da reforma da governação energética, os decisores políticos podem impulsionar a mudança no seio do seu governo, especialmente quando uma reforma implica abrir oportunidades de mercado, estimular a participação privada e pressionar as agências governamentais existentes a trabalhar de forma eficiente. De acordo com Ranaboldo et al. (Ranaboldo et al., 2014), apesar de Cabo Verde ter recursos de energia eólica e solar (integração de energia eólica e solar no seu sistema de energia), a estratégia convencional para ter acesso à eletricidade, sobretudo, em áreas rurais (isoladas) é através de sistemas únicos de geradores a diesel. Contudo, Sheikh et al. (2016), afirmam que as perspetivas sociais e políticas, nas quais podem ter impactos positivos, negativos ou mistos, são elementos/parâmetros importantes para as

tecnologias de energias renováveis. Os impactos positivos podem melhorar a adoção de certas tecnologias, os negativos podem reduzir os benefícios pretendidos ou mesmo ameaçar a viabilidade de uma tecnologia promissora.

A política energética deve ter em linha de conta o desenvolvimento de tecnologias energéticas com baixas emissões que não envolvem a combustão de carvão, petróleo e gás natural, bem como a intensificação do efeito estufa, contribuindo, em particular, para o cumprimento dos objetivos do desenvolvimento sustentável nas suas dimensões: económica, social e ambiental (Ligus, 2017). As preocupações ambientais globais, o aumento das demandas de energia e a evolução das tecnologias de energias renováveis apresentam uma nova possibilidade de implementar fontes de energia renováveis. A substituição de fontes de energia convencionais por fontes de energia renováveis tem crescido, de forma exponencial, nos últimos anos. Esta assertiva deve-se em parte a conscientização do incremento dos gases com efeito de estufa (GEE)¹, no qual tem-se associado grande parte da responsabilidade às atividades antropogénicas. A energia solar é a mais proeminente entre as fontes renováveis, pois é um recurso inesgotável e sua exploração até agora tem sido, ecologicamente, amigável (Akikur, Saidur, Ping, & Ullah, 2013).

Ao longo dos últimos anos, a tecnologia PV conheceu uma extraordinária evolução na sua capacidade instalada, ou seja, no número de unidades industriais dedicadas à produção de módulos fotovoltaicos. Para Olatomiwa et al. (Olatomiwa, Mekhilef, Ismail, & Moghavvemi, 2016), a disponibilidade e a intermitência são os principais parâmetros críticos que caracterizam as fontes de energias renováveis e, geralmente, a intermitência inclui variações previsíveis e imprevisíveis. De acordo como o mesmo autor, os muitos inconvenientes da intermitência das fontes renováveis podem ser superados com medidas de integração de mais de uma fonte de energia renovável, incluindo fontes de *backup* e sistemas de armazenamento. A quantidade do potencial de energia solar é consideravelmente maior do que as atuais demandas energéticas mundiais e vem-se desenvolvendo com maior rapidez

¹GEEs são os gases da atmosfera, naturais e antrópicos, que absorvem e reemitem radiação infravermelha. Os principais GEEs de origem antrópica contemplados pelo Protocolo de Quioto são: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄); óxido nitroso (N₂O), hexafluoreto de enxofre (SF₆), acompanhado por suas famílias de gases, hidrofluorcarbonos (HFCs) e perfluorcarbonos (PFCs).

do que as outras fontes de energias renováveis nas últimas décadas (Akikur et al., 2013). Entretanto, o preço da energia convencional não promete descer tanto. A produção das energias renováveis, geradas de forma integrada e descentralizada, deve ser, sem sombra de dúvida, uma opção válida para reduzir os custos e a independência energética de um país insular, como o caso de Cabo Verde.

O uso exclusivo de combustíveis fósseis para a geração de energia tem muitas limitações, entre as quais se destacam: a baixa disponibilidade de reservas deste recurso à escala planetária, o constante aumento de preços, a concentração geográfica destes recursos num pequeno universo de países e o impacto ambiental significativo gerado pelo seu uso em processos de geração de energia elétrica (Capellán-Pérez, Mediavilla, de Castro, Carpintero, & Miguel, 2014).

No caso particular de Cabo Verde, tem-se verificado um interesse crescente por parte das entidades público-privadas na promoção do uso de energias alternativas para as zonas remotas, em que a energia convencional não chega, devido aos custos muito elevados que esse processo pode acarretar. Na revisão bibliográfica, verificou-se que não foi encontrada integração de tecnologias energéticas renováveis destinadas a áreas isoladas em Cabo Verde que explorem, de um lado, as análises de natureza técnica, económica, social e ambiental, com destaque para a solar fotovoltaica e biogás e, por outro, a sua participação no PE descentralizado.

1.2 Relevância do estudo

Sendo Cabo Verde um país insular, não dotado de quaisquer recursos energéticos convencionais, mas possui recursos endógenos à disposição e em abundância, nomeadamente o sol e o vento. O custo de eletricidade é elevado, acarretando, tanto um peso substancial nas despesas das famílias, como das empresas, pelo que se torna necessário apostar nas energias renováveis como forma de emancipação energética.

Foram identificados que os sistemas híbridos mais utilizados no arquipélago são as centrais termoelétricas a diesel, integrados com parques eólicos e fotovoltaicos, enquanto em certas comunidades rurais, tipicamente mais pequenas e com menos infraestruturas, os aludidos sistemas são

compostos por energia solar fotovoltaica, apoiados por geradores a diesel, complementada pelo uso das baterias.

A esmagadora maioria dos trabalhos de investigação sobre sistemas energéticos híbridos, em particular, nas regiões insulares, estão focados nos sistemas baseados nas combinações de tecnologias eólica/PV e de eólica/diesel, em menor número de PV/diesel e, em muito menor número, PV/biogás.

Assinalam-se alguns sistemas híbridos da microprodução, a nível de Cabo Verde. Contudo, verifica-se a inexistência de um sistema que considera a utilização de uma fonte renovável fotovoltaica, apoiada por um gerador a biogás (gás produzido por um aterro sanitário, a partir dos resíduos sólidos urbanos (RSU) ou pela tecnologia da com base em estrumes animais e/ou resíduos alimentares), no qual é acionado, quando a fonte renovável se encontrar indisponível. Por este motivo, pensou-se em desenvolver um trabalho de investigação que colmata essa lacuna, possibilitando integrar o seu enfoque no contexto de desenvolvimento sustentável e no PE de uma região e/ou de um país arquipelágico, com ilhas dispersas, tornando-se como sistemas alternativos confiáveis e/ou rentáveis na resolução do problema de produção de energia descentralizada, em especial, nas áreas "off-grid".

Cabo Verde pode enfrentar, no futuro, grandes desafios energéticos. Se por um lado, se prevê que o consumo da energia elétrica vai triplicar até 2050, por outro lado, haverá um crescimento das fontes renováveis intermitentes e a redução percentual da capacidade de produção a diesel.

1.3 Objetivos gerais da investigação

O objetivo geral desta tese é prestar um contributo para uma melhor compreensão na diversificação das fontes energéticas alternativas, com a integração das tecnologias solar fotovoltaica e biogás no planeamento da matriz energética da Ilha de Santiago e/ou na produção energética descentralizada.

1.3.1 Objetivos específicos

No domínio dos objetivos específicos destacam-se:

- Estabelecer e apresentar diversos cenários da evolução do sistema energético na Ilha de Santiago a longo prazo, isto é, até o horizonte temporal de 2040, de forma a conhecer os diferentes aspetos das políticas energéticas, ambientais, assim como de um PE integrado;
- Estimar as necessidades energéticas de uma pequena e média comunidade rural da Ilha de Santiago, através do levantamento de diagrama de cargas, em função do crescimento populacional, para permitir uma melhor quantificação da potência elétrica total do sistema de geração;
- Avaliar, de forma quantitativa, a estimativa do potencial energético do biogás do ASS, resultante dos RSU, com vista à sua participação na matriz energética da Ilha de Santiago;
- Estimar a quantidade teórica (i) de biogás/metano (CH₄) que poderia ser gerado no ASS, durante a sua vida útil, como também (ii) de energia e potência elétrica disponibilizadas;
- Mostrar, até que ponto, a combinação de sistemas híbridos PV/biogás pode apresentar-se enquanto sistemas alternativos confiáveis na resolução do problema da produção de energia descentralizada e sustentável em termos técnico-económico, social e ambiental para áreas rurais e isoladas nas regiões insulares.

Para alcançar o objetivo geral, é importante responder às seguintes questões:

- ✓ Atendendo a gestão integrada de um sistema PV com as necessidades de um sistema a biogás, qual o potencial energético estimado do gás do ASS previstos nos próximos tempos e advenientes dos RSU que possa contribuir no processo do PE da Ilha de Santiago?
- ✓ Qual das tecnologias solar fotovoltaica/gerador a diesel ou solar fotovoltaica/gerador a biogás que melhor se adaptaria às pequenas e médias comunidades rurais não beneficiadas pelo serviço de eletrificação e que poderá responder aos anseios dos habitantes no que tange à demanda energética?
- ✓ No quadro dos pilares do desenvolvimento sustentável, quais os reais benefícios diretos e indiretos, advenientes da futura integração de sistemas híbridos renováveis, com destaque para PV/biogás, no que diz respeito à capacidade instalada e à produção energética?

✓ Qual a estimativa da energia gerada, resultante da DA em pequena escala, através do aproveitamento (i) dos resíduos alimentares biodegradáveis (sobras de comida) e (ii) dos estrumes animais gerados em duas comunidades localizadas no interior da Ilha de Santiago?

1.4 Contribuições da Tese

Nesta tese, são estabelecidos e apresentados diversos cenários da evolução do sistema energético na Ilha de Santiago até o ano de 2040, tendo como enfoque a participação da biomassa (RSU) na sua matriz energética. Tendo em conta que os trabalhos da investigação apresentados na literatura para o PE não avaliam a integração da tecnologia híbrida PV/biogás em regiões insulares e, considerando que Cabo Verde não contemplou a integração da biomassa na formulação/elaboração no seu “*Master Plan*” do setor elétrico, este trabalho de investigação permite preencher uma importante lacuna e apresentar novas diretrizes para os agentes de decisão do setor electroprodutor cabo-verdiano.

Destaca-se que não foram encontradas na literatura, contribuições similares, a seguir listadas:

- Identificação de possíveis obstáculos/barreiras no tocante à disseminação da tecnologia híbrida solar fotovoltaica e biogás, propondo alternativas que auxiliem a integração desses dois recursos no PE de um país insular;
- Aplicação de *softwares* energéticos para avaliar (i) os consumos energéticos em vários setores de atividade económica e (ii) as perdas energéticas nas redes de distribuição até o ano 2040, na Ilha de Santiago.
- O processo de tratamento da DA em pequena escala, com vista à produção de eletricidade nas zonas rurais das ilhas de Cabo Verde.

1.5 Metodologia

Este trabalho investigativo baseia-se numa pesquisa bibliográfica, de carácter quantitativo, através da qual se pretende verificar e investigar o conjunto de tecnologias existentes sobre os sistemas híbridos fotovoltaico/biogás e através da utilização de *softwares* computacionais

(HOMER Pro, LandGEM, LEAP), analisar a integração da tecnologia híbrida solar fotovoltaica e biogás no planeamento da matriz energética na Ilha de Santiago e/ou na produção elétrica descentralizada. Na Figura 1.1, apresenta-se a metodologia utilizada para o desenvolvimento do trabalho, com o auxílio de fluxograma, em que se destacam os principais procedimentos para alcançar os objetivos propostos.

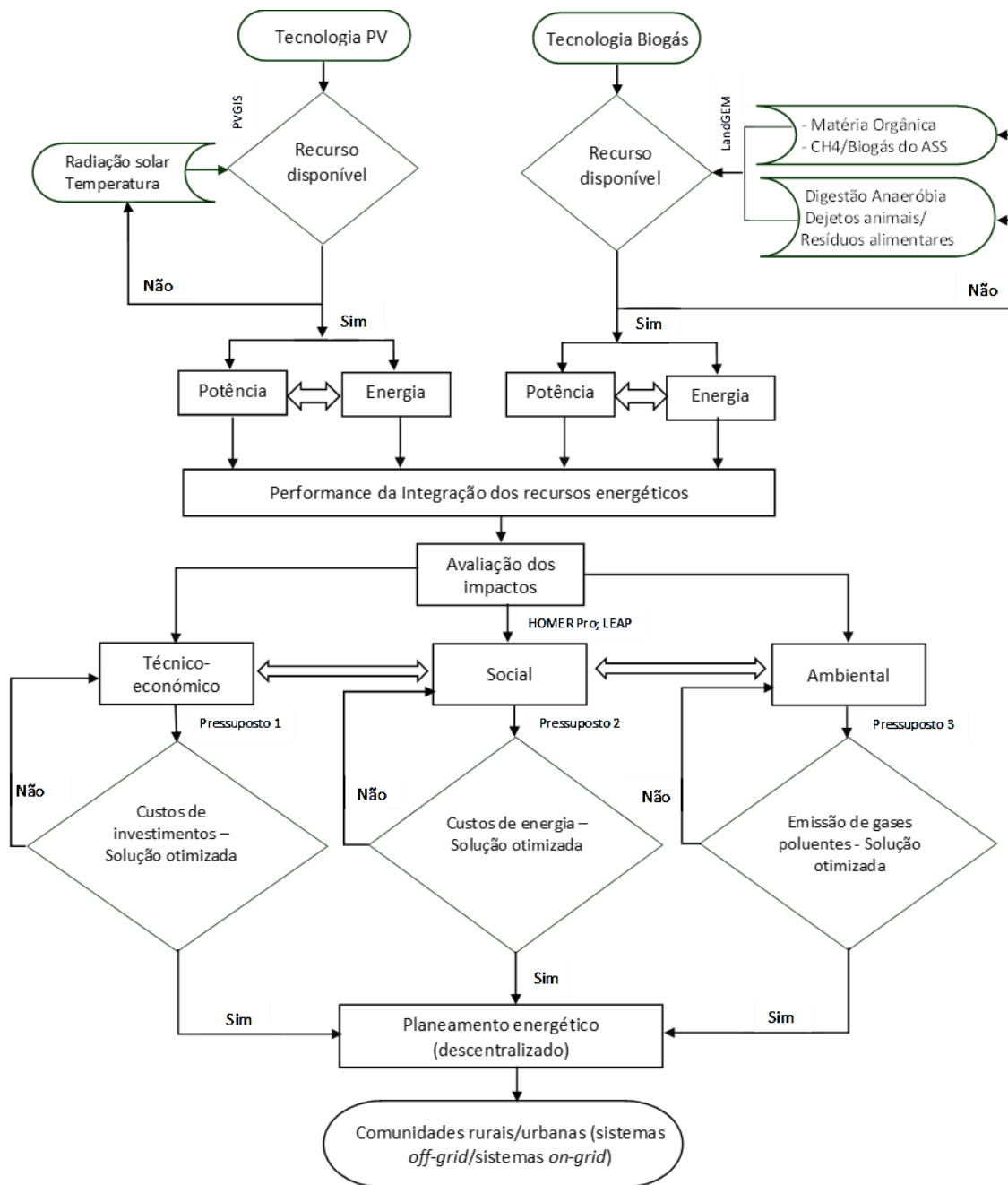


Figura 1. 1 - Fluxograma da metodologia do trabalho (Fonte: elaborado pelo autor).

Capítulo 2 - Revisão da Literatura

Existem várias investigações na literatura que abordam os diferentes aspectos dos sistemas híbridos de energias renováveis, com destaque as energias solar e eólica. Segundo Singh et al. (2010), nos últimos anos, os sistemas PV e biomassa têm vindo a chamar muita atenção para a geração de eletricidade nas regiões isoladas e/ou não eletrificadas. Têm sido desenvolvidos e aplicados vários modelos matemáticos para formular um sistema híbrido de energia renovável (SHER), dando enfoque sobretudo ao dimensionamento e otimização dos seus componentes. De entre alguns softwares energéticos de simulação e modelos matemáticos, destacam-se: (i) *HOMER (Hybrid Optimization Model for Renewable Energy)* que tem sido, amplamente, utilizado por muitos pesquisadores em todo o mundo para realizar estudos de viabilidade tecno-económica de sistemas híbridos em que as componentes são modeladas e otimizadas com vista a determinar a configuração mais eficiente em termos de consumo de energia e custo-benefício referente a cada local; (ii) *Algoritmo genético*; (iii) *Algoritmo lógico de fuzzy*; (iv) *Programação linear*; (v) *(Meta)-heurístico*; (vi) *Algoritmo de colónia de abelha artificial*.

Segundo Reddy et al. (Reddy, Aravindhan, & Mallick, 2016), devido a preocupação com o esgotamento dos combustíveis fósseis e o aumento da demanda energética mundial, a implementação substancial da tecnologia híbrida renovável descentralizada pode ser uma solução para resolver esta questão problemática. Assim sendo, o sistema energético descentralizado, baseado nas energias renováveis, torna-se uma abordagem viável para satisfazer as necessidades energéticas básicas das regiões rurais e urbanas. Para Bahramara et al. (2016), os recursos energéticos renováveis são alternativos adequados aos recursos tradicionais para atender ao crescente consumo de energia elétrica. A integração dos mesmos com os de origem fósseis, além de armazenamentos, cria sistemas híbridos de energia renovável.

Heydari et al. (Heydari & Askarzadeh, 2016a) afirmam que a combinação de PV e sistemas de biomassa poderia ser uma maneira eficaz de se conceber um sistema híbrido de energia (SHE) segura e rentável. Os resultados obtidos

mostram que o sistema de geração PV/biomassa é mais promissor do que um único sistema fotovoltaico ou apenas um sistema de biomassa.

Conforme um estudo de Singh et al. (S. Singh, Singh, & Kaushik, 2016), sobre um sistema híbrido de geração de energia fotovoltaica combinada com biomassa e armazenamento, aplicando o algoritmo de colônia de abelha artificial para o ótimo dimensionamento de componentes, de modo que se atenda a demanda de uma pequena região, os sistemas de energias renováveis estão a revelar-se fontes promissoras e favoráveis ao ambiente de produção de eletricidade, em particular, nos países com recursos de combustíveis fósseis inadequados.

Num trabalho realizado por Neto et al. (2010) sobre a configuração alternativa do SHE que integra módulos fotovoltaicos e digestores alimentados por estrumes de cabra, como base para o desenvolvimento sustentável rural na região do nordeste do Brasil, afirma-se que as biomassas derivadas de recursos naturais como a lenha, o carvão e as culturas florestais continuam a ser a principal fonte de energia em muitas comunidades dos países em desenvolvimento.

Eziyi et al. (2014) desenvolveram um SHER que compreende um gerador fotovoltaico, uma bateria e um gerador alimentado a biomassa com gaseificador e utilizaram o software *HOMER* para analisar diversas configurações, com vista a garantir uma produção de eletricidade confiável e um ótimo dimensionamento do sistema. O resultado global mostra que (i) existe um custo de energia otimizado, do acrónimo em inglês, *Levelized Cost of Energy* (LCOE), caindo abaixo da capacidade de pagamento da população, (ii) a eletricidade torna-se acessível e confiável, (iii) a água potável é fornecida à comunidade rural e (iv) constitui uma opção viável para o desenvolvimento rural sustentável.

A expressão "*integração fotovoltaica/biogás*" refere-se a um sistema de geração baseado na combinação de duas fontes de energia solar fotovoltaica e biogás a operar em conjunto para atender as demandas de um grupo de cargas consumidoras (Beluco, Souza & Krenzinger, 2008). Acrescenta-se que um sistema híbrido fotovoltaico/biogás é constituído, essencialmente, por dois geradores, sendo um fotovoltaico e o outro a biogás, por cargas consumidoras e por cabos elétricos para a sua interligação. Rahman et al. (M. M. Rahman, Hasan, Paatero, & Lahdelma, 2014) investigaram as viabilidades

técnicas e económicas na aplicação híbrida de biomassa e recursos fotovoltaicos, usando o software de simulação *HOMER*, através dos quais se afirma que para facilitar a integração dos recursos energéticos solar e biogás no PE rural e promover a sua disseminação através de aplicações híbridas, torna-se imprescindível avaliar os seus desempenhos económicos e a sua capacidade de lidar com as demandas.

O uso de sistemas híbridos compostos por biomassa e PV para produção de eletricidade em áreas remotas pode ser mais económico, visto que é mais fácil obter quantidade de biomassa (Pradhan, Bhuyan, Sahoo, & Prasad, 2013).

As micro-redes são sistemas de distribuição de energia que podem se desconectar da rede tradicional e operar de forma autónoma e eficiente (micro-redes de energia local) nas zonas rurais. Nessas áreas, o biogás produzido pela tecnologia de conversão bioquímica de resíduos orgânicos, pode ser valorizado energeticamente, utilizando um SHE (Baudoin, Vechiu, Camblong, Vinassa, & Barelli, 2016). O suprimento local de energia tradicional pelas energias renováveis, a solar e a biomassa, usando sistemas de energia distribuída, desempenha um papel de relevo na estrutura energética global. Investigou-se pelo método de avaliação do ciclo de vida o desempenho ambiental de um sistema híbrido de biomassa e solar PV para o fornecimento de energia eléctrica, cujos resultados mostraram a insignificância de impactos ambientais, quer na fase de construção, quer nas de desmontagem e reciclagem do sistema (Zhang, Sun, Ma, Xu, & Qiu, 2019).

Vários pesquisadores propuseram sistemas híbridos que usam o potencial de biomassa das áreas rurais para a geração de eletricidade. Os resultados de alguns dos estudos recentes são mostrados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Alguns estudos técnico-económicos sobre a integração de recursos energéticos renováveis (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nas pesquisas bibliográficas).

Referência	Ano	Descrição	Resultado
Sarkar et al. (2019)	2019	Sistema híbrido de energia solar, eólica e de biomassa com bateria para fornecer energia a uma região conectada à rede na Índia, com vista a garantir o fornecimento contínuo e ininterrupto da energia elétrica.	O sistema pode atender à demanda máxima e possui alta segurança. O período de retorno da solução ideal é de menos de 5 anos.
Bhattacharjee (2019)	2019	Sistema híbrido de energia renovável conectado à rede que inclui um gerador fotovoltaico, uma turbina eólica e um gerador a biogás para fornecimento da eletricidade na ilha das Flores nos Açores - Portugal.	<i>A solução ideal não incluiu biogás, uma vez que o LCOE de PV/biogás/rede era 3 vezes maior que o COE do sistema PV/rede.</i>
Tiwary et al. (2019)	2019	Utilização de biomassa para atender à demanda de energia residencial em duas cidades europeias, integrado com o sistema renovável híbrido eólico/PV /Bateria.	Devido ao baixo potencial solar e eólico nas regiões selecionadas, o uso de biomassa resultou em NPC ideal e redução nos custos locais de descarte dos resíduos sólidos.
Islam et al. (2018)	2018	Modelagem de três configurações alternativas de sistema híbrido fotovoltaico, biogás e diesel com bateria para a produção energética fora da rede na região rural do norte do Bangladesh.	Entre três casos baseados em PV/diesel/ biogás combinado com bateria, obteve o LCOE mínimo de 0,188 USD/kWh a emissão anual de CO ₂ diminuiu de até 75% e com período de retorno de 12 anos.
Goel e Sharma (2019)	2019	Estudo técnico-económico e ambiental do sistema híbrido de biogás e biomassa para alimentar, energeticamente, uma carga comercial na Índia.	Com base nos resultados do HOMER, o alto custo do gaseificador de biomassa e a construção da central de biogás resultou num LCOE de 1,250 USD/kWh.
Nag e Sarkar (2018)	2018	Otimização de um sistema de energia híbrida solar / hídrica / biogás / eólico para atender à demanda futura, considerando diferentes preços de combustíveis.	A solução ideal incluiu todos os recursos com LCOE de 0,356 a 0,224 USD/kWh. O menor custo do biocombustível resultou em maiores emissões.
Bagheri et al. (2018)	2018	Estudo do sistema híbrido solar, eólico e de biomassa para uma área urbana no Canadá, considerando o impacto das diferentes economias de escala.	O uso dos resíduos da biomassa melhora o desempenho tecno-económico do sistema e auxilia o governo local, limitando os resíduos de aterros e criando empregos "verdes". O LCOE final foi estimado entre 0,300 e 0,307 USD/kWh.
Heydari e Askarzadeh (2016)	2016	Otimização da central híbrida fotovoltaica, baseada em biomassa, para suprir a demanda de poços agrícolas no Irão, considerando diferentes custos iniciais para o gerador a biogás.	A combinação do gerador a biogás com a tecnologia fotovoltaica aumentou a confiabilidade e a relação custo-benefício do sistema. O intervalo de LCOE resultante foi de 0,139 a 0,219 USD/kWh.

Capítulo 3 – Demanda Energética em Cabo Verde

O crescimento da população mundial, associado ao desenvolvimento tecnológico e industrial, conduz a um incremento significativo da demanda de energia elétrica e as fontes energéticas utilizadas, atualmente, são provenientes de recursos limitados de combustíveis fósseis que, durante o seu processo de combustão, emitem gases com efeito estufa (GEE). (Dunham & Iverson, 2014). O aumento da demanda global de energia e os problemas ambientais relacionados com a utilização de energia fóssil exigem que as novas fontes de energia substituam os combustíveis fósseis tradicionais (Timilsina & Shah, 2016).

As perspetivas sociais e políticas são aspetos relevantes para as tecnologias de energias renováveis. Estas perspetivas podem ter impactos positivos, negativos ou mistos. Os positivos tendem a melhorar a adoção de certas tecnologias. Os negativos podem reduzir os benefícios pretendidos ou mesmo ameaçar a viabilidade de uma tecnologia promissora. Uma vez que os impactos sociais e políticos mantêm uma relação recíproca, podem ser abordados em comum (Sheikh et al., 2016).

3.1 Caracterização do Arquipélago

3.1.1 Localização Geográfica

A República de Cabo Verde localiza-se na costa ocidental africana, a 500 km de distância do Senegal, entre as latitudes 14° 28' N e 17° 12' N e longitudes 22° 40' W e 25° 22' W. Constitui-se por dez ilhas de origem vulcânica, com apenas nove habitadas, ocupando uma área de cerca de 4033 km². Fazem parte do grupo das ilhas da Macaronésia, vasta região do atlântico, constituída pelos Açores, Madeira e Canárias².

² B.D. Fonseca, "Integração das fontes de energia renovável em ilhas e regiões remotas," 2009.



Figura 3.1 - Mapa do Arquipélago de Cabo Verde (Fonte: Google).

A Ilha de Santiago, situada na região de Sotavento, entre as ilhas do Maio e do Fogo, a uma latitude de 14° 54' N (15° 20' N) e longitude de 23° 25' W (23° 46' W), é considerada a principal e maior ilha do arquipélago de Cabo Verde, ocupando uma área de 991 km². É a mais populosa, detendo mais de metade da população cabo-verdiana, cerca de 300.000 habitantes, segundo o último censo 2010 do INE (Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde). Divide-se em 9 concelhos, entre os quais o da Praia, onde se localiza a cidade capital do mesmo nome³.



Figura 3.2 - Mapa da Ilha de Santiago com os nove concelhos municipais.

³ G. E. Solutions S.A, "Plano Energético Renovável Cabo Verde: Plano de investimentos," Praia, 2011.

3.1.2 Clima

O arquipélago de Cabo Verde integra-se na região do Sahel, caracterizado por um clima tropical seco, com uma longa estação seca (novembro a junho), uma curta e intermitente estação da chuva (julho a outubro). Apresenta temperaturas moderadas, devido a elevada influência marítima nos regimes de ventos, com valores médios a rondar os 25°C. Na maior parte das vezes, as temperaturas médias mais elevadas ocorrem em setembro (26,7°C) e as mais baixas entre janeiro e fevereiro (18,4°C).

3.1.3 Situação Demográfica e Económica

Esta tese considera como principais fatores que influenciam diretamente na demanda pela eletricidade: (i) a taxa de crescimento populacional; (ii) a evolução dos agregados familiares; (iii) a taxa de crescimento dos indicadores económicos (*PIB* e *PIB per capita*); (iv) o custo dos combustíveis fósseis; (v) por último, a tarifa de eletricidade.

3.1.3.1 Demografia e Taxa de Crescimento Populacional

Quando se pretende elaborar uma política pública para o setor de energia, é fundamental ter-se em linha de conta a informação ao nível do crescimento da população. O crescimento económico e populacional traz grandes desafios aos gestores/decisores do sistema elétrico, face à necessidade de assegurar um consumo crescente de eletricidade. Assim, se a quantidade de habitantes aumentar, tornam-se necessários elevados recursos para satisfazer as suas necessidades energéticas.

Conforme os dados divulgados pelo INE (censo 2010), pode-se verificar no Gráfico 3.1 que, no ano de 2019, a população de Cabo Verde foi estimada em 549.699 habitantes, enquanto na Ilha de Santiago foi de 309.372 habitantes, o que corresponde a mais de metade da população cabo-verdiana (56,2%).

A população residente em Cabo Verde no ano 2020, segundo os resultados estimativos do Inquérito Multiobjectivo Contínuo (IMC, 2020) do INE, foi cerca de 556.857 pessoas. De acordo com tais estimativas, a população cresceu a um ritmo médio de 1,44% ao ano no período 2012-2020, contra 1,55% na Ilha de Santiago, e estima-se que o país vai alcançar uma

população de cerca de 621.141 pessoas em 2030, com um crescimento médio anual de 1,18%.

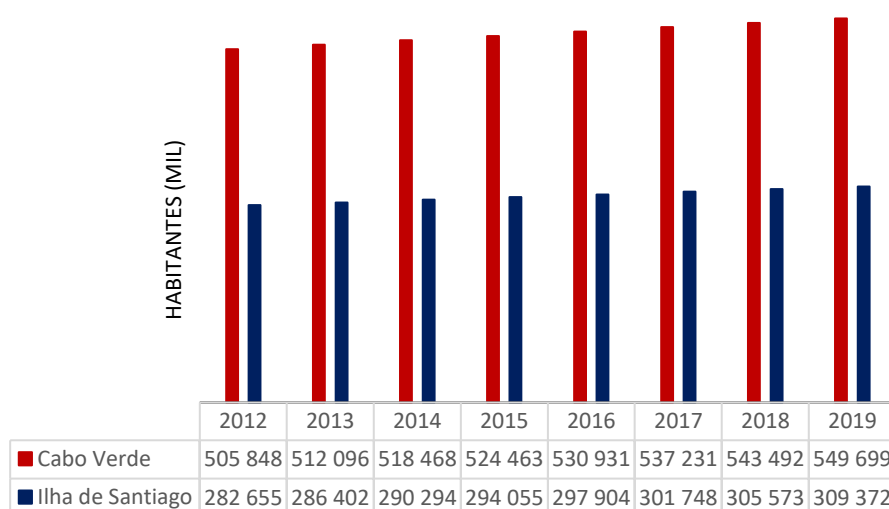


Gráfico 3.1 - Evolução da população cabo-verdiana, em particular a da Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE).

O Gráfico 3.2 mostra a evolução da taxa de crescimento médio anual (TCMA), em percentagem, da população quer de Cabo Verde, quer da Ilha de Santiago, no período compreendido entre 2012 e 2019. Nota-se que, em 2014, atingiu o seu valor mais elevado (1,34%), passando de seguida a sofrer ligeiras reduções. Em 2019, na Ilha de Santiago, estimou-se a TCMA de 1,18%.

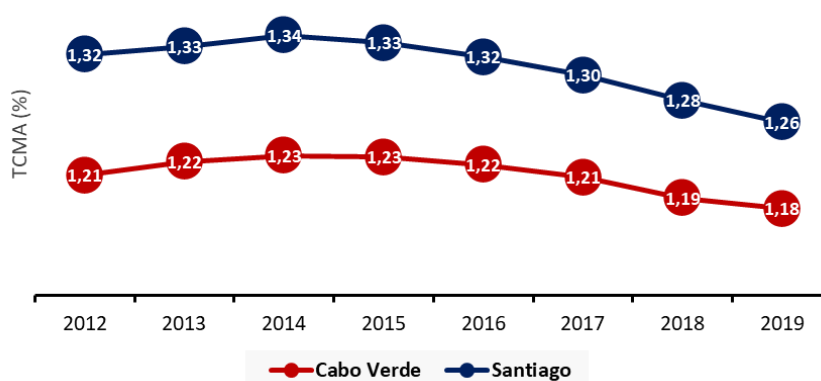


Gráfico 3.2 - Evolução da taxa de crescimento médio anual em Cabo Verde e, em particular, a da Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE - Estatística das Famílias e Condições de Vida, 2012 - 2019).

3.1.3.2 Projeção de crescimento da população

As projeções referentes à população nacional, divulgadas pelo INE, apontam para um aumento da população cabo-verdiana, em relação aos anos anteriores. Se, em 2018, a população total era de 543.492 habitantes, em 2030, prevê-se um total de 621.141 habitantes, representando um aumento de uma taxa de crescimento de cerca de 14,29%, como pode ser verificado no Gráfico 3.4. Para a Ilha de Santiago, prevê-se um total de 348.824 habitantes no ano 2030, com uma taxa de crescimento na ordem de 11,28% relativamente ao ano 2020 (313.461 habitantes). O Gráfico 3.3 mostra valores históricos e da projeção demográfica no período compreendido entre 2011 e 2030.

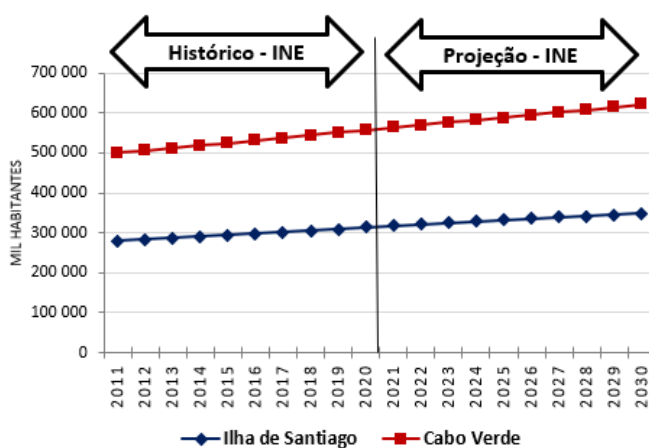


Gráfico 3.3 - Projeção Demográfica de Cabo Verde e da Ilha de Santiago, 2011-2030 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE - Estatística das Famílias e Condições de Vida, 2018).

No que se refere à evolução dos Agregados Familiares (AF), os resultados confirmam a tendência crescente em todo o território nacional, passando de 124.377 em 2012 para 158.431 em 2019 (taxa de crescimento na ordem de 27,37%), de acordo com o Gráfico 3.4. A dimensão média dos AF em Cabo Verde é de 3,5 pessoa.

Na Ilha de Santiago, verificou-se uma taxa de crescimento de cerca de 23,84%, no período compreendido entre 2012 e 2019. Importa, porém, referir uma ligeira redução dos AF entre 2018 e 2019 na ordem de 0,53%.

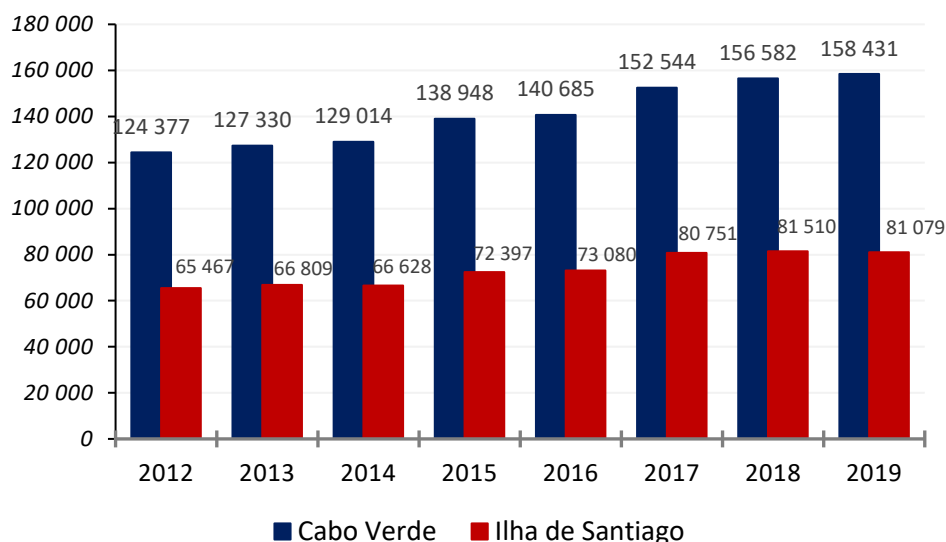


Gráfico 3.4 -Evolução dos Agregados Familiares, 2012-2019 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE - Estatística das Famílias e Condições de Vida, 2018).

O Gráfico 3.5 ilustra a taxa de crescimento médio anual dos AF, em que se nota que de 2016 a 2017 foi o ano com a taxa mais elevada em Cabo Verde (10,5%) e, em particular, na Ilha de Santiago (8,4%).

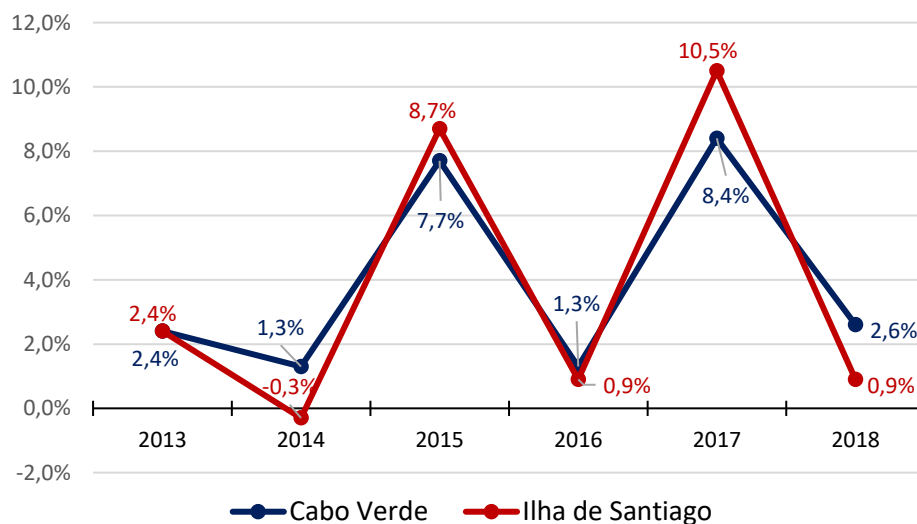


Gráfico 3.5 - Evolução da Taxa de Crescimento dos Agregados Familiares, 2012-2018 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE - Estatística das Famílias e Condições de Vida, 2018).

3.1.3.3 Produto Interno Bruto

O Produto Interno Bruto (PIB) é um indicador associado ao crescimento económico que traduz a soma de todos os bens e serviços finais produzidos

num determinado país ou região, durante um período determinado, geralmente um ano. O Gráfico 3.6 mostra a evolução percentual (%) do PIB, dos últimos 10 anos em Cabo Verde. Numa década muito muda e os números ajudam a perceber as mudanças que ocorrem. Em 2010, Cabo Verde registou um PIB de 1,5% que teve uma subida em 2011, passando para 4,0% e, depois, voltou a descer (1,1% em 2012). O valor mais baixo registou-se em 2014, ano em que o crescimento do PIB não foi além dos 0,6%. No ano de 2016, o crescimento teve uma subida acentuada atingindo os 4,7%. Em 2019, evoluiu favoravelmente, desta feita para 5,5%.

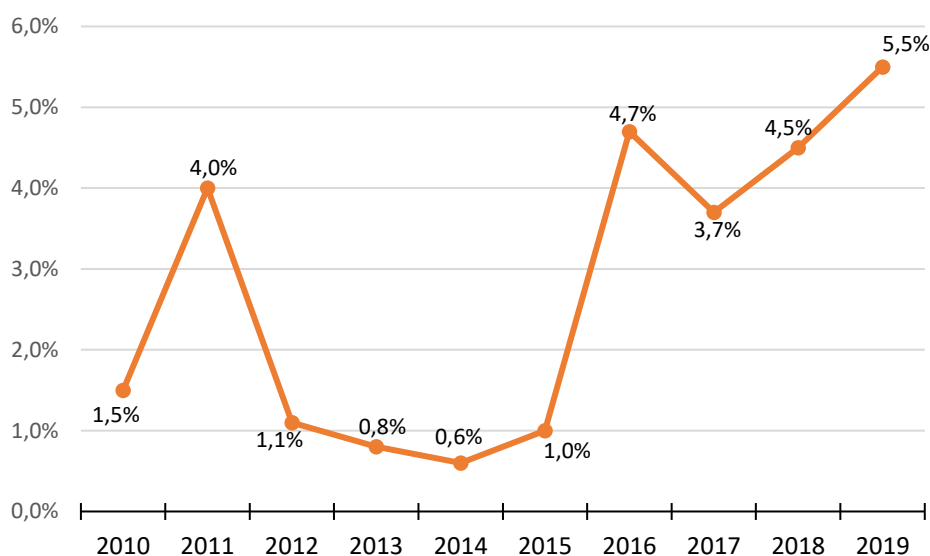


Gráfico 3.6 - Evolução histórica percentual do PIB em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados divulgados pelo INE-CV).

Conforme ilustra o Gráfico 3.7, o PIB de Cabo Verde, em 2010, era de 138.569 milhões de escudos cabo-verdianos, ECV⁴, (1492,2 milhões de dólares, USD⁵), contra 71.981 milhões de escudos (775,2 milhões de dólares) na Ilha de Santiago. Em 2017, o PIB atingiu o montante de 173.097 milhões de ECV no arquipélago, correspondente a 1863,8 milhões de dólares, contra 89.987 milhões ECV (969,05 milhões de USD) na Ilha de Santiago. Devido à indisponibilidade de informações oficiais, não foi possível avançar com os valores referentes aos anos 2018 e 2019, respetivamente.

⁴ 1 dólar americano (USD) = 92,8620 escudos cabo-verdianos (Fonte: <https://pt.exchange-rates.org/Rate/USD/CVE> (consultado em 10/01/2018))

⁵ USD – Moeda dos Estados Unidos da América do Norte

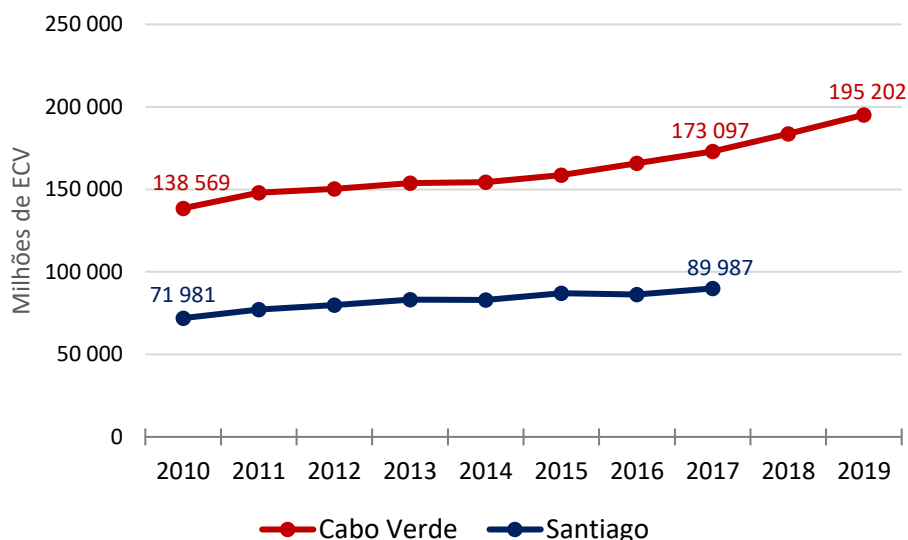


Gráfico 3.7 - Produto Interno Bruto para o período 2007-2017 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV).

3.1.3.4 PIB *per Capita*

De acordo com os dados publicados pelo INE, o PIB *per capita* de Cabo Verde passou de 312.067 ECV (3.360,6 USD) em 2016 para 321.945 ECV em 2017 (3.466,9 USD), representando um aumento de 3,16%. Por seu turno, a Ilha de Santiago, no período em análise, apresentou um incremento do PIB *per capita* na ordem de 4,8%. Porém, de 2015 a 2016, verificou-se uma redução à volta de 2,2%.

O Gráfico 3.8 ilustra os valores do PIB *per capita* de Cabo Verde e, em particular, da Ilha de Santiago, registado nos últimos 8 anos.

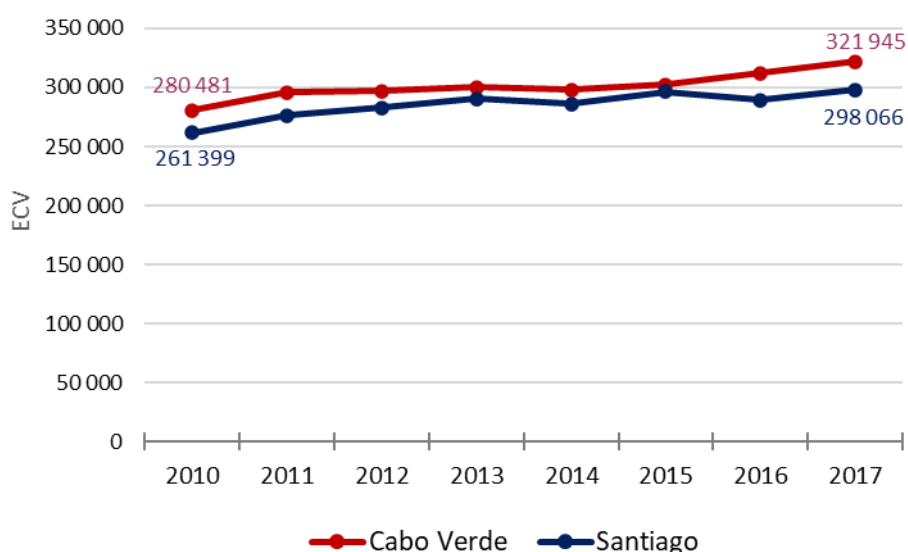


Gráfico 3.8 - Evolução do PIB per Capita em Cabo Verde, 2007 - 2017 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV).

3.2 Consumo energético primário

De acordo com a Direção Geral de Energia (DGE) de Cabo Verde, o mercado da demanda energética primária no arquipélago divide-se em 6 setores principais: residencial, transportes (terrestres, marítimos e aéreos), atividades económicas e produção de água.

Segundo os dados divulgados pela DGE, o consumo total de energia primária em 2013 foi de 1713,9 GWh, correspondente a 147.369 Tep (toneladas equivalentes de petróleo)⁶. É de se salientar, uma insuficiência no que tange à disponibilização de dados oficiais relativos aos anos subsequentes. No Gráfico 3.10, pode-se observar a desagregação do consumo energético, por setor, em todo o território nacional.

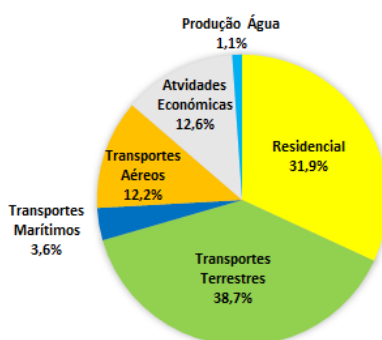


Gráfico 3.9 - Desagregação do consumo energético por setor em 2013 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados da DGE).

No ano 2013, o consumo do setor transporte terrestre é um dos mais significativos dentro do contexto da demanda energética, apresentando valores na ordem dos 39%. A seguir, vem o setor residencial com cerca de 32%.

3.2.1 Consumo final da energia primária

Conforme os dados publicados no Boletim Oficial⁷ (B.O.), o setor energético em Cabo Verde foi, em 2013 e, ainda, continua a ser dominado pelos derivados do petróleo. Assim sendo, o gasóleo é o mais utilizado como forma

⁶ 1 tep \approx 42 Gigajoule = 11,630 MWh

⁷ I SÉRIE — N.º 61, B. O. da República de Cabo Verde - 15 de outubro de 2015

final de energia com 37,6%, seguido da lenha com cerca de 21,7%, conforme mostra o Gráfico 3.10.

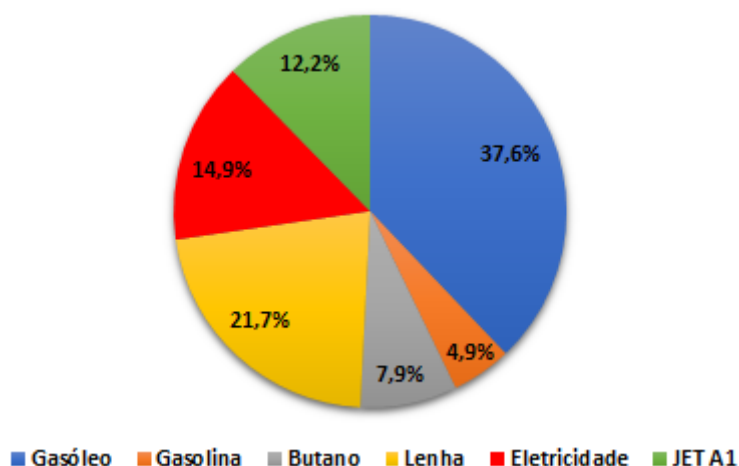


Gráfico 3.10 - Consumo de energia primária (bruta) final em 2013 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do N° 61 do B.O. da República de Cabo Verde, 2015).

O consumo de energia primária final sofreu uma diminuição de 1820,3 GWh (156.517,8 Tep) em 2011 para 1714,0 GWh (147.377,6 Tep) em 2013, devido ao efeito da crise económica e financeira que assolou às famílias e empresas cabo-verdianas.

3.3 Oferta total da energia bruta

Verificou-se uma queda da oferta de energia bruta em Cabo Verde, a partir de 2011, aquando da introdução de fontes de energias renováveis (*FER*) no sistema energético, ao passar de 2477,2 GWh (213.001 Tep) em 2011 para 2311,0 GWh (198.710,4 Tep) em 2013. O Gráfico 3.11 apresenta a oferta da energia bruta em Cabo Verde no ano de 2013.

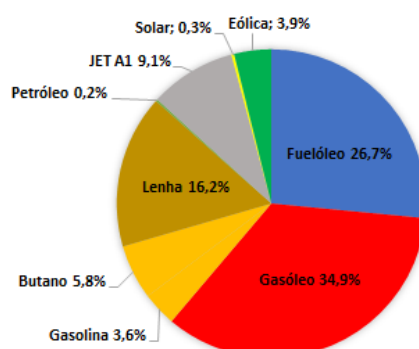


Gráfico 3.11 - Oferta da energia bruta em Cabo Verde no ano de 2013 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do N° 61, B. O. da República de Cabo Verde, 2015).

3.4 O Acesso à Energia Elétrica

A energia constitui a base das economias modernas e uma necessidade premente nos tempos que correm. É um pré-requisito para o crescimento económico e contribui para as melhorias das condições de vida, aliviando a pobreza (Shoaib & Ariaratnam, 2016). Considera-se o acesso à energia sustentável um importante objetivo de desenvolvimento social e económico. Obstáculos, tais como altos custos de energia, infraestrutura de rede de energia inacessível e população dispersa, tornam o acesso à maioria da população mundial nos países em desenvolvimento uma preocupação. Enquanto isso, as tecnologias das energias renováveis oferecem uma oportunidade singular, opções diversificadas e economicamente atraentes para fornecer energia acessível e sustentável para milhões de pessoas, em particular, as no mundo rural.

3.4.1 A nível global

Conforme dados divulgados em 2019 pelo *Trackings DG7- The Energy Progress Report*, fornecidos pelo Banco Mundial, e graças a esforços significativos em todo o mundo em desenvolvimento, a taxa global de eletrificação atingiu 89% em 2017 (83% em 2010), ainda deixando cerca de 840 milhões de pessoas sem acesso. A tendência da eletrificação começou a acelerar em 2015 e mais 153 milhões de pessoas foram beneficiadas, por ano, entre 2015 e 2017. Contudo, a desigualdade em termos de acesso à eletricidade nas regiões recônditas permaneceu, em particular, na África Subsariana.

O Gráfico 3.12 mostra os 20 maiores países do mundo com falta de acesso à energia elétrica em 2017, com destaque para a Índia em que 99 milhões de habitantes não têm acesso a esse elemento essencial e fundamental para o desenvolvimento sustentável de uma nação.

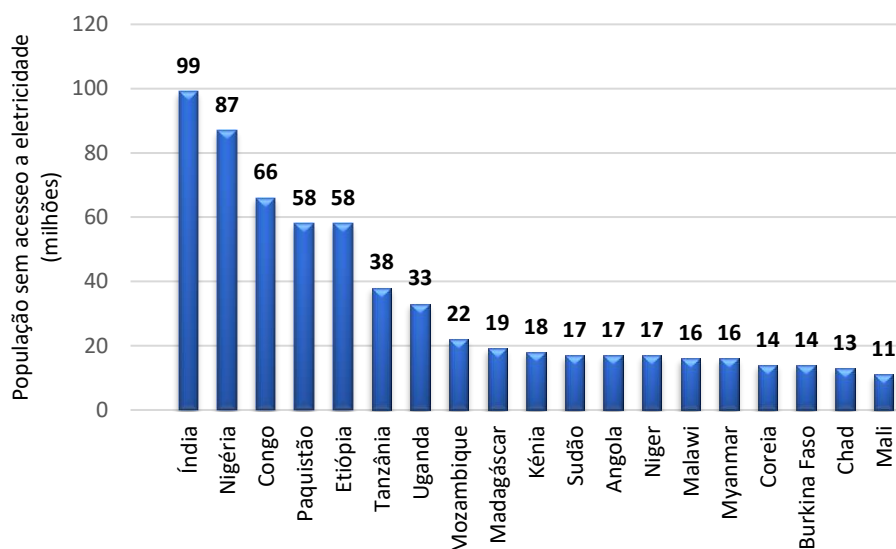


Gráfico 3.12 - População sem acesso à eletricidade (Fonte: adaptado a partir de *Tracking DG7 – The Energy Progress Report, 2019*).

3.4.2 A nível dos Países Lusófonos










A falta de acesso à eletricidade e serviços de energia, constitui uma das grandes assimetrias dos países lusófonos. Dados estatísticos do *Renewables Global Status Report*, mostram que existem cerca de 33 milhões de cidadãos da Comunidade dos Países de Língua Portuguesa (CPLP) sem acesso à energia elétrica.

De entre os 9 membros da CPLP, apenas Portugal e Brasil garantem um acesso universal à eletricidade à sua população, conforme se pode verificar na Tabela 3.1.

Com referência ao ano 2017, entre os países africanos, Cabo Verde é aquele com o melhor índice da taxa de eletrificação (93%), enquanto a Guiné-Bissau representa o país com o pior índice (26%).

Moçambique e Angola juntam-se à Guiné-Bissau na lista de países africanos com uma taxa de eletrificação abaixo da média do continente, que é de 45%. Cabo Verde é o país com uma evolução mais acentuada da taxa de eletrificação desde 1990, a seguir ao Timor-Leste.

Tabela 3.1 - Evolução da percentagem de população dos países lusófonos com acesso à eletricidade (Fonte: elaborado e adaptado pelo autor, baseado nos dados disponíveis em <https://trackingsdg7.esmap.org>⁸).

									
	Angola	Brasil	Cabo Verde	Guiné-Equatorial	Guiné-Bissau	Moçambique	Portugal	ST e Príncipe	Timor-Leste
Acesso à Eletricidade (% de população)									
2012	36	100	83	66	12	20	100	58	52
2013	37	100	86	67	13	21	100	63	55
2014	32	100	88	67	17	22	100	69	58
2015	42	100	90	67	14	24	100	65	67
2016	41	100	93	68	15	24	100	65	63
2017	42	100	93	67	26	27	100	73	80

Importa referir que os dados apresentados na Tabela 3.1 variam, consideravelmente, conforme as fontes. Esta situação traduz a ausência de estatísticas oficiais e a falta de consenso sobre o conceito da eletrificação. No caso do Brasil, os dados divulgados por *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report* conduzem à algumas contradições no que diz respeito à taxa percentual de população com acesso à energia elétrica, porquanto, a partir de 2012, o país tornou-se 100% eletrificado (em 2010 era 99%, tanto a nível urbano, como rural).

3.4.3 A nível de Cabo Verde

Em Cabo Verde, o acesso à energia elétrica tem vindo a aumentar ao longo dos anos e já apresenta uma cobertura expressiva, apesar de ainda não ter alcançado o ideal (100%). Conforme se observa no Gráfico 3.14, em 2018, a maioria da população cabo-verdiana, ou seja, cerca de 90,3% tinha acesso a eletricidade, de acordo com dados publicados no Relatório Estatístico 2018 - *Indicadores dos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável* - INE de Cabo Verde. Na Ilha de Santiago, cerca de 90,0 % da população residente usufruiu desse bem essencial e indispensável.

⁸ acesso em 26/10/2018 e Tracking DG7 – The Energy Progress Report, 2019

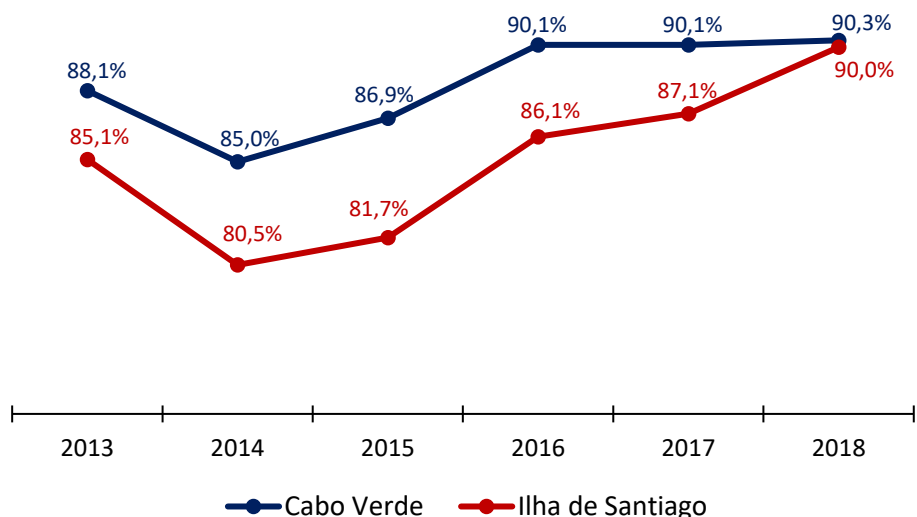


Gráfico 3.13 - Evolução temporal da população com acesso à energia elétrica (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados no Relatório Estatístico 2018 - Indicadores dos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável - Cabo Verde).

A aposta na eletrificação, sobretudo no meio rural, sempre foi uma prioridade. Nos últimos anos, o esforço levado a cabo pelo país em termos da eletrificação rural, associado à expansão e reforço da rede pública de distribuição, combinado com uma crescente urbanização, fez com que o acesso à eletricidade chegasse a cerca de 91,4% às famílias cabo-verdianas, em 2019, conforme dados divulgados pelo INE de Cabo Verde e apresentados no Gráfico 3.14.

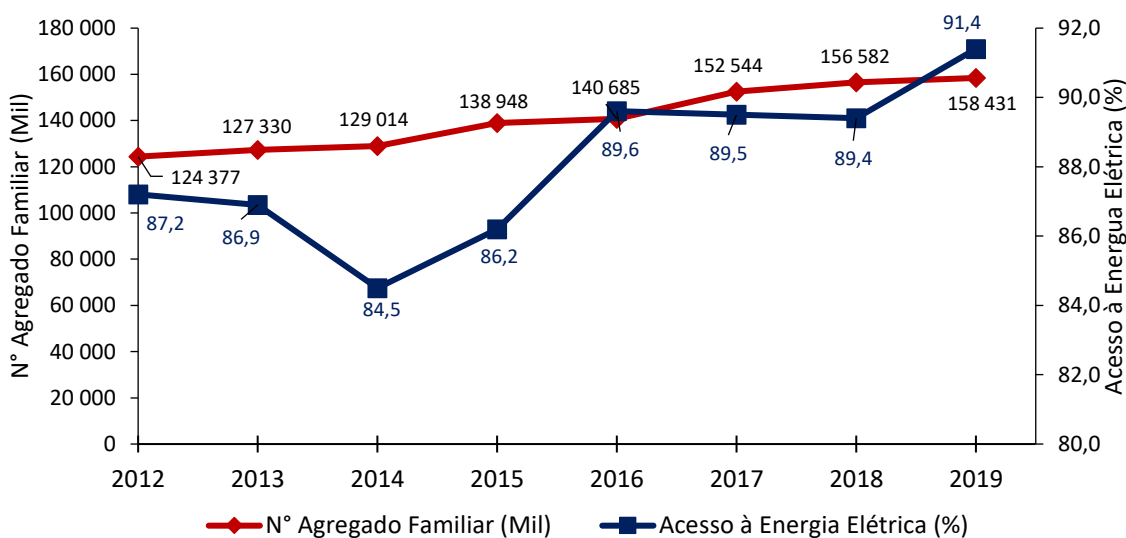


Gráfico 3.14 - Evolução temporal de AF com acesso à energia elétrica em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV, 2012-2019).

O acesso à eletricidade continua ainda a revelar algumas discrepâncias entre o meio urbano e o rural, não obstante este indicador seja mais favorável no meio urbano com 93,5%, contra 86,7% no meio rural. O Gráfico 3.15 apresenta a evolução temporal dos AF com acesso à energia elétrica nos 9 municípios da Ilha de Santiago. Importa referir que os municípios de Santa Cruz e do Tarrafal de Santiago ostentam os menores níveis de acesso à eletricidade, com 79,4% e 81,4%, respetivamente.

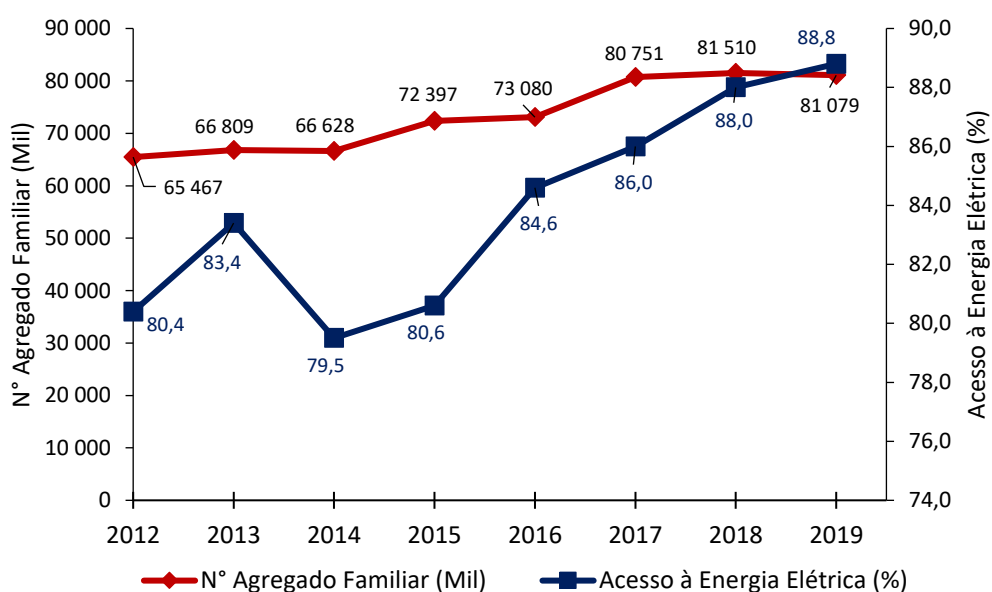


Gráfico 3.15 - Evolução temporal dos AF com acesso à energia elétrica na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV, 2012-2019).

3.4.3.1 Origem de acesso à eletricidade

Com base nas Tabelas 3.2 e 3.3, observa-se que, ao longo dos últimos 8 anos, a rede pública tem sido a principal responsável pelo acesso à eletricidade para os AF, representando, em média, cerca de 97,1% em todo o território nacional e 98,8% na Ilha de Santiago (equivalente a uma variação total de 1,2%).

Tabela 3.2 - Evolução temporal de AF com acesso à energia elétrica em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV, 2012-2019).

<i>Acesso à Eletricidade em Cabo Verde (%) -Origem</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Rede Pública	97,6	97,0	95,4	97,8	98,0	98,0	97,7	96,9
Painel Solar	0,3	0,3	0,4	0,0	0,2	0,1	0,1	0,2

continua...

<i>Acesso à Eletricidade em Cabo Verde (%) - Origem</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gerador/Motor a diesel	1,3	1,5	2,3	2,0	1,6	1,9	1,9	2,3
Eólica (vento)	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outro	0,8	1,1	1,9	0,2	0,2	0,0	0,3	0,7

Tabela 3.3 - Evolução temporal de AF com acesso à energia elétrica na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV, 2012-2019).

<i>Acesso à Eletricidade na Ilha de Santiago (%) - Origem</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Rede Pública	98,3	98,3	97,6	99,1	98,9	99,4	99,5	99,5
Painel Solar	0,8	0,5	0,7	0,6	0,5	0,4	0,2	0,1
Gerador/Motor a diesel	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0
Eólica (vento)	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
Outro	0,7	0,8	1,6	0,1	0,4	0,0	0,2	0,2

A utilização da energia proveniente das fontes energéticas renováveis (sol e vento) ainda não tem uma grande expressão. Tal se deve, essencialmente, a fatores de ordem económica, tendo em conta o fraco poder de compra das famílias cabo-verdianas para a sua operacionalização. Contudo, verifica-se que, em média, 0,47% dos AF da Ilha de Santiago obtêm sua energia elétrica através dos painéis solares, enquanto o uso da turbina eólica é pouco expressivo. O gerador a gásóleo é muito mais utilizado, em particular, nas zonas rurais e o seu uso frequente nos centros urbanos ocorre quando se verifica a interrupção no fornecimento de energia elétrica da rede pública.

3.4.3.2 Forma de Energia utilizada para a Iluminação

De acordo com as Tabela 3.4 e 3.5, observa-se que, tanto nas ilhas de Cabo Verde (CV), em particular, na de Santiago (ST), existe uma predominância no que tange à utilização da eletricidade, por parte dos AF, como a principal forma de energia para iluminação. A vela continua sendo uma importante fonte para a iluminação, não obstante um decréscimo médio anual de 3,8% (CV) e 5,8% (ST), ao longo dos últimos 7 anos. Ainda, em 2019, 7,7% das famílias cabo-verdianas utilizam-na e 10,6% na Ilha de Santiago, com maior enfoque nos meios rurais. Nota-se que a utilização do petróleo tendo vindo a diminuir de forma significativa. O gás butano quase não tem expressão e é, especialmente, utilizado para o uso doméstico rural.

Tabela 3.4 - Distribuição percentual de AF em Cabo Verde, segundo a principal forma de energia para iluminação (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV, 2012-2019).

<i>Forma de Iluminação em Cabo Verde</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Eletricidade	87,2	86,9	84,5	86,2	89,6	89,5	89,4	91,4
Vela	10,5	10,9	12,8	11,8	9,3	9,4	9,8	7,7
Petróleo	1,8	1,7	2,0	1,4	0,7	0,6	0,3	0,3
Gás Butano	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outro	0,4	0,4	0,6	0,6	0,3	0,4	0,4	0,3

No período compreendido entre 2012 e 2019, a eletricidade, enquanto fonte energética principal de iluminação, atingiu um incremento na ordem de 4,8% em Cabo Verde, com uma TCMA de 0,69%. Para a Ilha de Santiago, verificou-se uma ligeira redução, cerca de 1,0%.

Tabela 3.5 - Distribuição percentual de AF na Ilha de Santiago, segundo a principal forma de energia para iluminação (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV, 2012-2019).

<i>Forma de Iluminação na Ilha de Santiago</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Eletricidade	80,4	83,4	79,5	80,6	84,6	86,0	88,0	79,6
Vela	18,2	15,3	19,0	18,5	15,0	13,2	11,4	19,8
Petróleo	1,0	0,9	1,1	0,5	0,2	0,3	0,2	0,4
Gás Butano	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Outro	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,6	0,4	0,1

3.4.3.3 Fonte de Energia para a Confeção de Alimentos

Verifica-se que, em 2019, o gás butano foi a principal fonte de energia utilizada na cozinha pela grande maioria das famílias cabo-verdianas (81,4%) e santiaguenses (54,6%), em particular, no meio urbano.

A percentagem dos AF a utilizarem a lenha como fonte de energia para confeção dos seus alimentos, em particular, no meio rural, reduziu-se, no período compreendido entre 2012 e 2019, a uma taxa de 34,5% em Cabo Verde e 22,2% na Ilha de Santiago, conforme se observa nas Tabelas 3.6 e 3.7.



Figura 3.3 - Recolha da lenha para cocção de alimentos (Fonte: Adaptado de Google).

Este facto constitui motivo de satisfação, tendo em linha de conta que já se começa a ter uma certa consciencialização no que toca ao impacto ambiental, conduzindo a uma menor degradação da cobertura vegetal ou do perímetro florestal.

Tabela 3.6 - Distribuição percentual de AF em Cabo Verde, segundo a principal fonte de energia para cozinhar (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV, 2012-2019).

<i>Fonte de energia para cozinhar em Cabo Verde</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gás Butano	73,0	71,3	72,6	73,9	76,0	76,5	77,9	81,4
Lenha	24,6	25,1	24,9	22,8	20,6	20,2	19,1	16,1
Carvão	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
Eletricidade	0,1	0,6	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3	0,5
Outro	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Não Prepara	2,1	2,9	2,3	3,0	3,1	2,9	2,7	1,7

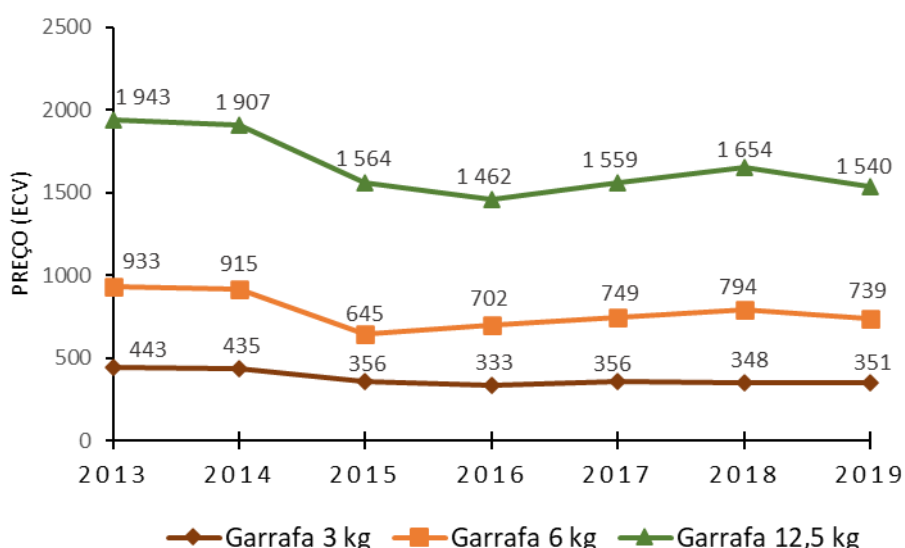
Tabela 3.7 - Distribuição percentual de AF na Ilha de Santiago, segundo a principal fonte de energia para cozinhar (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados do INE-CV, 2012-2019).

<i>Fonte de energia para cozinhar na Ilha de Santiago</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gás Butano	41,7	41,7	40,8	45,2	47,1	47,3	50,7	54,6
Lenha	56,7	56,7	57,5	53,3	50,9	50,8	47,9	44,1
Carvão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eletricidade	0,1	0,3	0,3	0,1	0,5	0,5	0,3	0,3
Outro	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Não Prepara	1,4	1,4	1,4	1,3	1,5	1,4	1,1	1,2

Ainda se destaca que, em 2019, cerca de 2,0% dos agregados familiares, em todo o território nacional não preparam as refeições nos respetivos alojamentos. Porém, na Ilha de Santiago, 0,8% dos agregados não preparam as refeições em casa, pois são agregados unipessoais. As outras fontes, designadamente carvão e outro (petróleo), não têm peso, como se pode depreender das Tabelas 3.6 e 3.7.

3.4.3.4 Preço das garrafas de gás butano

O gás butano está disponível nas estações de serviço das empresas de combustíveis ou em pequenos distribuidores, em quase todos os pontos do país. Para o consumo doméstico, comercializa-se em garrafas de 3, 6, 12,5 e 55 kg. A maioria das famílias têm pelo menos uma destas garrafas à disposição em casa, mesmo aquelas que dão preferência à lenha. Em Cabo Verde, a Agência Reguladora Multissetorial da Economia (ARME)⁹ atualiza, mensalmente, os preços máximos dos combustíveis, de entre os quais o gás butano. O Gráfico 3.16 mostra a evolução temporal dos preços das garrafas de gás butano utilizadas em Cabo Verde, sendo as de 3 kg, 6 kg e 12,5 kg apresentam os respetivos preços médios: 374,5 ECV (3,40 €), 782,4 ECV (7,11 €) e 1661,1 ECV (15,10 €).



⁹Agência Reguladora Multissetorial da Economia nasce da fusão entre ARE e ANAC, ao abrigo do Decreto-lei nº 50/2018, de 20 de setembro e enquanto autoridade administrativa e independente, desempenha a atividade administrativa de regulação técnica e económica dos setores das comunicações, energia, água e transportes coletivos urbanos e interurbanos de passageiros.

Gráfico 3.16 - Evolução dos preços das garrafas de gás butano em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados da Agência de Regulação Económica, (ARE)¹⁰ e da ARME.

3.5 Repartição setorial do consumo final de energia elétrica

De acordo com a projeção do INE de Cabo Verde, prevê-se um aumento da população cabo-verdiana de 611.046 habitantes até o ano 2030. Registrou-se em todo o território nacional, no ano de 2016, um consumo da eletricidade no valor de 348.600 MWh (29.974 tep). A Figura 3.4 ilustra a repartição da procura setorial da energia elétrica final em Cabo Verde no ano 2016, baseada em dados da DGE. O setor Perdas Totais (perdas técnicas e não-técnicas) é o que apresenta um maior peso no consumo total de energia elétrica (26,0%). A seguir, vem o setor Doméstico, com 22,6%.

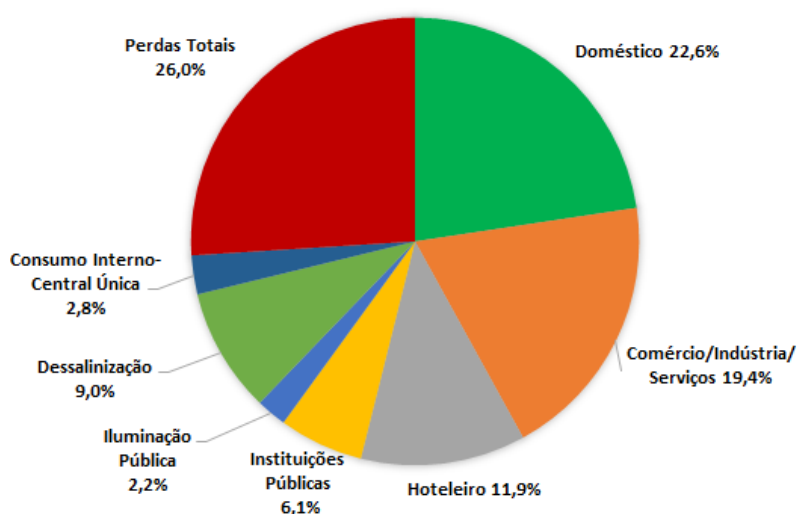


Figura 3.4 - Repartição setorial do consumo energético em Cabo Verde no ano 2016 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados da DGE).

Na Ilha de Santiago, no período compreendido entre 2010 e 2015, os setores que mais se destacam, no que diz respeito ao consumo energético, são os das Perdas Totais e o Doméstico, com uma média de 35,38% e 26,40%, respetivamente, conforme ilustra o Gráfico da Figura 3.5. Os setores

¹⁰Foi instituída pelo Decreto-Lei nº 26/2003, de 25 de agosto, iniciando as suas atividades de 12 de fevereiro de 2004.

Hoteleiro (média de 1,40%) e Iluminação Pública (média de 1,35%) têm pouca expressão.

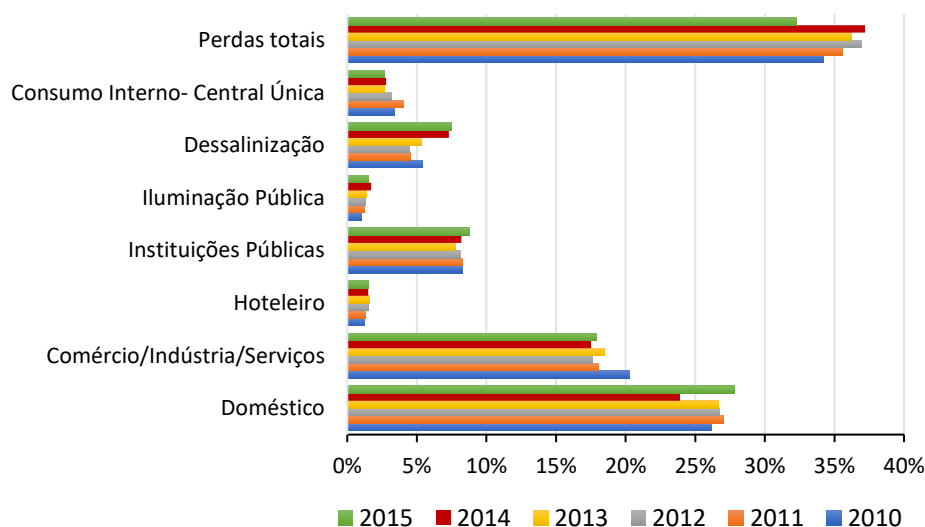


Figura 3.5 - Repartição setorial do consumo energético na Ilha de Santiago, 2010-2015 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados da DGE).

3.6 Intensidade energética

Este indicador mede a eficiência energética do país para gerar recursos económicos e calcula-se pelo valor total da energia primária consumida no país a dividir pelo seu PIB. Como se pode depreender no Gráfico 3.17, em 2016, a intensidade energética (IE) alcançou o seu valor mais elevado (1,50 tep/milhões de escudos). A eficiência energética medida em 2019 teve uma diminuição de 2,11% em relação a 2018, passando de 1,42 para 1,39 tep/milhões de escudos cabo-verdianos.

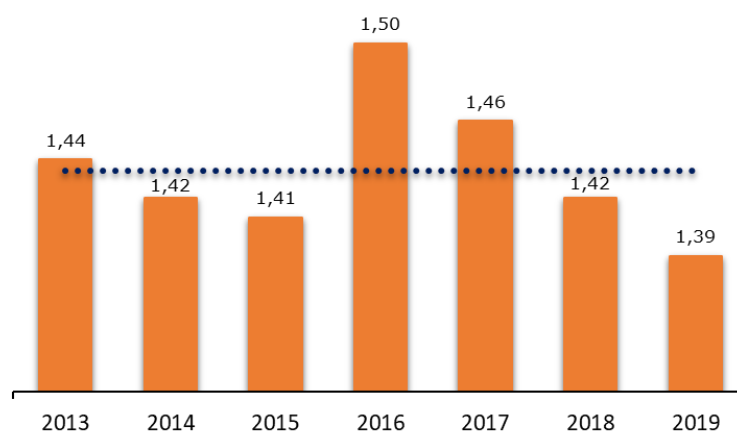


Gráfico 3.17 - Evolução da IE em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor).

3.7 Perdas de eletricidade

As perdas são parte intrínseca dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), não podendo ser evitadas, mas sim reduzidas para níveis aceitáveis. Essas dividem-se em duas categorias, de acordo com sua origem, em perdas técnicas e não-técnicas. Considerando que a maior parte de perdas ocorridas nas redes de transporte da energia serem inevitáveis, do ponto de vista técnico, causadas, sobretudo, pelo efeito Joule presente nos cabos, transformadores, isoladores e outros equipamentos que compõem o SEE, torna-se necessário que uma política da redução das perdas seja focalizada em não-técnicas. Tais perdas estão relacionadas com o processo da comercialização e da distribuição energética, causadas por erros de medição, fraudes e, na sua maior parte, pelo furto/roubo da energia.

A evolução das perdas na distribuição tem sofrido uma ligeira tendência decrescente nos últimos 2 anos, graças à implementação de algum rigor, no que tange à fiscalização em Cabo Verde, com incidência nos bairros da cidade da Praia e em várias localidades no interior da Ilha de Santiago. Importa referir que a criminalização dos furtos da eletricidade em Cabo Verde começou em 2014, quando se aprovou a Lei nº 73/VIII/2014, de 19 de setembro. O Gráfico 3.18 ilustra o valor percentual das perdas energéticas dos últimos 7 anos, cujos valores médios são de 26,5% (todas as ilhas) e 35,9% (Ilha de Santiago). No ano de 2018, os valores das perdas nas redes atingiram 25,5% em todo o território nacional, enquanto na Ilha de Santiago foram de 36,0%.

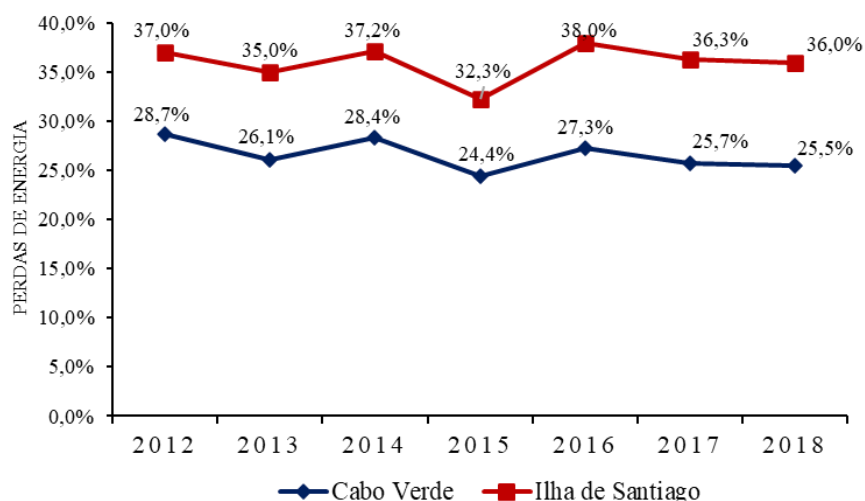


Gráfico 3.18 - Evolução das perdas nas redes de distribuição em Cabo Verde, em particular, na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da Electra¹¹, 2012-2018).

Face a este cenário, espera-se que nos próximos anos com (i) a melhoria dos investimentos nas infraestruturas de rede de distribuição e (ii) uma fiscalização rigorosa e sistemática de roubos/furtos da energia elétrica, tais valores relativos às perdas da eletricidade nas redes sejam cada vez mais baixos e que se aproximam, substancialmente, aos atuais registados em Portugal continental, bem como nas regiões autónomas da Madeira e dos Açores, conforme se observa no Gráfico 3.19.

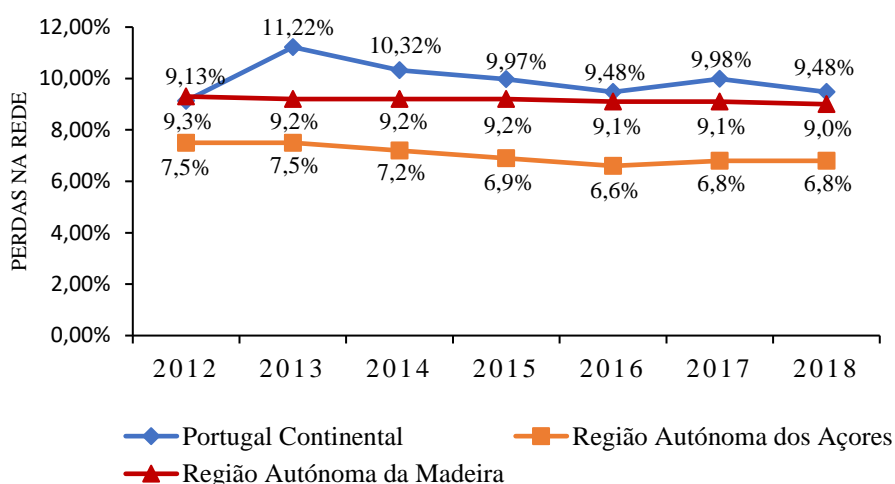


Gráfico 3.19 - Evolução das perdas nas redes de distribuição em Portugal Continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados da ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e Portugal).

3.8 Interrupções no fornecimento de energia elétrica

O fornecimento da energia elétrica em Cabo Verde não tem sido tão estável ao longo dos anos, ocorrendo falhas e cortes da energia com uma certa frequência, conforme se pode verificar na Tabela 3.8. Segundo dados divulgados no relatório da Electra, em 2018 as interrupções (curta e longa duração) no fornecimento de eletricidade aumentaram em quase todos os

¹¹Concessionária de serviço público de eletricidade e água ao abrigo do contrato de concessão de maio de 2002, criada a 17 de abril de 1982, pelo Decreto-lei nº 37/82. Esta companhia opera, desde 2000, mediante uma concessão de transporte e distribuição de energia elétrica até 2036.

sistemas elétricos, com exceção das ilhas de Santo Antão, São Nicolau e Santiago em que se registaram melhorias na garantia de continuidade do serviço.

Tabela 3.8 - Evolução da quantidade de interrupção no fornecimento da energia elétrica, registados em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da Electra, 2012-2018).

Ilha	Região	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Santo Antão	Porto Novo - SA	36	35	15	25	7	15	12
	Ribeira Grande-SA	12	12	15	6	0	0	0
São Vicente	São Vicente	15	18	15	1	10	17	25
São Nicolau	Tarrafal-SN	38	61	26	29	83	23	10
Sal	Sal	56	15	20	15	8	11	26
Maio	Maio	47	19	36	44	40	54	68
Santiago	Cidade da Praia-ST	36	15	7	9	7	6	2
Fogo	São Filipe-FG	3	16	11	41	44	16	37
Brava	Favetal-BR	1	0	65	42	31	31	50
<i>TOTAL</i>		<i>244</i>	<i>191</i>	<i>210</i>	<i>212</i>	<i>230</i>	<i>173</i>	<i>230</i>
<i>Taxa de Variação Anual (%)</i>		<i>/</i>	<i>-21,72</i>	<i>9,95</i>	<i>0,95</i>	<i>8,49</i>	<i>-24,78</i>	<i>32,95</i>

Em relação ao ano de 2018, registou-se a nível do território nacional, com exceção da ilha da Boavista, por indisponibilidade de dados por parte de AEB¹², um total de 230 apagões. Os Gráfico 3.20 e 3.21 apresentam, globalmente, duração de interrupções parciais registados em Cabo Verde e, em particular, na cidade da Praia, durante o período de 2012 a 2018.

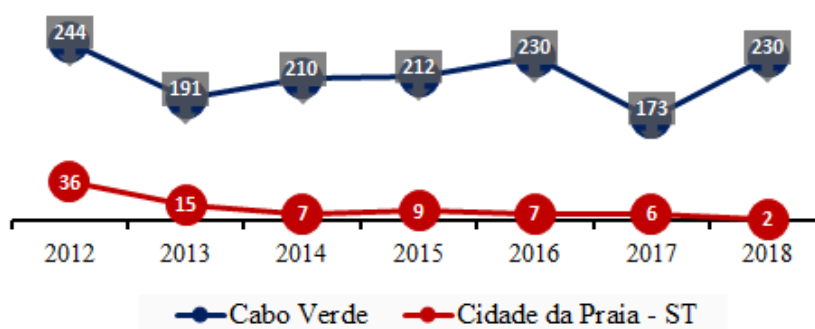


Gráfico 3.20 - Quantidade de apagões registados em Cabo Verde, em particular na cidade da Praia (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da Electra, 2012-2018).

¹² Águas e Energia da Boavista – empresa licenciada a produzir e distribuir água e eletricidade enquanto produtor independente

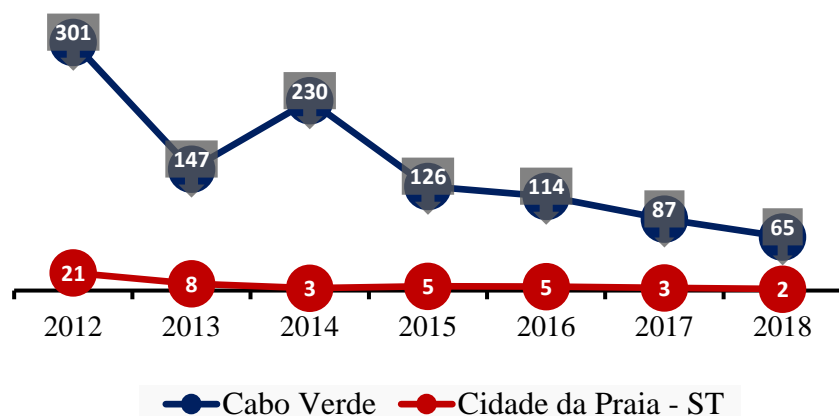


Gráfico 3.21 - Duração (em hora) de apagões registados em Cabo Verde, em particular na cidade da Praia (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da Electra, 2012-2018).

Apesar de ainda prevalecer muitos cortes no fornecimento da eletricidade neste país insular, ora, na maioria, com a origem na produção, ora na rede, em termos globais, verifica-se que, em 2017, houve uma diminuição na ordem de 25% do número de *blackouts* nos sistemas elétricos no território nacional, em relação ao ano de 2016. Em contrapartida, as interrupções no fornecimento da energia mantiveram-se na cidade da Praia, registando uma ligeira melhoria, na ordem de 14,3%, relativamente ao ano 2016.

Capítulo 4 - Caracterização do Setor Energético de Cabo Verde

Em Cabo Verde, o fornecimento da energia elétrica é assegurado por centrais térmicas convencionais em que o *diesel* e o *fuel oil* são as fontes de energia privilegiada. Funcionam em paralelo, nalgumas ilhas, com parques eólicos e fotovoltaicos. A frequência dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) é de 50 Hz e a tensão de Transporte/Distribuição dominante é de 20 kV. Com essa mesma tensão coexistem ainda nalgumas ilhas a de 10, 15 e 6,3 kV.

O setor energético cabo-verdiano continua ainda a ser, essencialmente, dominado pelos derivados do petróleo (Gás de Petróleo Liquefeito - GPL, gasolina, petróleo, gasóleo, fuelóleo e Jet A1), sendo considerados como energia secundária. Apenas a biomassa, a energia solar e a energia eólica, em torno dos 15% do consumo bruto, podem ser consideradas energia primária. Cerca de 70% do mercado energético é servido pela Electra. A distribuição de energia é efetuada, na maioria das ilhas, através de uma rede de média tensão de 20 kV, com uma extensão de 297,6 km de linhas aéreas e 538,7 km de linhas subterrâneas. Os restantes 30% do mercado é atendido pela Água de Ponta Preta, Lda., APP, companhia constituída no ano 2000 pela Cabocan, LDA., sociedade de desenvolvimento de capitais espanhóis e cabo-verdianos.

Santiago é a única ilha do arquipélago que possui 43 km da linha aérea de 60 kV. Nalgumas ilhas, a rede está a ser reforçada para suportar a maior penetração da energia de origem renovável. A Figura 4.1 representa o esquema simplificado da interligação dos principais centros, através das redes de 60 kV e 20 kV.

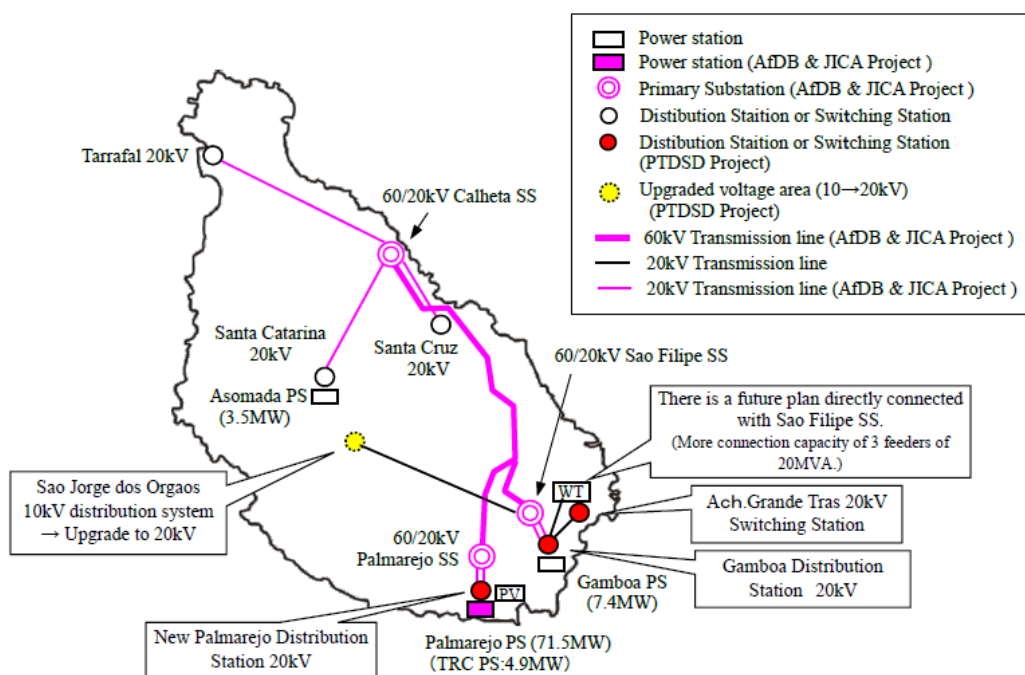


Figura 4.1 - Interligação das redes da Ilha de Santiago (Fonte: JICA Study Team)¹³.

4.1 Formas de produção de energia elétrica

4.1.1 Com base em energias renováveis

A potência fotovoltaica instalada, em termos do Regime Geral Previsto do DL1/2011, é de 4500 kWp em Santiago e de 2250 kWp no Sal, em parques solares fotovoltaicos explorados pela Electra.

A potência eólica instalada, em termos de Regime Geral, é gerida pelos produtores independentes, ao *Cabeólica* em Santiago (11x850 kW), São Vicente (7x850 kW), Sal (9x850 kW), Boavista (3x850 kW) e o *Electric* em Santo Antão (2x50 kW), conforme ilustra a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Distribuição da Potência Eólica em Cabo Verde (Fonte: Adaptado dos Relatórios e Contas da Electra, SA).

Ilha	Nº Turbinas Eólicas	Potência Unitária	Potência Total
		[kW]	[kW]
Santiago	11	850	9 350
São Vicente	7	850	5 950
Sal	9	850	7 650
Boavista	3	850	2 550
Santo Antão	2	250	500
Total	32	3 650	26.000

¹³JICA – Japan Internacional Cooperation Agency

4.1.2 Com base em combustíveis fósseis

A acentuada dependência energética coloca Cabo Verde numa posição vulnerável, face às flutuações internacionais dos preços do petróleo. Para a produção da eletricidade, recorre-se, em especial, a três tipos de combustíveis:

- Gasóleo
- Fuel 180
- Fuel 380

Os grupos eletrogéneos, que queimam apenas o gasóleo, são máquinas rápidas (1500 rpm), e apresentam consumos específicos na ordem dos 230 a 250 g/kWh. Os grupos, que só podem queimar *fuel* 180, são máquinas de média velocidade (1000 rpm), e apresentam consumos específicos na ordem dos 210 a 230 g/kWh. Por último, os que queimam *fuel* 380 são máquinas de média velocidade (1000 rpm), e apresentam consumos específicos dos 206 a 220 g/kWh). O mercado elétrico e dos combustíveis são regulados, desde 2004, pela ARE e, a partir de 2018, pela ARME. No mercado dos combustíveis, operam-se duas companhias: a ENACOL, empresa local, com participação acionista da empresa angolana Sonangol e da companhia portuguesa GALP e a VIVO Energy que comercializa produtos da Shell Internacional.

A evolução do consumo dos combustíveis fósseis na produção da eletricidade em Cabo Verde, apresentada na Tabela 4.2, mostra que se verificou uma tendência crescente no consumo até ao ano 2017, em particular, no que se refere ao óleo *fuel* 180. Quanto ao gasóleo, a tendência é decrescente. Devido à insuficiência dos dados, não foi possível averiguar o consumo dos combustíveis fósseis referentes aos anos de 2014 e de 2015.

Tabela 4.2 - Evolução do consumo de combustíveis na produção de eletricidade em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da Electra, 2012-2019).

	Gasóleo		Fuel Oil 180		Fuel Oil 380	
	[L]	[tep]	[L]	[tep]	[L]	[tep]
2010	23 746 974	19 829	40 873 367	39 606	9 830 456	9 526
2011	20 524 005	17 138	42 810 298	41 483	10 279 539	9 961
2012	15 365 073	12 830	40 162 318	38 917	7 955 014	7 708
2013	12 343 994	10 307	45 737 046	44 319	7 703 223	7 464
2016	11 549 608	9 644	50 378 086	48 816	11 847 412	11 480

	Gasóleo		Fuel Oil 180		Fuel Oil 380	
	[L]	[tep]	[L]	[tep]	[L]	[tep]
2017	13 052 067	10 898	55 652 967	53 928	12 604 347	12 214
2018	13 372 273	11 166	39 724 970	38 493	25 884 914	25 082
2019	13 462 102	11 241	10 802 399	10 468	58 348 670	56 540

Com base nos relatórios anuais da *Electra*, conforme mostra a Tabela 4.3, durante o ano de 2019, foram consumidos 10.802.399 litros de *fuelóleo 180* em Cabo Verde, 58.348.670 litros de *fuelóleo 380* (contra 46.448.792 litros na Ilha de Santiago) e 13.462.102 litros de gasóleo (contra 57.565 litros na Ilha de Santiago) na produção de energia elétrica nas centrais térmicas. A partir de 2018, com particular enfoque no ano 2019, promoveu-se a eficiência na utilização do combustível economicamente mais vantajoso, o *fuel oil 380*, nas centrais termoelétricas da Ilha de Santiago.

Tabela 4.3 - Evolução do consumo de combustíveis na produção de eletricidade na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da *Electra*, 2012-2019).

	Gasóleo		Fuel Oil 180		Fuel Oil 380	
	[L]	[tep]	[L]	[tep]	[L]	[tep]
2010	12 514 715	10 450	28 972 204	28 074	-	-
2011	9 602 814	8 018	31 672 303	30 690	-	-
2012	4 356 013	3 637	31 381 140	30 408	-	-
2013	1 433 845	1 197	35 178 216	34 088	-	-
2016	375 082	313	41 562 764	40 274	-	-
2017	126 758	106	45 862 446	44 441	-	-
2018	34 591	29	29 680 404	28 760	13 853 061	13 424
2019	57 565	48	-	-	46 448 792	45 009

O Gráfico 4.1 mostra que o consumo do combustível, em particular, *fuel 180*, na Ilha de Santiago, tem um peso bastante significativo, apresentando uma tendência crescente ao longo dos anos, pelo menos, até o ano 2018, com relação às outras ilhas de Cabo Verde. Porém, é visível a diminuição do gasóleo.

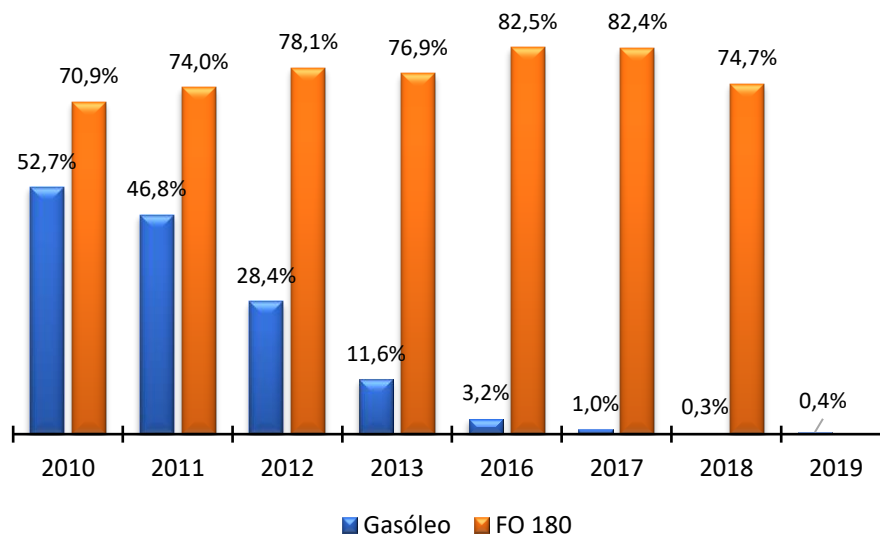


Gráfico 4.1 - Evolução percentual do consumo de combustíveis na produção de eletricidade na Ilha de Santiago, em comparação com outras ilhas do país (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados dos Relatórios da Electra, 2010-2019).

4.1.2.1 Custo dos combustíveis fósseis

A evolução dos preços de combustíveis fósseis, tanto em ECV, como em euros aplicados em Cabo Verde, está apresentada no Gráfico 4.2 e na Tabela 4.4, respetivamente. Registou-se uma tendência decrescente de 2013 a 2016 e cresceu, de forma ligeira, até ao ano de 2018.

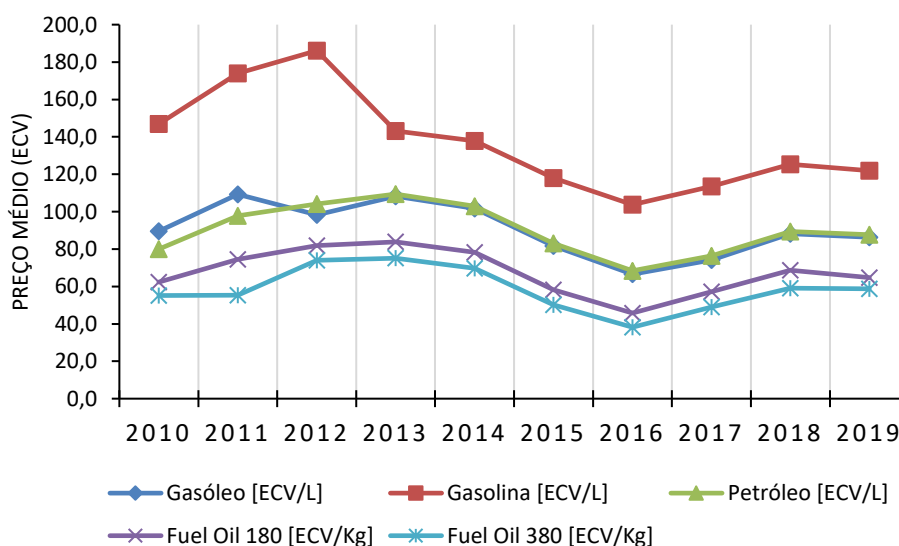


Gráfico 4.2 - Evolução dos preços médios de combustíveis em escudos cabo-verdianos (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados da ARE/ARME).

Ainda se observa que no ano 2013 registou o preço mais elevado do *fuel oil* 180, o combustível mais utilizado nas centrais térmicas, cujo valor foi de

83,83 ECV (0,76 €¹⁴). No período compreendido entre 2010 e 2019, o combustível *fuel oil 380* foi o que, economicamente, apresenta o menor custo, cuja média foi de 58,45 ECV (0,53 €).

Tabela 4.4 - Evolução dos preços médios (de venda e com IVA) de combustíveis em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados da ARE/ARME).

	Gasóleo		Gasolina		Petróleo		Fuel Oil 180		Fuel Oil 380	
	[ECV/L]	[€/L]	[ECV/L]	[€/L]	[ECV/L]	[€/L]	[ECV/Kg]	[€/Kg]	[ECV/Kg]	[€/Kg]
2010	89,62	0,81	146,9	1,34	80,0	0,73	62,33	0,57	55,20	0,50
2011	109,28	0,99	174,0	1,58	97,8	0,89	74,55	0,68	55,32	0,50
2012	98,30	0,89	186,1	1,69	104,2	0,95	81,83	0,74	73,92	0,67
2013	108,19	0,98	143,1	1,30	109,4	0,99	83,83	0,76	75,10	0,68
2014	101,70	0,92	137,9	1,25	102,8	0,93	78,28	0,71	69,78	0,63
2015	81,63	0,74	118,0	1,07	83,1	0,76	58,29	0,53	50,13	0,46
2016	66,56	0,61	103,7	0,94	68,4	0,62	45,79	0,42	38,19	0,35
2017	74,24	0,67	113,6	1,03	76,4	0,69	57,17	0,52	48,98	0,45
2018	88,24	0,80	125,4	1,14	89,3	0,81	68,72	0,62	59,12	0,54
2019	86,29	0,78	122,0	1,11	87,6	0,80	64,76	0,59	58,81	0,53
Média	90,40	0,82	137,07	1,25	89,91	0,82	67,55	0,61	58,45	0,53

4.1.2.2 Emissões de gases com efeito de estufa durante a combustão de combustíveis na termoeletrica da Ilha de Santiago

Nos tempos que correm, a descarbonização dos sistemas energéticos e as alterações climáticas são assuntos que têm causado grande impacto, despertando bastante atenção de investigadores e de toda a comunidade internacional. Essencialmente, são o resultado do aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE), nomeadamente o dióxido de carbono (CO₂). Os grandes responsáveis pelas emissões destes gases são os combustíveis fósseis imprescindíveis no atual panorama energético mundial.

A matriz energética cabo-verdiana está a passar por uma nova mudança de paradigma, ou seja, por um período de transição energética, conduzindo a necessidade de ampliar e diversificar a oferta de outras fontes de geração para atender ao crescimento sustentável e ecológico da futura demanda.

¹⁴ 1 Euro (€) =110,27 Escudo Cabo-verdiano (ECV) (Fonte: <https://pt.exchange.rates.org/converter/EUR/CVE/1> (consultado em 20/12/2020)

Segundo IRENA¹⁵, a transição energética é um caminho para a transformação do setor energético global de origem fóssil para carbono zero.

Cabo Verde participou, enquanto um pequeno estado insular em desenvolvimento, em Glasgow, na Escócia, na 26.^a Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (COP26 - seis anos após o Acordo de Paris¹⁶). O primeiro-ministro cabo-verdiano, durante a sua intervenção, avançou algumas metas ambiciosas que o país pretende alcançar tais como: (i) reduzir as emissões em 38% até 2030 e atingir a neutralidade carbónica em 2050, (ii) ter mais de 50% de penetração de energias renováveis em 2030 e (iii) substituir 25% da frota de veículos térmicos por veículos elétricos e atingir 100% em 2050.

As emissões totais e as remoções antropogénicas de GEE em Cabo Verde, em 2005, foram estimadas em 297,40 Gg CO₂, 4,50 Gg CH₄, 0,19 Gg N₂O e 0,59 t HFC-134a. Em 2010, as emissões totais de CO₂ ficaram em 292,84 Gg, correspondendo a uma diminuição de 1,54% face a 2005. As emissões totais de CH₄e N₂O aumentaram em 26,75% (5,71 Gg) e 17,10% (0,23 Gg), respetivamente. O HFC-134a teve um aumento de 225,64%, em 2010 relativo a 2005, tendo sido estimado em 1,91 t HFC-134a¹⁷.

A Tabela 4.5 apresenta as emissões de GEE em Cabo Verde, por tipo de gás referentes aos anos de 1995, 2000, 2005 e 2010.

Tabela 4.5 - Emissões de gases poluentes (Fonte: Adaptado de *Cabo Verde's Third National Communication on Climate Change to the UNFCC, December 2017*).

Tipos de Gases	1995	2000	2005	2010	Variação (%)	
	Gigagrama (Gg)				2000-2005	2005-2010
Dióxido de carbono (CO ₂)	23,46	58,57	297,40	292,84	407,75%	-1,54%
Metano (CH ₄)	3,98	3,89	4,50	5,71	15,75%	26,75%
Óxido Nitroso (N ₂ O)	0,19	0,20	0,19	0,23	-4,46%	17,10%
Monóxido de Carbono (CO)	32,00	30,94	36,66	32,57	18,48%	-11,16%
	Toneladas (t)					
Hidrofluorcarbonetos (HFC)	NE (não estimado)	0,10	0,59	1,91	496,94%	225,64%

¹⁵ www.irena.org/energytransition

¹⁶ O Acordo de Paris de 2015 representa uma mudança de paradigma na implementação da Convenção Quadro para as Alterações Climáticas, visando alcançar a descarbonização das economias mundiais (www.apambiente.pt/clima/acordo-de-paris, consultado em 01/08/2021)

¹⁷ *Cabo Verde's Third National Communication on Climate Change to the UNFCC, December 2017*.

A Tabela 4.6 mostra as emissões de CO₂ em Cabo Verde por sectores e subsectores onde se observa que o sector da energia é o que mais contribuiu para a totalidade das emissões em Cabo Verde. Este sector, em 2005 e 2010, representou 533,87 GgCO₂ e 528,35 GgCO₂ respetivamente, do total das emissões brutas de CO₂ em Cabo Verde. O sector de AFOLU (Agricultura, Floresta/Silvicultura e outros usos da terra), mais especificamente Florestas, em 2005 e 2010 contribuiu para a remoção líquida de CO₂, sendo em 2005 (-237,29 GgCO₂) e em 2010 (-236,69 GgCO₂), o que corresponde a um decréscimo de 0,25% em 2010 em relação a 2005. Em 2005, o subsector dos Transportes foi responsável por 55,19% do total de emissões de CO₂ no sector da energia, seguido pelo subsector da Indústria Energética com 32,97%. Em 2010, os subsectores Indústria Energética e Transportes foram responsáveis por 44,98% e 40,80%, respetivamente, do total de emissões de CO₂. O total das emissões de CO₂ no subsector dos Transportes diminuiu 26,83% em relação a 2005, devido principalmente à redução do número de voos domésticos em Cabo Verde.

Tabela 4.6 - Emissões de gás carbónico por sectores e subsectores em Cabo Verde (Fonte: Adaptado de *Cabo Verde's Third National Communication on Climate Change to the UNFCC, December 2017*).

Sectores e Subsectores	1995	2000	2005	2010	Variação (%)	
	Gg CO ₂				2000-2005	2005-2010
Energia	219,75	287,88	533,87	528,35	85,45%	-1,03%
Indústria Energética	62,74	97,22	176,01	237,63	81,04%	35,01%
Indústria	21,33	21,01	26,18	35,61	24,61%	36,02%
Transportes	107,99	138,05	294,62	215,56	113,42%	-26,83%
Outros sectores	27,68	31,60	37,06	39,56	17,28%	6,75%
IPPU (Processos Industriais e Usos de Outros Produtos)	0,35	0,38	0,59	0,89	55,26%	50,85%
AFOLU (Agricultura, Floresta e outros usos da terra)	-	-	-	-	3,24%	-0,25%
Resíduos	196,77	229,84	237,29	236,69		
Resíduos	0,13	0,16	0,23	0,29	43,75%	26,09%
Total Emissões e Remoções	23,46	58,57	297,40	292,84	407,75%	-1,54%

A geração de eletricidade em todas as 9 ilhas habitadas de Cabo Verde advém, com notável predominância, de centrais termoelétricas. Tendo em vista as implicações ambientais, evidencia-se relevante estimar as emissões

dos gases poluentes provenientes da combustão dos combustíveis (i) diesel, (ii) fuel 180 e (iii) fuel 380 utilizados na central termoelétrica da Ilha de Santiago. Esta central é composta por quatro geradores do tipo WART de 11 MW e por quatro geradores do tipo CAT (dois de 5,5 MW e dois de 7,5 MW), obtendo um total de 8 grupos eletrogéneos.



Figura 4.2 - Central Termoelétrica do Palmarejo Grande na Ilha de Santiago (Fonte: Autor).

A geração termelétrica consiste na conversão da energia química existente nos combustíveis fósseis (líquidos, sólidos ou gasosos) em energia térmica, por meio de um processo da combustão. Por seu turno, esta energia calorífica é convertida em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica através de grupos eletrogéneos compostos por um gerador, que entra em ação por intermédio da combustão existente no motor com ajuda do alternador. Importa referir que o tipo de combustível usado é o principal elemento a determinar a natureza e a intensidade dos poluentes.

Foram contabilizadas essencialmente as emissões referentes aos gases CO_2 , metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O), no período compreendido entre 2010 e 2019, utilizando as metodologias/diretrizes estabelecidas pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC 2006). O cálculo de emissões dos gases acima mencionados baseou-se a partir do consumo, em litro/volume, de combustíveis, concernentes ao respetivo período (2010-2019). Quando a informação disponível é o volume do combustível utilizado, precisa-se, primeiramente, converter a unidade de volume em unidade de energia (Tabela 4.7).

Tabela 4.7 - Fator de conversão da unidade de energia (Fonte: Adaptado de I Série - N° 61 «B. O.» da República de Cabo Verde - 15 de outubro de 2015).

Combustível	Unidade				
	Ton/m ³	Tep ¹⁾ /Ton	Tep ¹⁾ /m ³	TJ/m ³	TJ/L
Diesel	0,86	1,00	0,8600	0,0360	3,60054E-05
Fuelóleo	0,96	0,94	0,9024	0,0378	3,77806E-05

¹⁾ Para converter os consumos de Tep em TJ foi utilizada a seguinte conversão: 1 Tep = 0,0418668 TJ

Para os cálculos das emissões de GEE provenientes de fontes estacionárias, procedeu-se conforme ilustra a Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Cálculo de emissões de GEE de fontes estacionárias (Fonte: Elaborado pelo autor com base no *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Volume 2: Energy*).

Etapa	Procedimento	Equação
1	Cálculo de Consumo de Energia (CE)	$CE = \text{Consumo Combustível (CC)} * \text{Fator de Conversão (FC)}$
2	Emissão real de GEE (E_{GEE})	$E_{GEE} = CE * \text{Fator Emissão (FE)}$
3	Emissões de CO _{2eq}	$ECO_{2eq} = E_{CO_2} + (E_{CH_4} * 25) + (E_{N_2O} * 298)$

Unidades: CE = [TJ]; CC = [L]; E_{GEE} = [kg]; FE = [kg/TJ]; ECO_{2eq} = [kgCO_{2eq}]

Com o consumo energético calculado e os fatores de emissão (Tabela 4.9) consegue-se determinar, de forma individual, a emissão de cada gás.

Tabela 4.9 - Fator de Emissão (FE) para combustão estacionária nas indústrias energéticas (Fonte: Adaptado de *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Volume 2: Energy*).

Tipo de Combustíveis	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Carvão (betuminoso)	96 100	1	1,5
Gás/óleo diesel (gasóleo)	74 100	3	0,6
Fuelóleo residual	77 400	3	0,6
Biomassa (madeira/resíduos de madeira)	112 000	30	4

Por fim, multiplica-se a emissão de cada gás pelo seu respetivo potencial de aquecimento global¹⁸ (Tabela 4.10) e o somatório resultará na emissão de CO₂ equivalente.

Tabela 4.10 - Tipo de gases e Potencial de Aquecimento Global (PAG) ao longo de 100 anos (Fonte: Adaptado de *Cabo Verde's Third National Communication on Climate Change to the UNFCCC, December 2017*).

¹⁸ Desenvolvido pelo IPCC, permitindo comparações quantitativas entre o efeito de estufa de diferentes gases.

Valores de PAG para horizonte de tempo de 100 anos				
Composto Químico	Fórmula Química	Segundo Relatório de Avaliação (SAR) - IPCC 1996	Quarto Relatório de Avaliação (AR4) - IPCC 2007	Quinto Relatório de Avaliação (AR5) - IPCC 2014
Dióxido de Carbono	CO ₂	1	1	1
Metano	CH ₄	21	25	28
Óxido Nitroso	N ₂ O	310	298	265

Os resultados das estimativas das emissões dos gases CO₂, CH₄ e N₂O são apresentados nas Tabelas 4.11, 4.12 e 4.13, respectivamente.

Tabela 4.11 - Atividade "combustão estacionária" utilizando óleo Diesel (Fonte: elaborado pelo autor).

	Emissões (combustão estacionária)					
	[L]	[TJ/L]	CO ₂ [ton]	CH ₄ [ton]	N ₂ O [ton]	Emissões [tCO _{2eq}]
2010	12 514 715	450,530	33 384,254	1,352	0,270	33 493,732
2011	9 602 814	345,701	25 616,467	1,037	0,207	25 700,472
2012	4 356 013	156,816	11 620,100	0,470	0,094	11 658,207
2013	1 433 845	51,618	3 824,925	0,155	0,031	3 837,468
2016	375 082	13,503	1 000,569	0,041	0,008	1 003,850
2017	126 758	4,563	338,140	0,014	0,003	339,249
2018	34 591	1,245	92,275	0,004	0,001	92,578
2019	57 565	2,072	153,560	0,006	0,001	154,064
Média	3 562 673	128,256	9 503,786	0,385	0,077	9 534,952

Tabela 4.12 - Atividade "combustão estacionária" utilizando Fuelóleo 180 (Fonte: elaborado pelo autor).

	Emissões (combustão estacionária)					
	[L]	[TJ/L]	CO ₂ [ton]	CH ₄ [ton]	N ₂ O [ton]	Emissões [tCO _{2eq}]
2010	28 972 204	1 095,149	84 764,557	3,285	0,657	85 030,678
2011	31 672 303	1 197,213	92 664,290	3,592	0,718	92 955,213
2012	31 381 140	1 186,207	91 812,429	3,559	0,712	92 100,677
2013	35 178 216	1 329,737	102 921,610	3,989	0,798	103 244,736
2016	41 562 764	1 571,072	121 601,010	4,713	0,943	121 982,781
2017	45 862 446	1 733,600	134 180,676	5,201	1,040	134 601,940
2018	29 680 404	1 121,919	86 836,552	3,366	0,673	87 109,178
2019	-	-	-	-	-	-
Média	34 901 354	1 319,271	102 111,589	3,958	0,792	102 432,172

A partir de 2018, as máquinas da central termoelétrica deixaram de operar com o combustível fuel 180, optando-se pelo uso do fuel 380, devido ao seu menor custo.

Tabela 4.13 - Atividade “combustão estacionária” utilizando Fuelóleo 380 (Fonte: elaborado pelo autor).

	Emissões (<i>combustão estacionária</i>)					
	[L]	[TJ/L]	CO ₂ [ton]	CH ₄ [ton]	N ₂ O [ton]	Emissões [tCO _{2eq}]
2018	13 853 061	523,646	40 530,178	1,571	0,314	40 657,424
2019	46 448 792	1 755,764	135 896,160	5,267	1,053	136 322,810
Média	30 150 927	1 139,705	88 213,169	3,419	0,684	88 490,117

Com base nos resultados obtidos, chegou-se a uma taxa de emissão em torno de 2,67 kg de CO_{2eq} para cada litro de diesel usado nas máquinas, enquanto para cada litro de fuel 180/380 foi de 2,93 kg de CO_{2eq}.

Os combustíveis fuel 180 e 380 emitiram cerca de 0,26 kg de CO_{2eq} mais do que o diesel, não obstante o seu FE (78,9 kg/GJ) ser maior que o do fuel 180/380 (74,1 kg/GJ).

A Figura 4.3 mostra, de forma resumida, a evolução das emissões totais de GEE em gigagramas CO_{2eq}, na Ilha de Santiago no que tange ao setor energético.

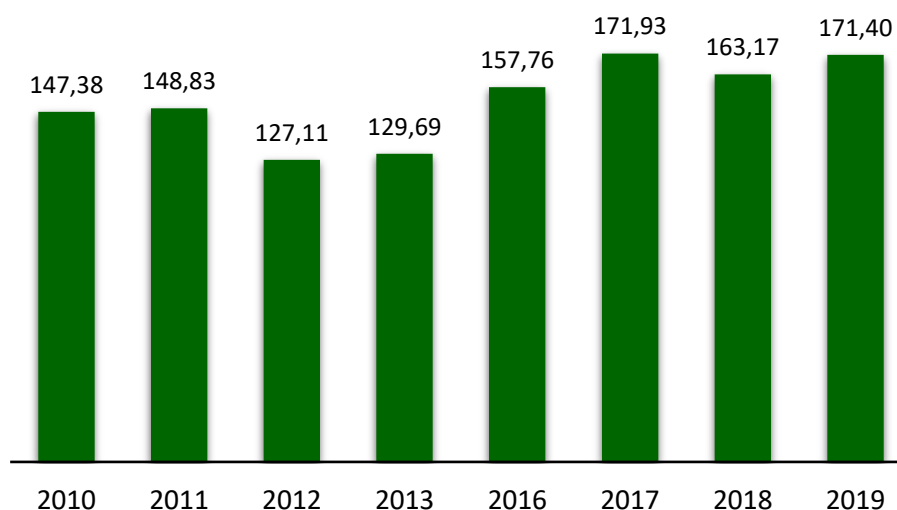


Figura 4.3 - Emissões totais de GEE em GgCO_{2eq} da central termoelétrica da Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor).

O total das emissões de GEE no sector de energia na Ilha de Santiago, a partir da combustão de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade, apresentou um incremento até 2017, diminuindo em 2018 e voltou a aumentar em 2019. As oscilações verificadas anualmente dependem da maior ou menor capacidade de produção de energia elétrica com base nas fontes energéticas renováveis.

Em 2010, registou-se que a emissão total dos GEE, foi de 147,38 GgCO_{2eq}, enquanto para o ano 2019 foi de 171,40 GgCO_{2eq} com uma variação de 24,03 GgCO_{2eq}, correspondendo um aumento das emissões em 16,30%. Porém, em 2012, verificou-se, uma redução na ordem de 13,7%. Isto se deve ao fato de ter havido uma forte aposta nas energias renováveis para a produção de eletricidade, nas quais contribuíram, simultaneamente, para um aumento gradual da potência elétrica total instalada.

4.1.3 Tarifa da eletricidade

As tarifas da eletricidade praticadas em todo o Cabo Verde estão, basicamente, relacionadas com o custo de geração de energia elétrica por combustíveis fósseis que, atendendo a atual matriz energética do país, depende fortemente da evolução do preço dos combustíveis despendidos na geração de eletricidade. A oferta de eletricidade é disponibilizada ao consumidor, na base de um tarifário assente em três tarifas:

- Tarifa doméstica, designada também por BTN (Baixa Tensão Normal);
- Tarifa I, para utilizadores não-domésticos, com potência instalada superior a 20 kW, designada também por BTE (Baixa Tensão Especial);
- Tarifa de Média Tensão, para utilizadores que disponham de Posto de Transformação próprio, geralmente para médias e grandes indústrias;
- Existe, na lei, uma quarta tarifa aplicável aos Municípios designada por Tarifa de Iluminação Pública ou Tarifa IP que é transferida ao consumidor final, através da chamada CIP (Contribuição para Custeio do Serviço da Iluminação Pública). O valor da CIP a ser paga por cada consumidor de energia elétrica é proporcional ao seu consumo mensal, sendo calculada de acordo com a seguinte fórmula: $CIP = E_{cons} * KIP * TAR_{IP}^{19}$, onde E_{cons} - Energia ativa consumida pelo

¹⁹I Série - Nº 4 «B. O.» da República de Cabo Verde - 21 de janeiro de 2013.

consumidor durante o mês, em kWh; KIP²⁰ – Constante de Iluminação Pública e TAR_{IP} – Tarifa da Iluminação Pública fixada pela entidade reguladora, em ECV por kWh. Para os clientes com consumos superiores a 20.000 Wh/mês, o cálculo do CIP equivale a 20.000*KIP*TAR_{IP}.

4.1.3.1 Com origem em combustíveis fósseis

Com base nos dados publicados pela ARE de Cabo Verde, obteve-se a tarifa da eletricidade, através da média das tarifas BTN e BTE, conforme ilustra o Gráfico 4.3. Verifica-se que no ano 2013 registou-se a tarifa mais elevada (residencial > 60 kWh/mês), cujo valor foi de 42,42 CVE (0,38 €).

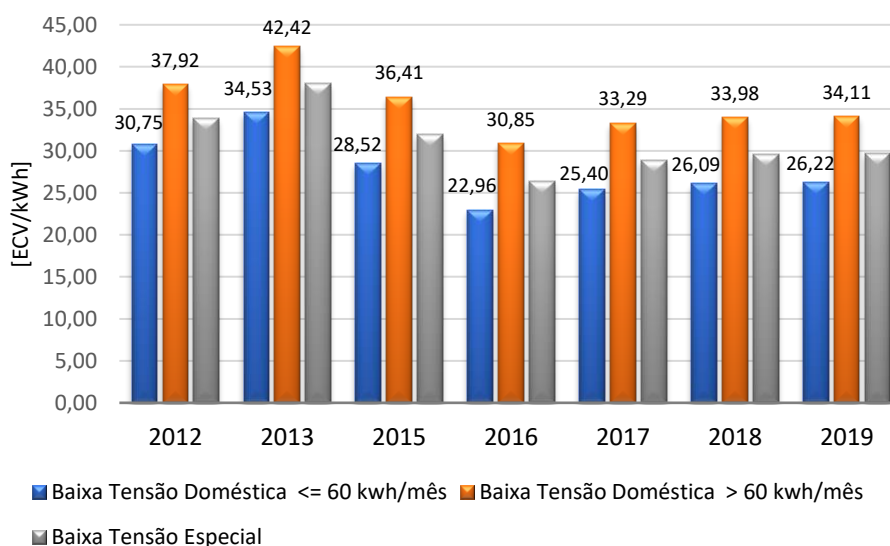


Gráfico 4.3 - Evolução das tarifas médias da energia elétrica (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados da ARE/ARME).

De 2012 a 2019, em todo o território nacional, o custo médio da eletricidade para BT (<= 60 kWh/mês) foi de 27,78 ECV (0,25 €); para BT (> 60 kWh/mês) de 35,57 ECV (0,32 €) e para BTE de 31,20 ECV (0,28 €). Numa análise comparativa entre os custos de geração de eletricidade por combustíveis fósseis e as tarifas praticadas nos diferentes níveis de tensão em Cabo Verde, os dados evidenciam que a instabilidade dos preços do petróleo a nível internacional influencia, de forma direta, o preço dos

²⁰Relação percentual entre o consumo total de energia na iluminação pública e o total de energia distribuída pela concessionária, a ser atualizada anualmente e em percentagem. Em 2019, a ARME fixou o valor de KIP em 4,44%.

combustíveis a nível nacional, com enorme repercussão nas tarifas de eletricidade e água.

4.1.3.2 Com origem em energias renováveis

Em 2019, pela primeira vez no país, a energia elétrica, com base em energias renováveis, teve o valor fixo de referência (VFRE) para venda à rede pública, por cada kWh. O VFRE, fixado pela ARME, foi de 8,80 ECV/kWh (0,08 €) e é calculado, considerando os custos marginais de produção verificados no ano anterior, incluindo os combustíveis e os custos de operação e manutenção. O valor aplica-se, também, a microprodutores renováveis, devidamente registados na Direção Nacional da Indústria, Comércio e Energia (DNICE) e que podem vir a ter um contrato assinado com a concessionária²¹.

4.2 Balanço Energético

4.2.1 Capacidade instalada

Devido à existência de diversas tecnologias da produção energética, torna-se indispensável caracterizá-las, bem como definir a sua capacidade instalada. Verifica-se no Gráfico 4.4 um contínuo incremento da capacidade elétrica instalada em Cabo Verde (45,64%), entre 2012 e 2019, representando, anualmente, cerca de 5,71% e, em particular, na Ilha de Santiago (103,33%), correspondente a 12,92%, por ano. Durante o ano 2019, a potência nominal instalada a nível do arquipélago, com exceção da ilha de Boavista, totalizava um valor de 188,0 MW_e, contra 140,10 MW_e em 2012, repartidos pelas centrais diesel (155,25 MW_e), eólica (26,0 MW_e) e solar fotovoltaica (6,75 MW_e).

²¹ www.energiasrenovaveis.cv/ - consultado em 24/03/2020

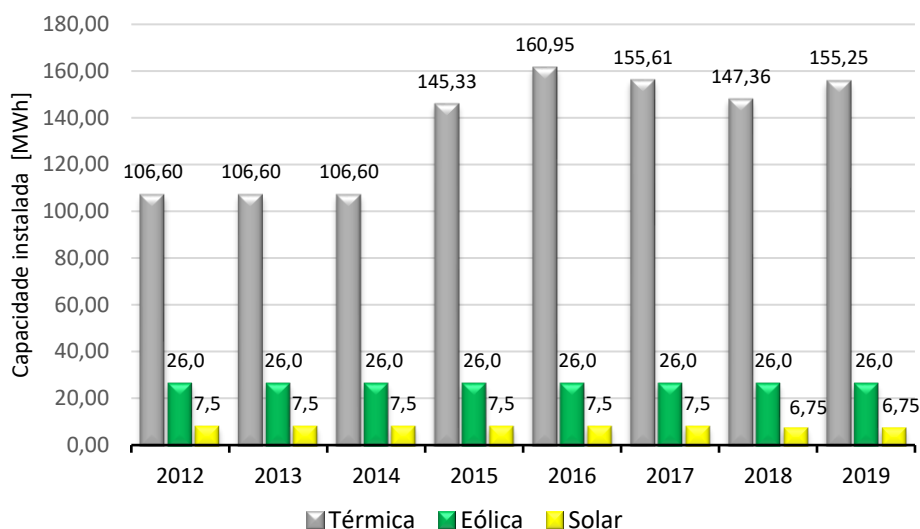


Gráfico 4.4 - Evolução da potência elétrica nominal instalada em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da Electra, 2012-2019).

Na Ilha de Santiago, em 2019, a potência nominal instalada do parque produtor da Electra foi de 97,16 MW_e, contra 55,32 MW_e em 2012, repartida pelas centrais diesel (83,31 MW_e), eólica (9,35 MW_e) e solar fotovoltaico (4,5 MW_e), conforme mostra o Gráfico 4.5. Em 2018, verificou-se uma diminuição da potência nominal, em comparação com o ano de 2017. Destacam-se duas razões essenciais para essa redução, designadamente: (i) a desativação da central térmica da Gamboa e (ii) a avaria dos dois grupos eletrogéneos, a *Caterpillar 4*.

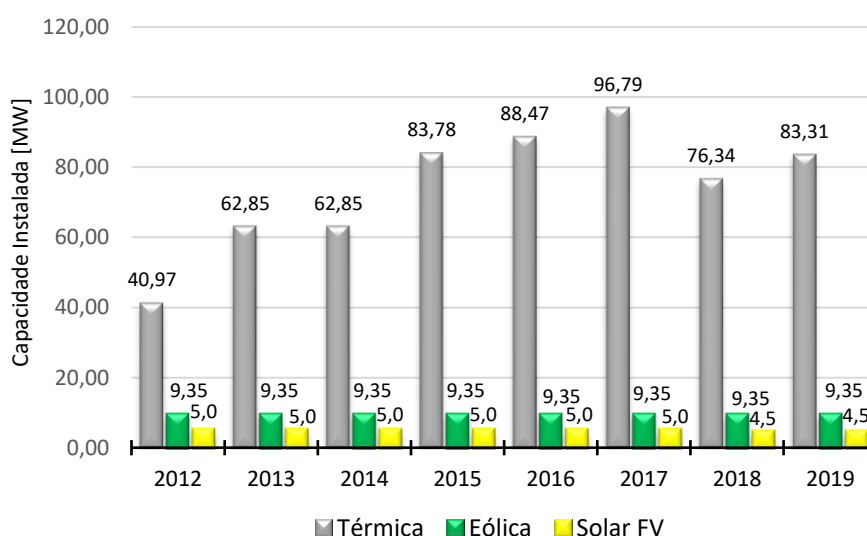


Gráfico 4.5 - Evolução da potência elétrica nominal instalada na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da Electra, 2012-2019).

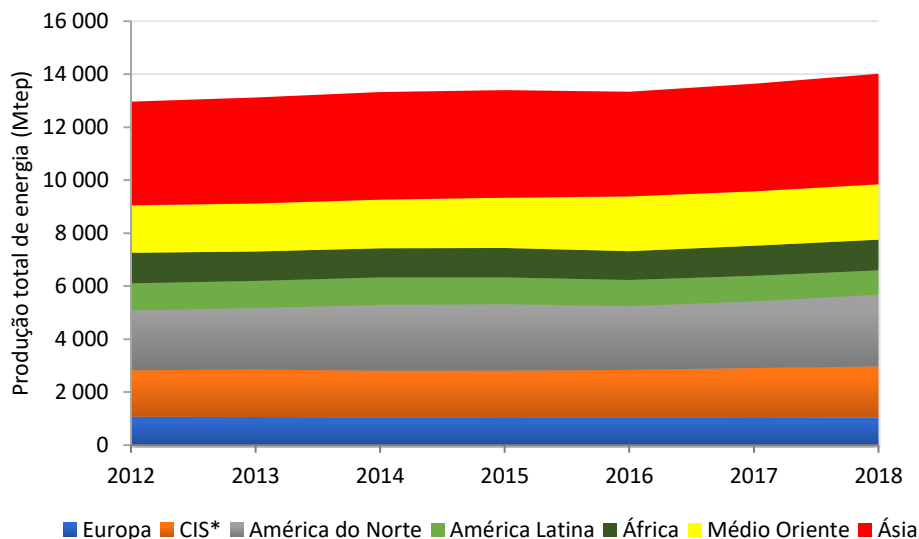
É possível que se assista a uma quebra na tendência do crescimento da potência térmica, nas próximas décadas, não obstante o aumento contínuo do crescimento da potência total instalada que se tem verificado nos últimos anos. Prevê-se que nos próximos anos haja uma redução progressiva do uso do combustível na produção da eletricidade, face ao seu impacto no custo final da eletricidade.

No que diz respeito às tecnologias renováveis, não se registou qualquer crescimento da capacidade instalada, tanto a nível nacional, como a regional (Ilha de Santiago), devido a falta de investimentos público-privados.

4.2.2 Produção da energia elétrica

4.2.2.1 A nível Mundial

De acordo com os dados divulgados pelo *Global Energy Statistical Yearbook* (Anuário Estatístico da Energia Global), no período de 2012 a 2018, a produção de energia elétrica sofreu um decréscimo na União Europeia (EU) de cerca de 3%, justificada sobretudo pelo aumento da eficiência energética. Tal declínio ocorre, após um ano seco e de um aumento moderado no consumo de energia, apesar do aumento da produção hídrica.



*CIS – abreviatura da língua inglesa *Commonwealth of Independent State* (Comunidade de Estados Independentes)

Figura 4.4 - Produção total de eletricidade em várias regiões do mundo, incluindo CIS (Fonte: adaptado de *Global Energy Statistical Yearbook*, 2019).

A Tabela 4.14 apresenta, em jeito de síntese, a taxa da variação, em percentagem, na produção da energia elétrica em várias regiões do mundo, referente ao período observado. Nota-se, nitidamente, que nos países da América Latina, verificou-se uma redução na produção energética em torno de 11%, enquanto na América do Norte e no Médio Oriente ocorreram um aumento de 20,3% e 16,7%, respetivamente.

Tabela 4.14 - Taxa da variação percentual e do crescimento médio anual (TCMA) na produção da eletricidade no período compreendido entre 2012 e 2018 (Fonte: elaborado pelo autor, a partir de *Global Energy Statistical Yearbook*, 2019).

	Taxa da variação (%) - 2012 a 2018	TCMA (%)
Europa	-2,8	-0,5
CIS*	9,9	1,6
América do Norte	20,3	3,4
América Latina	-10,5	-1,7
África	0,2	0,0
Médio Oriente	16,7	2,8
Ásia	6,8	1,1

4.2.2.2 A nível do arquipélago de Cabo Verde/Ilha de Santiago

A evolução da produção da energia elétrica ao longo dos últimos 7 anos em Cabo Verde registou uma taxa média do crescimento à volta de 34,4%, correspondente a TCMA de 5,7%.

A energia disponibilizada para o consumo no arquipélago atingiu, em 2019, o valor de 443,6 GWh (38,14 ktep), enquanto na Ilha de Santiago obteve-se o valor mais elevado para o consumo da população, atingindo um valor de 244,3 GWh (21,0 ktep). O Gráfico 4.6 mostra a evolução da produção da eletricidade em Cabo Verde, em particular, na Ilha de Santiago, no período de 2012 a 2019.

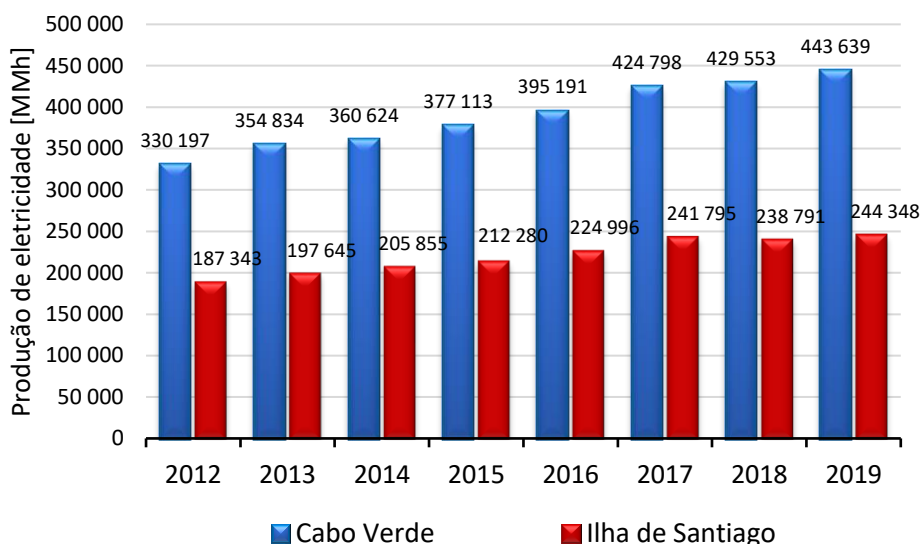


Gráfico 4.6 - Evolução da oferta da energia elétrica em Cabo Verde, em particular, na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da Electra, 2012-2019).

Conforme se observa no Gráfico 4.7, da totalidade da energia elétrica produzida em Cabo Verde no ano 2019, 81,4% foi de origem fóssil, 16,6% de eólica e 2,0% de solar fotovoltaica, contra 91,7%, 6,9% e 1,4% na Ilha de Santiago, respetivamente.

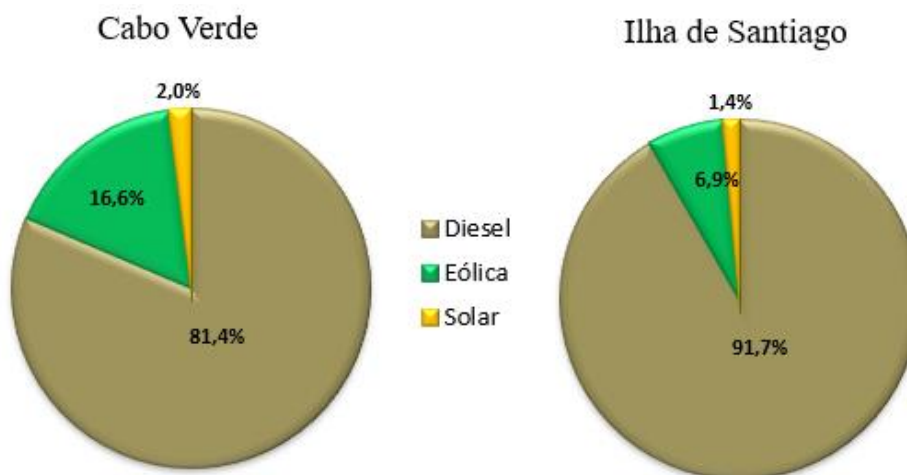


Gráfico 4.7 - Repartição percentual da energia produzida em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos no Relatório e Contas da Electra, 2019).

4.2.3 Consumo final da energia elétrica

4.2.3.1 A nível Mundial

Tem-se assistido, à escala mundial, ao longo dos últimos anos, um incremento no consumo da energia elétrica, como consequências do

crescimento demográfico, da competitividade económica e das necessidades energéticas nos países em vias de desenvolvimento. A Figura 4.5 ilustra o crescimento mundial do consumo energético em várias regiões do globo, com maior expressão no conjunto dos países da Ásia. Em 2012, consumiu-se 5128 Mtep (59.638,5 GWh) e, em 2017, alcançou-se 5690 Mtep (66.1746 GWh). Quanto aos países da Europa, registou-se uma ligeira redução do consumo da energia elétrica, entre 2012 e 2014, na ordem de 4,3%, equivalente a 2,15% ao ano. De 2014 a 2017, o consumo aumentou em cerca de 4,5%, correspondente a 1,5% ao ano.

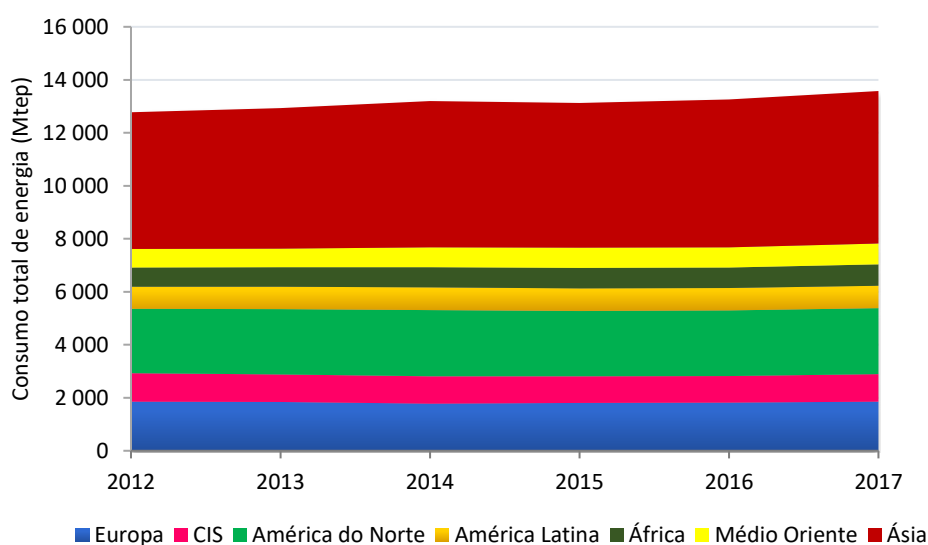


Figura 4.5 - Consumo total da eletricidade em várias regiões do mundo (adaptado de *Enerdata Global Energy Statistical Yearbook, 2018*).

O relatório publicado pela *Energy Information Administration* (IEA, 2016), denominado *Internacional Energy Outlook 2016*, projeta que o consumo mundial da energia vai crescer 48%, entre 2012 e 2040. Os países, tais como a China e Índia, vão ser os responsáveis por mais de metade do aumento total no consumo mundial, durante o período da aludida projeção.

4.2.3.2 A nível do arquipélago de Cabo Verde/Ilha de Santiago

A tendência crescente do consumo da eletricidade nos últimos anos pode estar associada a três ordens de razões: (i) elevado esforço de eletrificação que tem vindo a ser desencadeado pelas entidades governamentais; (ii)

melhorias das condições de vida das populações, traduzindo num maior consumo; (iii) aumento da capacidade de produção disponível.

O Gráfico 4.8 mostra que, aos longo dos anos, vem-se registando um aumento no consumo da energia elétrica no país pelo que, entre 2012 e 2019, se verificou um incremento de cerca de 32,8%, correspondente a uma TCMA na ordem de 4,1%.

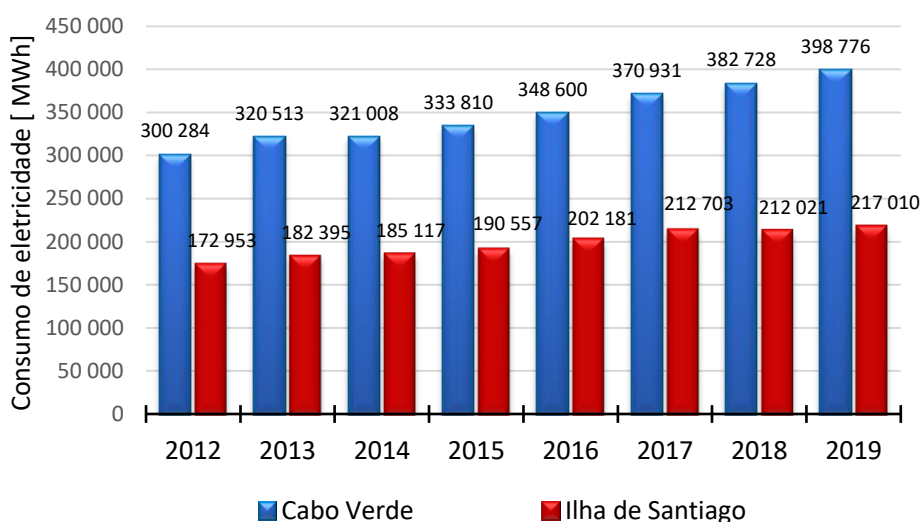


Gráfico 4.8 - Evolução do consumo da energia elétrica em Cabo Verde, em particular, na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados obtidos dos relatórios anuais da Electra, 2012-2019).

Em 2019, a Ilha de Santiago representa mais da metade do consumo da eletricidade (54,42%) do país. Do Gráfico 4.8, nota-se uma diminuição do consumo na ordem de 0,32% no ano 2018, em comparação ao de 2017. Tal decréscimo se deve em virtude de se ter registado alguns momentos de cortes no fornecimento de eletricidade, conduzindo a uma redução de cerca de 682 MWh.

4.3 Desafios do Setor Energético e Perspetivas Futuras

A situação energética dos estados insulares africanos, tais como Cabo Verde, Comores, Guiné-Bissau, Madagáscar, Maurícias, São Tomé e Príncipe e Seychelles, depende, em larga medida, de combustíveis fósseis, não obstante possuírem um elevado potencial de energias renováveis, não tanto exploradas (Surroop & Raghoo, 2018).

O setor energético em Cabo Verde sempre se revelou bastante favorável no que tange à política energética assente na produção por fontes renováveis, em parceria com as medidas de eficiência energética. Os desafios energéticos que se colocam aos países insulares, operando com a queima de combustíveis fósseis, são caracterizados por uma tendência crescente na procura e no consumo de energia, tanto por parte dos nacionais, como da dos turistas. Tal aumento de consumo coloca desafios: (i) de natureza estratégica; (ii) de planeamento de infraestruturas energéticas para o país. As políticas públicas para o setor, em particular, o das renováveis, devem assentar-se, fundamentalmente, em dois pilares:

- Criação e implementação de regulamentos legais e regulatórios que fornecem regras claras e bem definidas;
- Promoção de um ambiente propício de investimentos no setor privado no domínio da energia sustentável.

Cabo Verde possuir recursos solares e eólicos, a estratégia convencional para aumentar o acesso à eletricidade em áreas rurais e isoladas pode ser implementada através das micro-redes descentralizadas, com geradores a diesel (Ranaboldo et al., 2014).

De acordo com o programa do governo a curto, médio e longo prazo, a política energética cabo-verdiana tem como preocupações centrais construir um setor energético seguro, eficiente, disponível, sustentável e sem dependência de combustíveis fósseis. Deve assentar-se em 3 pilares:

- (I) Segurança energética;
- (II) Estabilidade dos preços;
- (III) Redução da fatura energética.

Tais pilares estão estabelecidos no Plano Estratégico de Desenvolvimento Sustentável (PEDS) 2017-2021, em alinhamento com o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável-7 (ODS-7), referindo-se ao acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos.

A Tabela 4.6 sintetiza as metas traçadas pelo governo, através da DNICE, no que diz respeito à produção de eletricidade, advenientes das fontes de energias renováveis.

Tabela 4.15 - Projetos da implementação de centrais renováveis (Fonte: elaborado pelo autor).

Central	Localidade / Ilha	Capacidade Instalada [MW _e]	Produção de Energia [GWh/ano]	Emissões de CO _{2eq} [ton/ano]
Solar Fotovoltaica	Calheta São Miguel/Santiago	10	20,5	-11 800
	Ervadão/Boavista	5	ND	ND
	Sal	5	ND	ND
	São Vicente	5	ND	ND
Eólica	Achada Mostarda, São Domingos/Santiago	10	ND	ND

ND – Dados não disponíveis

Com base no Plano Diretor do Sector Elétrico 2018 – 2040²², são estabelecidas cinco metas para o sector elétrico de Cabo Verde:

1. Attingir 30% de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis até 2025, de acordo com o compromisso obrigatório assumido por Cabo Verde na Conferência das Partes de Paris (COP21);
2. Superar os 50% de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis até 2030, de forma a minimizar os custos de produção de energia elétrica;
3. Manter a aposta na energia eólica e iniciar um programa ambicioso de desenvolvimento de energia solar;
4. Promover o desenvolvimento de uma central de bombagem pura na Ilha de Santiago até 2025 e de soluções de armazenamento com base em baterias nas restantes ilhas, à medida que as reduções de custo e o desenvolvimento tecnológico o justifiquem;
5. Manter a aposta na promoção de Eficiência Energética e no combate às perdas de energia, como vetores chave para reduzir os custos de energia aos cidadãos e empresas cabo-verdianas.

²² Conselho de Ministros, Resolução n.º39/2019 de 8 de abril de 019, I Série - n.º40 «B.O.» da República de Cabo Verde

Capítulo 5 - Recursos Energéticos Renováveis

As tecnologias das energias renováveis oferecem opções diversificadas e economicamente atraentes, a fim de garantir energia acessível e sustentável para milhões de pessoas, em especial, no que toca à eletrificação rural (Shoib & Ariaratnam, 2016). O desenvolvimento e a operação dos projetos, que se prendem com as energias renováveis, podem proporcionar uma variedade de impactos ambientais, económicos e sociais para as partes interessadas, contribuindo para uma melhor aceitação social de tais projetos (Karytsas, Mendrinis, & Karytsas, 2020).

5.1 Papel das energias renováveis em Cabo Verde

Cabo Verde é um país altamente provido de recursos endógenos atinente ao sol e ao vento, embora, ainda dependente do exterior para se suprir em matéria da energia elétrica. Este cenário vem sendo alterado com a aposta nas novas tecnologias alternativas da produção de energia, concretizada através da publicação do Decreto-Lei n.º 1/2011 de 3 de janeiro, que cria um regime de licenciamento e exercício de atividade específico e adaptado às energias renováveis. Este decreto, para além de enquadrar questões mais técnicas, estabelece um quadro de incentivos ao investimento público-privado, incentivos fiscais e incentivos aduaneiros²³. Cabo Verde é hoje considerado pela comunidade internacional um país do continente africano exemplar em matérias das energias renováveis, pelo que foi escolhido para a instalação do Centro das Energias Renováveis e Eficiência Energética, *ECOWAS Centre For Renewable Energy and Efficiency (ECREEE)*²⁴ da Comunidade Económica dos Estados da África Ocidental (CEDEAO)²⁵, na cidade da Praia.

²³ N.º 61 <<B.O.>> da República de Cabo Verde, 15 de outubro de 2015

²⁴ Oficialmente, o *ECREEE*, foi criado em 2008, pela 61.ª Sessão do Conselho de Ministros da *CEDEAO* que teve lugar em Ouagadougou, Burkina Faso, a 23 de novembro de 2008. A sua inauguração oficial teve lugar na Praia, em julho de 2010

²⁵ Organização de integração regional que engloba quinze países da África Ocidental: Benim Burkina Faso, Cabo Verde, Costa do Marfim, Gâmbia, Gana, Guiné, Guiné-Bissau, Libéria, Mali, Níger, Nigéria, Senegal, Serra Leoa e Togo

As tecnologias das energias renováveis representam cerca de 28,8% da capacidade instalada da sub-região da CEDEAO. A hidroelétrica tem sido usada para gerar a eletricidade na região, há décadas, e representa mais de 99% da capacidade renovável instalada. Tal capacidade das outras fontes, a eólica, a solar e a biomassa, representa apenas 39 MW e está concentrada, principalmente, em Cabo Verde e no Gana que se destacam como líderes regionais²⁶.



Figura 5.1 - Estados-Membros da CEDEAO (Fonte: Google).

O emergente mercado das energias renováveis, que se insere na nova economia verde, tem ganho cada vez mais protagonismo a nível mundial e, atualmente, já faz parte do dicionário de quase todas as nações, em particular, das que privilegiam um modelo de desenvolvimento sustentável, direcionado para as questões de índole ambiental e ecológico. Por conseguinte, torna-se imperativo que Cabo Verde continue a reforçar e promover a implementação de políticas públicas, baseadas nas energias renováveis e na eficiência energética, com vista a reduzir as emissões de GEE e poder desenvolver-se, de forma sustentável.

5.2 Potencial energético solar fotovoltaico

Realizaram-se estudos que identificaram um potencial das energias renováveis estimado em cerca de 2610 MW, com ênfase para o recurso solar fotovoltaico, cujo potencial atinge os 2068 MW, conforme se observa na Figura 5.2.

²⁶ Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), "ECREES Status Report", 2014

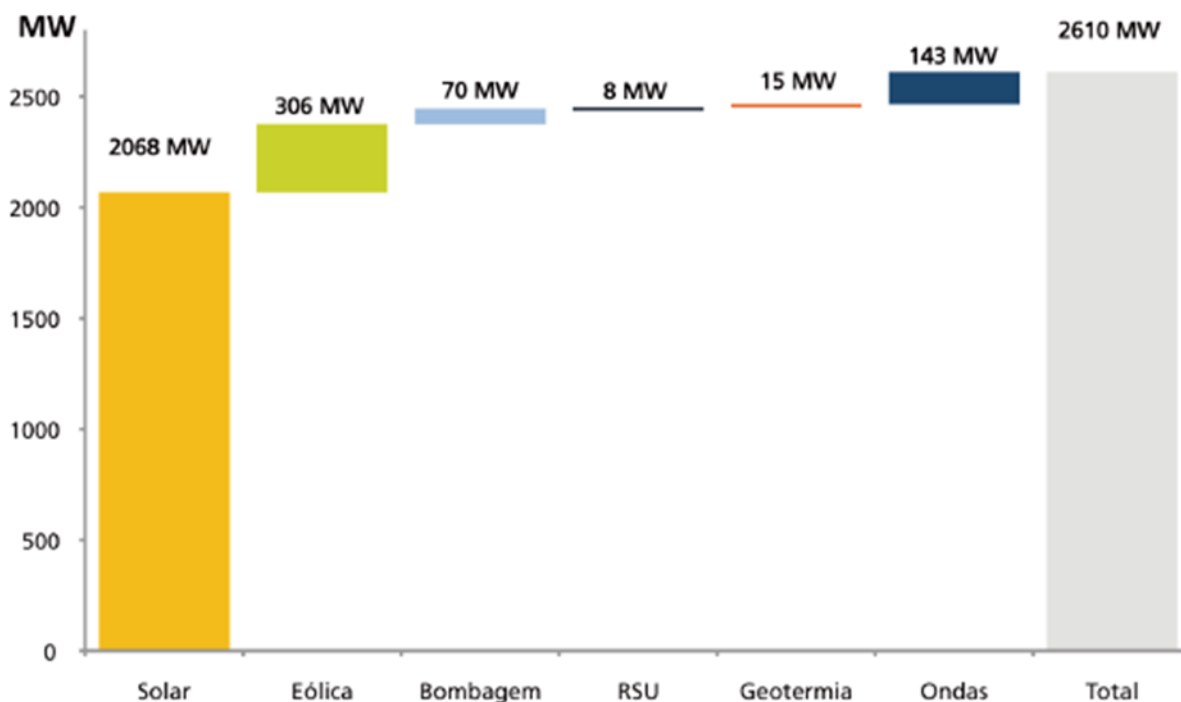


Figura 5.2 - Estimativa do potencial de Projetos de Energias Renováveis (Fonte: *Cape Verde Renewable Energy Plan, Gesto Energy Solutions, 2011*).

O maior recurso renovável do arquipélago é o sol. Por conseguinte, a energia fotovoltaica constitui uma tecnologia da geração competitiva, face aos combustíveis fósseis. O investimento na energia fotovoltaica é o resultado das várias políticas energéticas governamentais, em parceria com a banca nacional e parceiros internacionais que procuram o desenvolvimento das fontes de energias renováveis na matriz elétrica, de modo a aumentar a segurança energética e a diminuir a emissão dos GEE.

5.2.1 Caracterização do recurso solar disponível

Segundo os dados de *World Radiation Center (WRC)*, o nível de irradiação solar que atinge a Terra, no topo da camada atmosférica, possui um valor aproximado de 1367 W/m^2 . Atualmente, existem atlas solares que possibilitam a obtenção da energia incidente em cada local, com rigor aceitável, dispensando, assim, a utilização de aparelhos vulgares como o piranómetro.

5.2.1.1 A nível Mundial

A Figura 5.3 mostra um mapa da irradiação solar mundial, através do qual se observa algumas regiões a atingirem valores compreendidos entre 2200 e 2700 kWh/m²/ano.

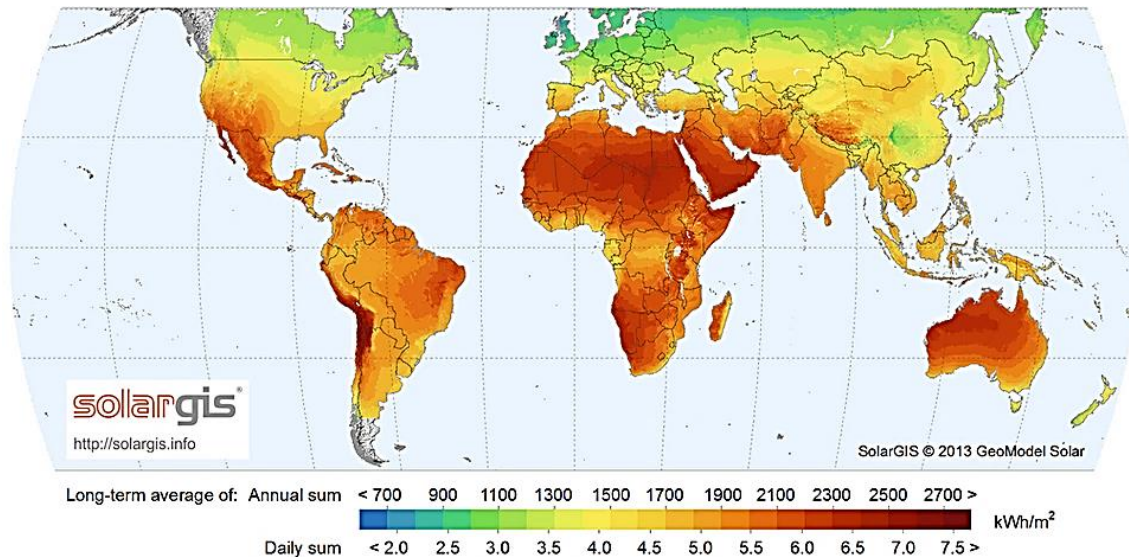


Figura 5.3 - Mapa global da irradiação solar horizontal (Fonte: SolarGIS, 2013).

5.2.1.2 A nível do arquipélago

Para o estudo do recurso solar, foi elaborado um mapeamento do recurso, pela consultora *Gesto Energy Solutions* (2011), com base na cartografia da Direção Geral do Ordenamento do Território, à escala 1:10 000, e nos dados de satélite que permitam parametrizar o modelo no que tange às questões atmosféricas. O resultado da caracterização do recurso solar nas ilhas é apresentado pelo mapa da radiação global (Figura 5.4).

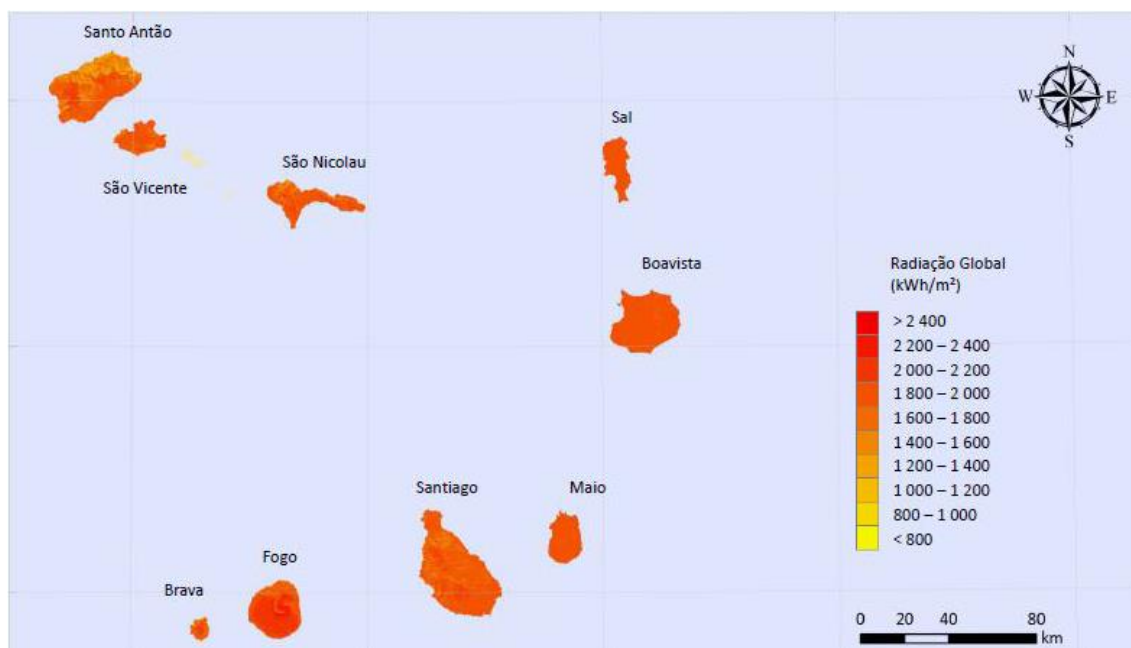


Figura 5.4 - Radiação global nas ilhas do arquipélago (Fonte: Gesto Energy Solutions, 2011).

A radiação global média anual, na maioria do território cabo-verdiano, varia entre 1800 e 2000 kWh/m²/ano, para a inclinação e exposição natural do terreno, com um potencial de mais de 3750 horas de sol por ano (Figura 5.5)²⁷. As melhores regiões apresentam níveis de radiação global no plano horizontal, entre 2070 kWh/m²/ano e 2175 kWh/m²/ano, assumindo-se um valor indicativo para as zonas com potencial de 2130 kWh/m²/ano. Refira-se que as máximas radiações globais no plano horizontal, a nível da Europa, registam valores na ordem de 1700 kWh/m²/ano, o que demonstra que Cabo Verde possui um recurso muito superior ao solar europeu.

²⁷ Fonte: Cape Verde Renewable Energy Plan, Gesto Energy Solutions, 2011 (em Português)

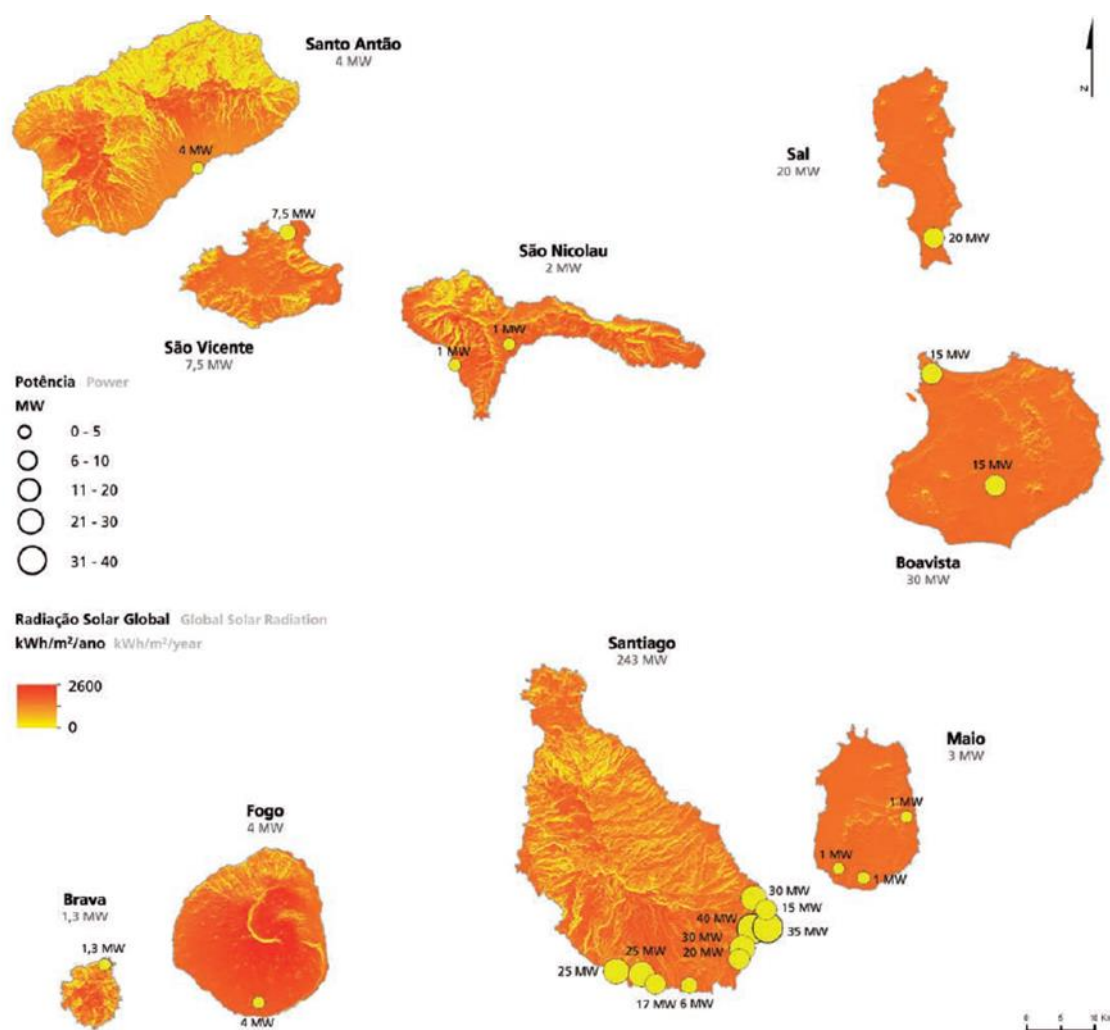


Figura 5.5 - Mapa do recurso solar das ilhas de Cabo Verde (Fonte: Gesto Energy Solutions, 2011).

5.2.2 Capacidade de potência instalada

5.2.2.1 Panorama Mundial

A geração da energia, a partir da radiação solar, tem como característica a intermitência (inconstante), devido às condições climáticas que provocam uma oscilação na produção da energia elétrica. Como se observa na Figura 5.6, tem havido um grande aumento na capacidade solar fotovoltaica que pode ser interpretado, tanto num aumento na produção e comercialização de painéis fotovoltaicos, como na aceitação da população. No ano 2019, de acordo com os relatórios anuais *Renewables Global Status Report* publicados pela *REN21* (Henner & REN21, 2017), adicionou-se mais capacidade da energia solar fotovoltaica, a nível global (115 GW) do que qualquer outro tipo

de tecnologia da geração de eletricidade. Atingiu-se uma capacidade total instalada de 627 GW, com o mercado anual das novas capacidades a registar um aumento de 22,46%, em relação a 2018.

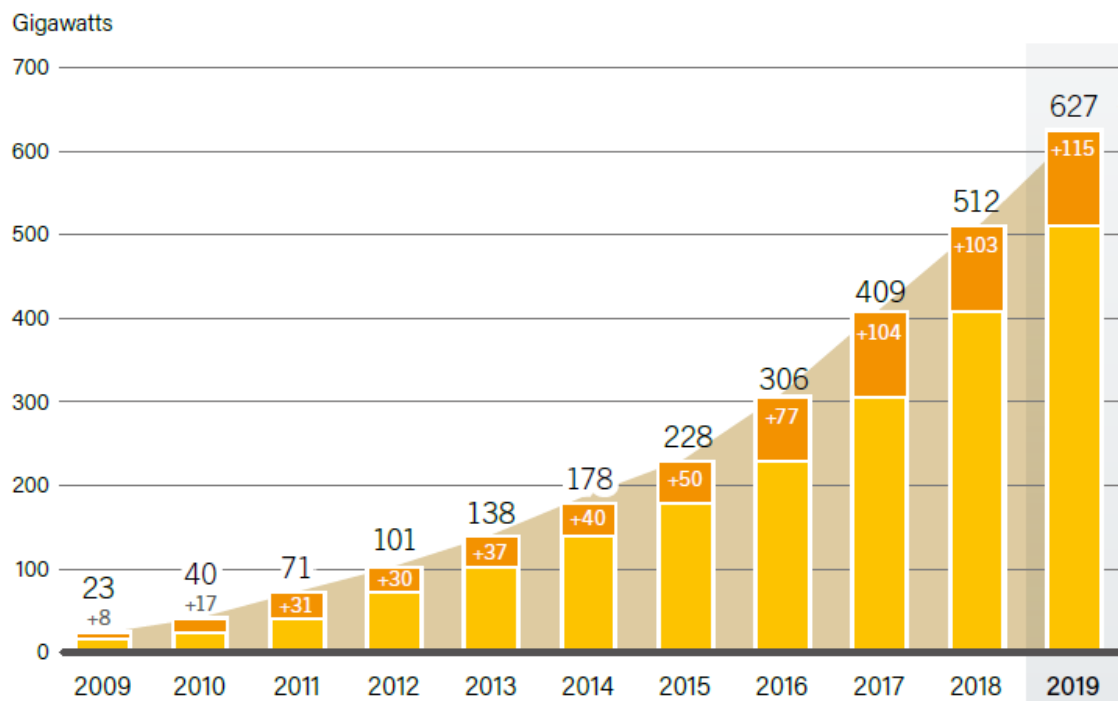


Figura 5.6 - Evolução da capacidade global solar fotovoltaica instalada (Fonte: REN21 – Renewables 2020, Global Status Report).

No final do ano 2019, os principais países com a capacidade solar fotovoltaica cumulativa foram a China, os Estados Unidos, o Japão, a Alemanha e a Índia, enquanto os líderes em capacidade por habitante, destacaram-se a Alemanha, a Austrália e o Japão.

5.2.2.2 Panorama CEDEAO

Conforme os dados divulgados por *ECOWAS Energy Status Report*, em 2014, os quinze países da *CEDEAO*, cuja população era cerca de 335.000 milhões, totalizavam uma capacidade instalada de tecnologias renováveis na ordem de 4784,95 MW, distribuídas da seguinte forma: solar fotovoltaica (9,42 MW), eólica (27,03 MW), hídrica (4745 MW) e Biomassa (3,5 MW).

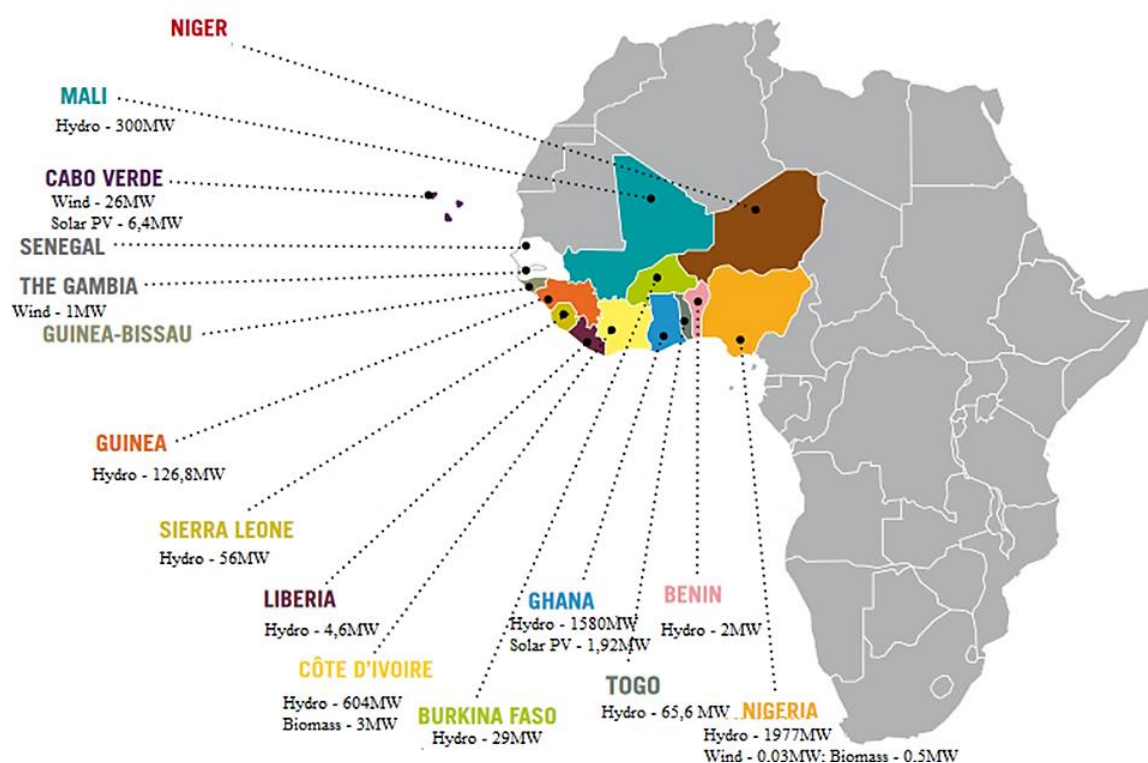


Figura 5.7 - Capacidade da tecnologia renovável instalada (ligada à rede) nos Estados-Membros da CEDEAO (Fonte: Adaptado de Ecowas Renewable Energy and Efficiency – Satus Report, 2014).

Conforme ilustra o Gráfico 5.1, estimou-se que, em 2020, a capacidade total instalada de tecnologias renováveis na CEDEAO, atingia 2425 MW e no horizonte 2030, prevê-se um incremento para o valor de 7066 MW.

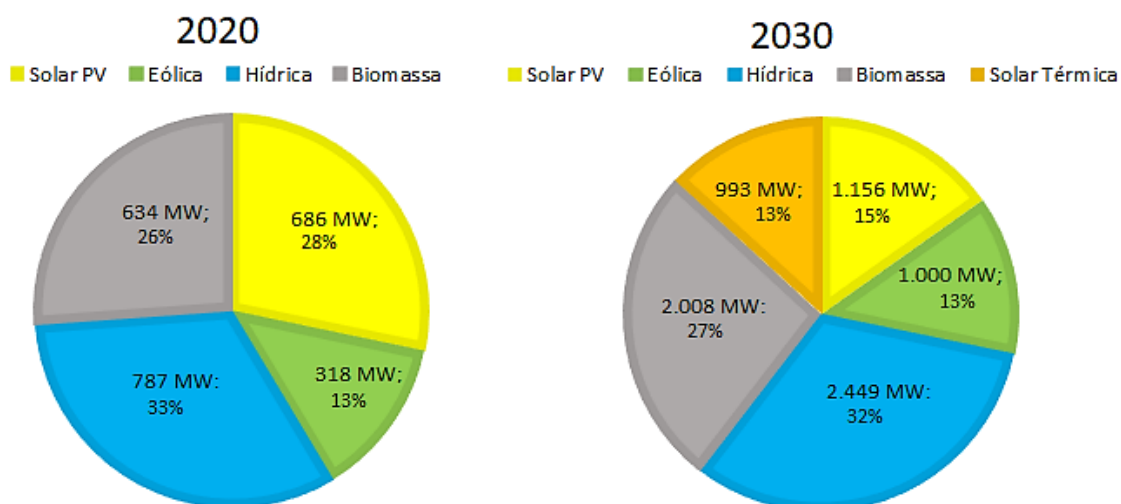


Gráfico 5.1 - Repartição da capacidade instalada por tipo da tecnologia renovável na CEDEAO (Fonte: Ecowas Renewable Energy and Efficiency – Satus Report, 2014).

O Gráfico 5.2 mostra que no ano 2020, a produção energética, a partir das fontes renováveis, estimou-se no valor de 8350 GWh, enquanto para o ano 2030, espera-se alcançar um montante de 22.229 GWh.

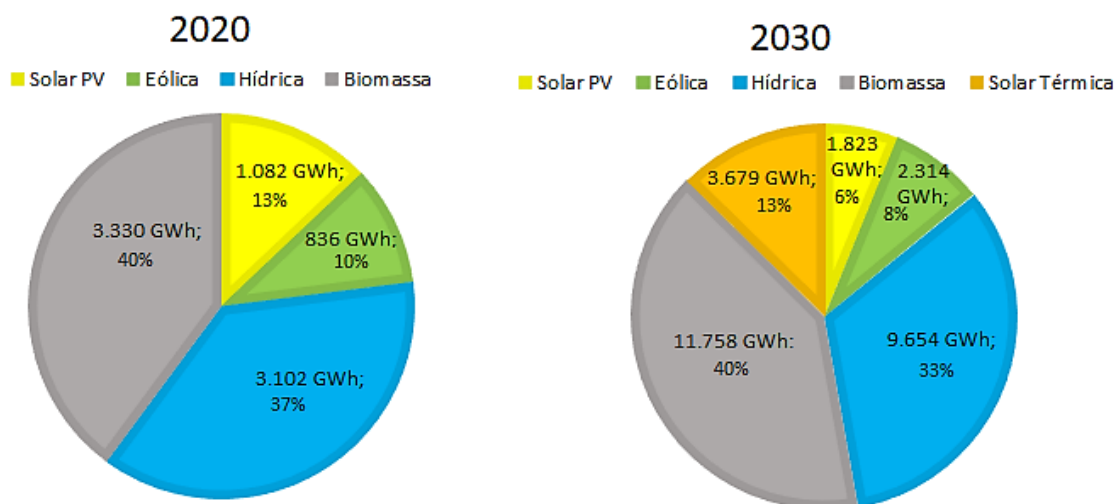


Gráfico 5.2 - Repartição do tipo de tecnologia renovável na produção de energia elétrica na CEDEAO (Fonte: Ecowas Renewable Energy and Efficiency – Satus Report, 2014).

As Tabelas 5.1 e 5.2 apresentam, de forma sucinta, os principais objetivos das políticas energéticas sub-regionais da CEDEAO.

Tabela 5.1 - Metas para as energias renováveis (ER) ligadas à rede (Fonte: ECOWAS Regional Workshop – Renewable Energy and Efficiency Policies, 25 -28 June 2012).

	2020	2030
Taxa de penetração das energias renováveis no sistema de produção de eletricidade na CEDEAO (incluindo as grandes centrais hidroelétricas)	35%	48%
Taxa de penetração das energias renováveis no sistema de produção de eletricidade na CEDEAO (excluindo as grandes centrais hidroelétricas)	10% 2425 MW	19% 7606 MW

Tabela 5.2 - Metas para as energias renováveis (ER) não-ligadas à rede.

	2020	2030
Percentagem da população rural beneficiada por sistemas de ER não ligados a rede (mini-redes e sistemas autónomos)	22%	25%
Mini redes a serem instalados (incluindo os sistemas híbridos)	60,000 3600 MW	128.000 7680 MW

Sistemas autónomos de energias renováveis ou microsistemas	-	50.000/ano
População servida com fogões mais eficientes	100%	100%
População com acesso ao gás butano para confeção dos alimentos	36,5%	41%

5.2.2.3 Panorama cabo-verdiano

Inauguraram-se em Cabo Verde, nas ilhas de Santiago e do Sal, nos finais de 2010, duas das maiores centrais da produção da energia fotovoltaica na África Ocidental, com um *backup* de três grupos eletrogéneos a *fuel*, marca *MAN*, cuja potência nominal equivale a 1635 kW.

Segundo dados divulgados pela *Martifer Solar*²⁸, as duas centrais solares vão evitar a emissão de 13 mil toneladas (ton) de CO₂ por ano. Assim, as referidas centrais contribuem, no campo ambiental e da sustentabilidade, para a redução das emissões poluentes e do efeito de estufa. As características técnicas referentes aos dois parques solares estão apresentadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Parques solares fotovoltaicos de Cabo Verde (elaborado pelo autor).

Parques solares	Área ocupada [ha]	Qta. painéis solares fotovoltaicos	Potência instalada	Produção anual				Custo	Entrada em Funcionamento
			[MW _p]	[MWh]	[GJ]	[Tep]	[ECV]	[Euro]	
Santiago	12	21 696	4,5	8 120	29 226	698,19	2 063 168 415,00	18 756 076,50	02 de nov. 2010
Sal	10	11 016	2,25	3 960	14 253	340,5	1 029 537 413,00	9 359 431,03	01 de out. 2010
Total	22	32 712	6,75	12 080	43 479	1 038,7	3 092 705 828	28 115 507,53	/

Para países insulares como Cabo Verde, uma política energética tem uma relevância significativa, permitindo garantir a segurança no fornecimento da energia elétrica e o aproveitamento da riqueza dos recursos endógenos. Nos últimos anos, tornou-se visível o crescimento do potencial renovável instalado nalgumas ilhas. Desde o ano 2010, assiste-se, de forma muito assinalável, uma evolução da produção de eletricidade por fontes renováveis. Assim, o *mix* energético de Cabo Verde ficou mais reforçado, pelo que a taxa de penetração renovável na rede elétrica passou de 1,3% em 2010 para 18,6% em 2019, como se observa no Gráfico 5.3.

²⁸ Empresa portuguesa do Grupo Martifer que foi responsável pelo fornecimento e instalação dos dois parques solares fotovoltaicos em Cabo Verde, num montante global de cerca de 30 milhões de euros.

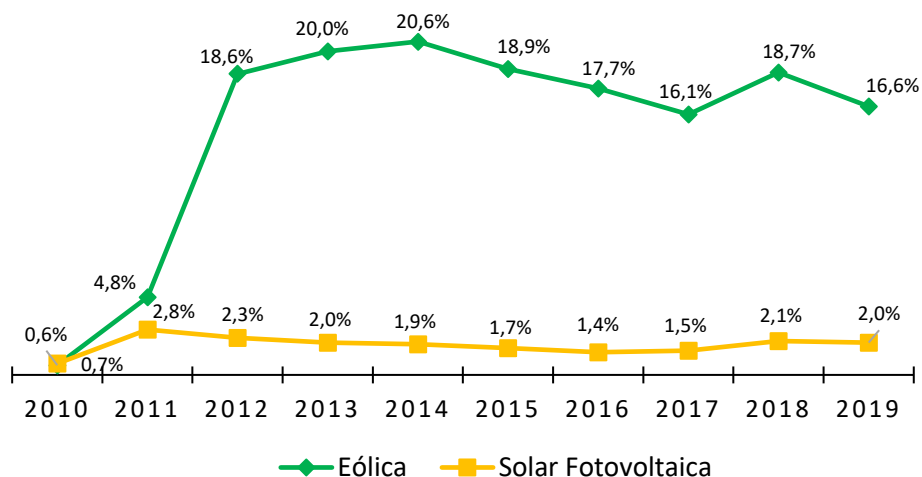


Gráfico 5.3 - Evolução da taxa percentual de penetração das energias renováveis na rede elétrica nacional, 2010-2019 (Fonte: elaborado pelo autor).

O Gráfico 5.4 apresenta a evolução temporal da taxa percentual da produção de eletricidade no território nacional, a partir dos combustíveis fósseis e das fontes renováveis.

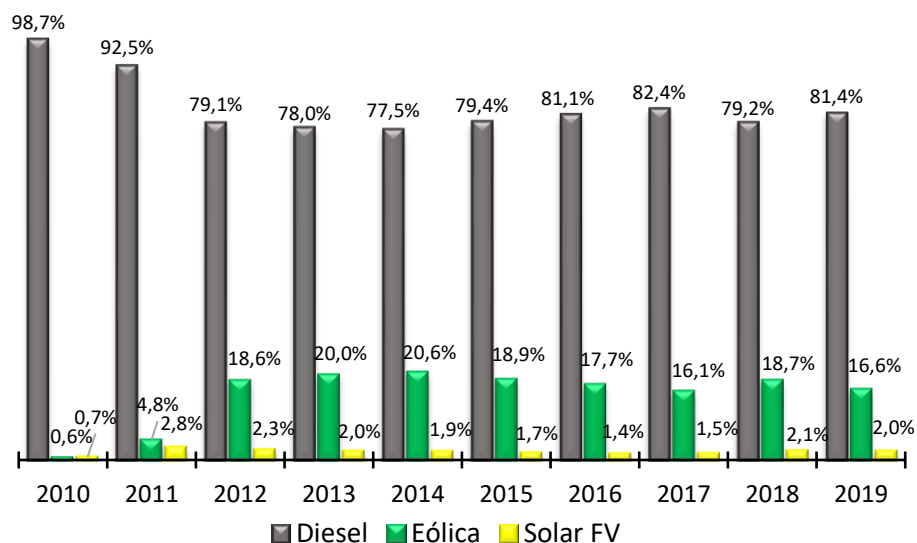


Gráfico 5.4 - Evolução temporal da taxa percentual da produção de eletricidade no território nacional, a partir dos combustíveis fósseis e das fontes renováveis (Fonte: elaborado pelo autor)

Da análise do Gráfico 5.4, ainda se pode verificar uma forte dependência de Cabo Verde no que concerne à utilização dos combustíveis fósseis, em especial, o diesel, para a produção da energia elétrica, representando cerca

de 83%, em média. Entretanto, nota-se que a penetração da energia eólica na rede elétrica passou de 0,6%, para 16,6 %, num período de 9 anos.

Em 2019, registou-se em Cabo Verde, com exceção da ilha da Boavista, uma produção da energia renovável na ordem de 82.712 MWh (Gráfico 5.5). A Ilha de Santiago, em particular, atingiu o valor de 36.637 MWh, conforme ilustra o Gráfico 5.6.

Ainda, se constata que a fonte energética eólica foi a que mais contribuiu para a geração da eletricidade, não obstante a abundância do recurso solar em todo o território nacional. Por conseguinte, de 2012 a 2019, registou-se um incremento, em termos da produção eólica e solar, na ordem de 20,19% e 19,47%, respetivamente.

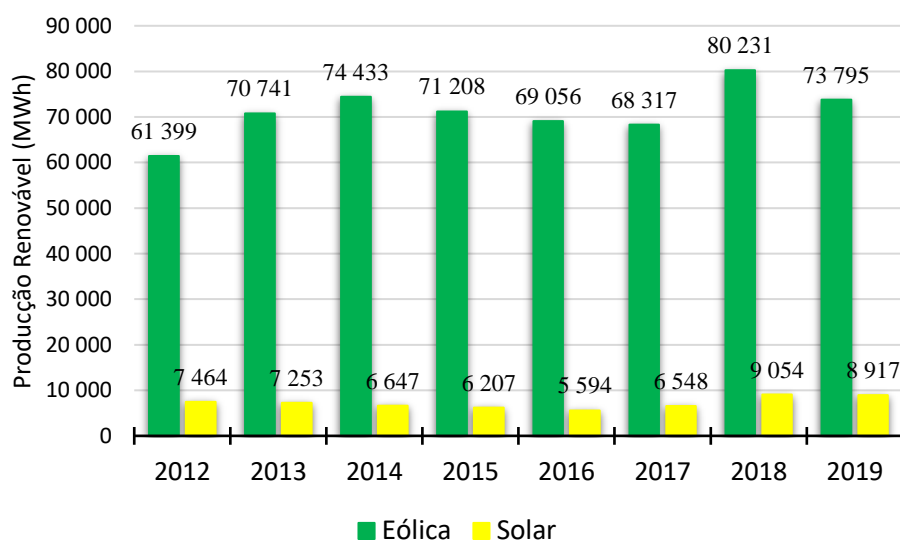


Gráfico 5.5 - Evolução da contribuição da produção renovável em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados dos Relatórios da Electra, 2012-2019).

Na Ilha de Santiago, verificou-se, no período compreendido entre 2012 e 2018, um aumento da produção eólica e solar na ordem de 26,83% e 2,16%, respetivamente. Porém, a produção eólica sofreu uma redução para 8,03% em 2019, enquanto a solar fotovoltaica passou para 2,02%.

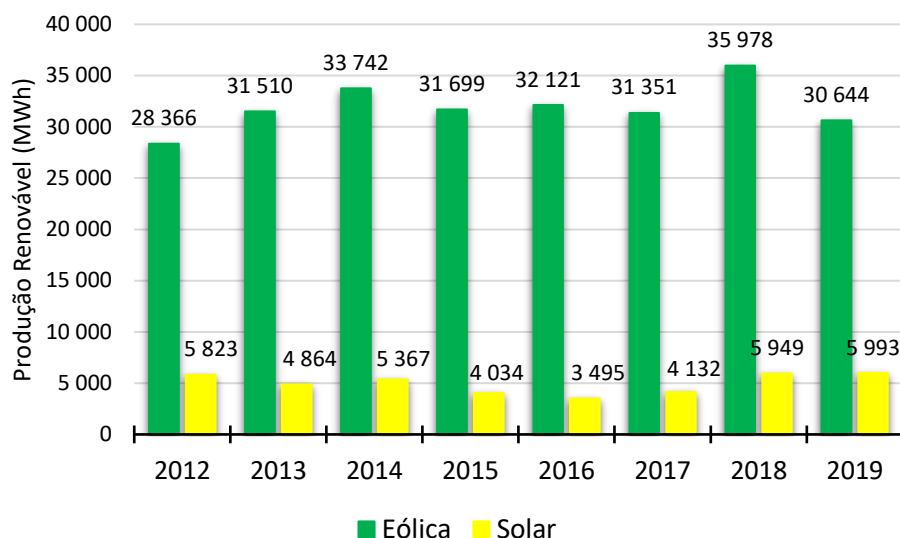


Gráfico 5.6 - Evolução da contribuição da produção renovável na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados dos Relatórios da Electra, 2012-2019).

5.3 Sistemas Híbridos de Energias Renováveis

Os sistemas das energias renováveis vão tornar-se fontes de energia generalizadas, nos próximos anos, devido à sua sustentabilidade e natureza limpa. O utilização de recursos renováveis híbridos entre os quais a eólica, a solar fotovoltaica e a biomassa, torna-se preferido, em virtude da sua natureza intermitente e complementar (Kalantari et al., 2018). Os SHRE constituem uma alternativa no que diz respeito à sua utilização para a aplicação no planeamento descentralizado. Tais sistemas representam combinações diversificadas de se gerar e armazenar energia e podem funcionar independentes ou conectados à rede elétrica. Os que utilizam duas ou mais fontes/tecnologias energéticas renováveis para suprir uma variedade de cargas são normalmente chamados de "Sistemas Integrados de Energias Renováveis", do inglês, *Integrated Renewable Energy Systems* (IRES). Na generalidade, tanto operam isoladamente com diferentes formas de armazenamento energético, como podem ser utilizados, em conjunto, com fontes energéticas convencionais, por exemplo, com a geração a diesel, quando se revelar necessário (Nogueira, 2004).

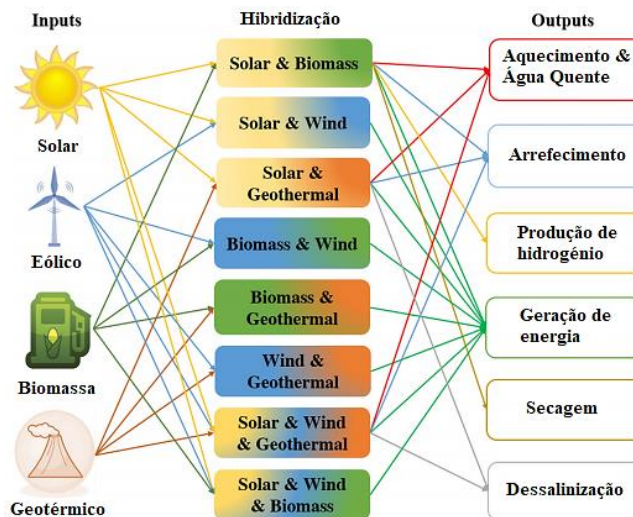


Figura 5.8 - Rota em direção à utilização de IRES (Fonte: Adaptado de Guo et al., 2018).

Segundo Ramakumar (1996), o fornecimento da energia para uma variedade de cargas, a partir da utilização de duas ou mais fontes renováveis, pode ser realizado, basicamente, através de dois procedimentos:

- converter todas as fontes energéticas numa única forma de energia, a elétrica, por ser bastante versátil. Neste contexto, o termo “híbrido” é utilizado de forma frequente;
- conciliar os recursos energéticos, as necessidades e as tecnologias para um melhor desempenho eficiente do sistema e minimizar o seu custo. Neste caso, a integração dos benefícios para o usuário final torna-se o maior objetivo.

A combinação das tecnologias, conforme ilustra o esquema da Figura 5.9, permite o uso das fontes renováveis e da energia convencional, que representa, nos dias de hoje, uma oportunidade, com vista a se avançar para a produção energética descentralizada. Os sistemas híbridos apresentam vantagens significativas sobre as outras tecnologias, graças: à capacidade de atender várias exigências; ao uso dos recursos locais e à menor dependência de *backup* a diesel; aos custos mais baixos da energia; à menor poluição ambiental; e ao aumento da segurança na continuidade das operações dos sistemas.

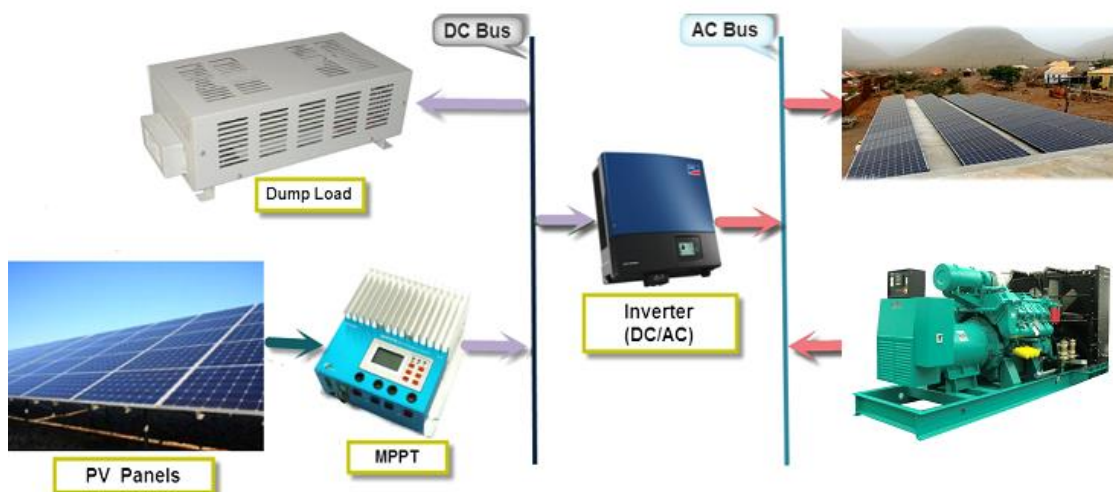


Figura 5.9 - Esquema de um sistema híbrido PV/Biogás.

5.3.1 Sistemas híbridos em Cabo Verde

Em Cabo Verde, as tecnologias híbridas das energias renováveis têm-se revelado uma alternativa essencial para fazer chegar a eletricidade às comunidades rurais e isoladas. Alguns sistemas da microprodução que sustentam a demanda das referidas localidades são apresentados nas subseções seguintes.

5.3.1.1 Sistema Híbrido Fotovoltaico/Diesel de Monte Trigo

A aldeia piscatória de Monte Trigo, no concelho de Porto Novo, ilha de Santo Antão, foi a primeira localidade cabo-verdiana abastecida, em fevereiro de 2012, com a energia produzida, a partir de um sistema solar fotovoltaico. O sistema de Monte Trigo garante o serviço elétrico contínuo aos 274 habitantes da aldeia, através de 75 ligações domésticas. Ainda, aproveita os excedentes energéticos para a produção de gelo que se destina à principal atividade económica desta localidade isolada no Sul do concelho. No entanto, a referida central possui uma geração de 100 MWh, com uma demanda estimada em 90 kWh/dia²⁹. Ainda, tem uma potência instalada de 39 kWp e foi projetado para se evitar o consumo estimado em cerca de 49.465 litros

²⁹ B. Matteo, V. Xavier, A. Luis, P. Damià Pujol, C. Janina, L. Claudio – Implementation of a PV rural micro grid in the island of Santo Antão (Cape Verde) with an individual energy allowance scheme for demand - Presented at the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Frankfurt (Germany), September 2012

do gasóleo e a emissão de 148 ton de CO₂³⁰, um **poluente agressivo** para a camada de ozono que provoca as mudanças climáticas.



Figura 5.10 - Microprodução híbrida de Monte Trigo, ilha de Santo Antão (Fonte: Google).

5.3.1.2 Sistema Híbrido Fotovoltaico/Eólico/Diesel do Vale da Custa

A região do Vale da Custa, situada no concelho de São Domingos, na Ilha de Santiago, a uma latitude de 15° 12' N e longitude de 23° 60' W, foi a segunda localidade rural no arquipélago a ser eletrificada, em outubro de 2012, a 100% com energias renováveis, através de uma micro-rede abastecida por uma central híbrida solar/eólica. O sistema, composto por um grupo eletrogéneo diesel, um parque fotovoltaico, um parque eólico e um sistema de armazenamento (baterias), com capacidade total instalada de 65,86 kW. A Central do Vale da Custa foi projetada para garantir o acesso domiciliário à energia elétrica, de forma ininterrupta, aos cerca de 400 habitantes (Censo 2010), que vivem, sobretudo, da criação de gado, da pesca e da agricultura.

³⁰ sesam-er (Serviço Energético Sustentável para Povoações Rurais Isoladas mediante Micro-Redes com Energias Renováveis) no site www.sesam-er.no.comunidades.net

A potência máxima contratada é de 1,5 kW e a energia elétrica consumida pelos moradores não excede os 40 kWh/mês. Atendendo que nem todos os consumidores possuem as mesmas necessidades a nível do consumo energético, pode-se pagar tarifas diferenciadas. Assim, cada habitação, de acordo com a sua tarifa, recebe, por dia, a quantidade de energia pré-definida.



Figura 5.11 - Microprodução híbrida do Vale da Custa, Ilha de Santiago (Fonte: Enair).

5.3.1.3 Sistema Híbrido Fotovoltaico/Eólico de Xaxa

A comunidade de Xaxa, localizada no Parque Natural de Serra Malagueta, concelho de Santa Catarina, Ilha de Santiago, dispõe de um sistema híbrido, cuja potência total instalada é de 6,5 kW. Tal sistema é composto por um parque eólico de 4 kW (dois aerogeradores de 2 kW), um parque fotovoltaico de 2,5 kWp (painéis de 250 W_p) e um sistema de armazenamento (bancos de baterias de 24 volts e 40,8 kWh)³¹. A referida comunidade tem 114 pessoas e vive essencialmente da produção agrícola e da pecuária. O projeto da eletrificação abrangeu 17 famílias e apenas cerca de 70 pessoas beneficiaram-se da eletricidade.

³¹ ARES (Atlantic Renewable Energy Solutions, Lda), março 2014



Figura 5.12 - Microprodução híbrida de Xaxa, Ilha de Santiago (Fonte: ARES³²).

5.3.1.4 Sistema Híbrido de Chã de Feijoal

Existe um sistema fotovoltaico de 10 kWp *off-grid*³³, para suprir a demanda energética de 15 famílias na localidade de Chã de Feijoal, concelho do Porto Novo, ilha de Santo Antão. O projeto foi financiado pelo *Global Environment Facility (GEF)*, participado, também, pela Câmara Municipal do Porto Novo. O sistema é composto por painéis de 250Wp e por um banco de baterias para o armazenamento de energia³⁴. Estima-se um consumo de 15 kWh, à carga de pico de 4,5 kW e uma capacidade de armazenamento de um dia, ou seja, 500 Ah.

5.3.1.5 Sistema Híbrido de Carriçal

A localidade de Carriçal, com 120 habitantes (Censo 2010), a única do município de São Nicolau que ainda não dispunha de eletricidade, foi a quinta zona rural de Cabo Verde a ser beneficiada com o serviço básico de energia elétrica. É a segunda comunidade mais recôndita do país, depois de Monte Trigo, a ser abastecida a 100% por energias renováveis, durante 24 horas. A central fotovoltaica de Carriçal baseia-se na geração de energia, através de

³² Atlantic Renewable Energy Solutions

³³ <http://www.ecowrex.org/eg/cha-feijoal-porto-novo-ilha-de-santo-antao>

³⁴ ARES (Atlantic Renewable Energy Solutions, Lda), março 2014

um parque solar de 21 kWp de potência nominal³⁵, composto por 88 painéis fotovoltaicos. A rede de distribuição em baixa tensão abastece a iluminação pública e 40 domicílios³⁶.



Figura 5.13 - Microprodução híbrida de Carrizal, ilha de São Nicolau (Fonte: ARES).

³⁵ Direção Geral de Energia Cabo Verde

³⁶ Instituto Nacional de Estatística - Cabo Verde, 2014

Capítulo 6 - Análise das alternativas para eletrificação das comunidades rurais e/ou isoladas na Ilha de Santiago

A energia é um fator fundamental para o desenvolvimento das atividades das empresas e da qualidade de vida das populações, sobretudo, as das zonas rurais. A sua disponibilidade, segurança e competitividade promovem o progresso económico e garantem o bem-estar dos cidadãos. Uma microrede pode ser definida como um sistema de geração da energia de pequeno porte, com potência na ordem dos kilowatts. Ainda, contém unidades geradoras distribuídas ou descentralizadas que, normalmente, utilizam diferentes fontes da energia para atender um determinado número de unidades consumidoras.

Em Cabo Verde, em particular, na Ilha de Santiago, subsistem alguns fatores que têm contribuído para uma maior inserção de micro-redes no sistema elétrico, entre os quais se destacam a existência de centros do consumo afastados do sistema de transporte e/ou de distribuição. As aldeias não eletrificadas caracterizam-se: pelas suas condições demográficas e geográficas (rurais, remotas e/ou isoladas); pela ausência de economias de escala; pela distância em relação às redes elétricas; pelas baixas densidades populacionais e, por último, pelos reduzidos consumos da energia elétrica.

De acordo com Sen & Bhattacharyya (2014), numa aldeia rural e/ou isolada, a demanda por eletricidade não é elevada, em comparação com as áreas urbanas. Exige-se a eletricidade para: (i) o uso doméstico (aparelhos como rádio, lâmpadas fluorescentes compactas, ventiladores de teto e de mesa); (ii) as atividades agrícolas (bombeamento de água); (iii) as atividades comunitárias (salões comunitários, escolas); (iv) as pequenas atividades comerciais (lojas).

Existem inúmeros programas de simulações energéticas capazes de avaliar o desempenho otimizado dos sistemas híbridos renováveis. Tais incluem *HYBRID 2*, *PVSYST*, *INSEL*, *SOLSIM*, *WATSUN-PV*, *PV-DESIGNPRO*, *RAPSIM*, *FOTO*, *SOMES*, *HOMER*, *RAPSYS*, *RETScreen*, *ARES* e gráfico *PVF* (Sawle, Gupta, & Bohre, 2016). De todas essas ferramentas de modelação energética,

para esta tese, recorreu-se apenas ao uso de *HOMER PRO*. O *HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables)* é uma ferramenta de modelação e simulação de otimização para energia distribuída, desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL, EUA). Tal ferramenta permite avaliar a viabilidade técnico-económica de um número de opções de tecnologia, em termos da variação nos custos e na disponibilidade (custo-benefício) dos recursos energéticos. Ainda, modela as tecnologias da energia convencional e renovável, tais como: PV, turbina eólica, energia hidroelétrica, gerador a diesel ou biogás, célula de combustível, rede elétrica, banco de baterias, microturbina e armazenamento de hidrogénio. O *HOMER* realiza simulação para todas as configurações possíveis do sistema, com vista a: (i) averiguar a viabilidade de uma configuração em termos do custo-benefício; (ii) estimar os custos da instalação, da operação e manutenção (O&M) do sistema.

Importa referir que o *HOMER* simula, ainda, a operação do sistema em que se calcula o balanço energético para cada uma das 8760 horas do ano. Para cada hora, compara-se a demanda energética e a capacidade do sistema em fornecer a energia nesse curto espaço de tempo, no qual se decide como os geradores e as cargas ou descargas das baterias operam.

O programa pode executar três importantes tarefas: a simulação, a otimização e a análise de sensibilidade. No processo da simulação, determina-se as configurações possíveis para o sistema híbrido. A cada hora do dia, o programa compara a potência requerida pela carga e a capacidade do sistema em fornecer a energia, decidindo como as fontes definidas pelo usuário são despachadas. O *HOMER* utiliza o valor presente líquido/atual (VPL) para representar o custo do sistema durante a sua vida útil. O VPL inclui todos os custos da aquisição, da reposição e da O&M durante a vida útil do projeto. No processo da otimização, determina-se o valor ótimo das variáveis, sobre o qual o usuário tem o controle no sistema, como os diferentes componentes, capacidades e quantidades de cada componente. No *HOMER Pro*, a solução ótima é considerada aquela que satisfaz as restrições impostas pelo usuário com menor VPL. O programa simula várias configurações diferentes do SHE, em que se descartam aquelas, cujas soluções não são factíveis, criando uma lista das soluções possíveis ordenadas do menor para o maior VPL. Na análise

de sensibilidade, estima-se os efeitos das incertezas ou as mudanças nas variáveis sobre as quais o usuário não tem controlo, tais como a média da radiação solar, a velocidade do vento, ou o futuro custo de um combustível ou componente. Ainda, pode ajudar a compreender os efeitos de incertezas aludidos a um SHE, em que se apoia na tomada das decisões sobre as diferentes condições de incertezas, nomeadamente o custo dos componentes, o combustível e as taxas de investimentos ou as variações climáticas.

Enquanto casos de estudo, escolheram-se duas comunidades rurais do interior da Ilha de Santiago, nomeadamente, o Vale da Costa e a Achada Lagoa. Os motivos dessa escolha prendem-se com os seguintes aspetos: o Vale da Costa foi a primeira aldeia rural de Cabo Verde a ser contemplada com um modelo de central híbrida solar fotovoltaica e eólica, a fim de beneficiar os seus habitantes com 100% de energia elétrica renovável; a Achada Lagoa é uma das poucas aldeias isoladas, de pequena dimensão e de difícil acesso, onde os seus moradores, até finais de julho de 2020, não usufruíam da eletricidade, devido à inexistência da rede elétrica convencional.

6.1 Caso de estudo 1 – Vale da Costa

6.1.1 Caracterização da comunidade rural

O Vale da Costa é uma comunidade rural com cerca de quatrocentas pessoas. Em 2012, 96 agregados familiares possuíam contrato de serviço da energia com a DGE, mas apenas 88 beneficiavam do serviço energético da central híbrida renovável. O uso da energia elétrica nas atividades agrícola, pecuária e piscatória é extremamente limitado e insignificante, pois quase toda a população depende da lenha e do gás butano para cozinhar. Os aparelhos eletrodomésticos predominantes e com utilização mais expressiva são televisores, frigoríficos e aparelhos de som.



Figura 6.1 - Comunidade rural do Vale da Costa, 2017 (Fonte: autor).

A Figura 6.2 mostra a instalação dos primeiros contadores da eletricidade no Vale da Custa.



Figura 6.2 - Primeiros contadores da eletricidade instalados numa moradia no Vale da Custa (Fonte: autor, 2017).

Importa referir que no início da realização deste trabalho, a localidade não se encontrava conectada à rede elétrica pública.

6.1.2 Características técnicas da central híbrida

O sistema híbrido instalado no Vale da Custa compõe-se por: um parque eólico de 3 turbinas, um parque fotovoltaico de 84 painéis (3 string's de 28 painéis), 2 string's de baterias estacionárias de chumbo-ácidas, um gerador backup a diesel de 36kW/45kVA, dispositivos de conversão (inversores/retificadores), dispositivos de seccionamentos (disjuntores, freios das turbinas e fusíveis), dispositivo de monitoramento, quadros parciais e de distribuição, entre outros.

Tabela 6.1 - Dados técnicos da central híbrida do Vale da Custa.

	Quantidade	Modelo	Potência [kWp]	
			Unitária	Total
Painel Fotovoltaico	84	CS6P	0,240	20,16
Turbina Eólica	3	ENAIR 70	3,5	10,5
Gerador Eletrogéneo Diesel	1	GSW - 45Y	36,0	36,0
Total				66,7

Os painéis utilizados são do modelo "SOLAR CS6P-240P" de 240 Wp. As string's estão ligadas a 3 inversores solares "SMC6000-TL" de 6 kW, ligados

diretamente à rede. As turbinas utilizadas são do modelo "ENAIR 70" de 5,5 kW, cujas saídas estão ligadas a 3 controladores eólicos "WB5000-TL" de 5 kW cada. O sistema de armazenamento compõe-se por 48 baterias "ENERSOL T1250", agrupados em duas string's de 24V, com uma capacidade total de 2564 Ah (1282 Ah cada) e estão configuradas para uma descarga máxima de 40%. As string's estão ligadas a 6 inversores de conexão à rede "SMA-SI5048" de 5 kW cada. A distribuição faz-se a partir da caixa *Multicluster Box* 6.3 (M.C 6.3-a) que abriga todas as linhas da produção. Do M.C 6.3, procede-se o aterramento do sistema.

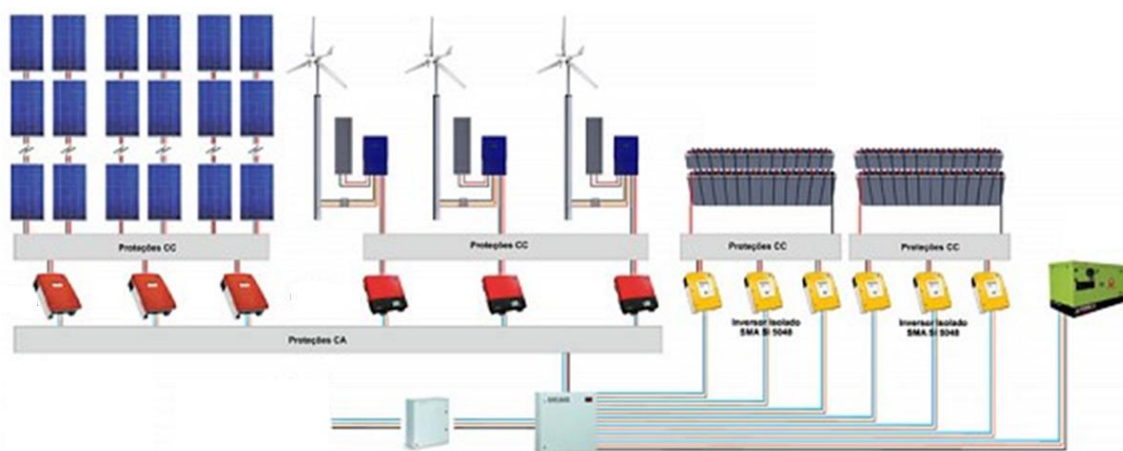


Figura 6.3 - Esquema de ligação do projeto inicial (Fonte: DGE).

6.1.3 Levantamento das necessidades energéticas

Avalia-se a necessidade energética de uma aldeia, através de levantamentos dos dados primários no local. As cargas rurais incluem as domésticas, as comunitárias, entre outras. As primeiras abrangem a iluminação, a ventilação, a televisão e o ponto de carregamento móvel, enquanto as segundas incluem as luzes das ruas e os computadores das escolas (Rajbongshi, Borgohain, & Mahapatra, 2017).

Durante uma visita efetuada à localidade, em julho de 2017, constatou-se algumas avarias/degradação dos componentes do sistema, tais como as baterias e os aerogeradores, devido à falta de manutenção. As referidas avarias contribuem para frequentes cortes/interrupções no fornecimento da energia elétrica. Verificou-se, ainda, que a pequena central de monitoramento "Sunny Webbox", composta por dois sensores "Sunny Sensor" e "Wind

Sensor”, cujas unidades responsáveis pelo registo das medições dos dados relativos às radiações solares e à velocidade do vento, encontra-se inoperacional, por motivos desconhecidos.

6.1.4 Consumo energético da comunidade

O registo dos consumos médios da energia elétrica acumulados nos contadores das 88 moradias, efetuado pela DGE, 08 de maio 2015 a 26 de junho 2015, correspondente a 8 semanas, apresentou um valor médio diário de 83,90 kWh, conforme ilustra a Figura 6.4.

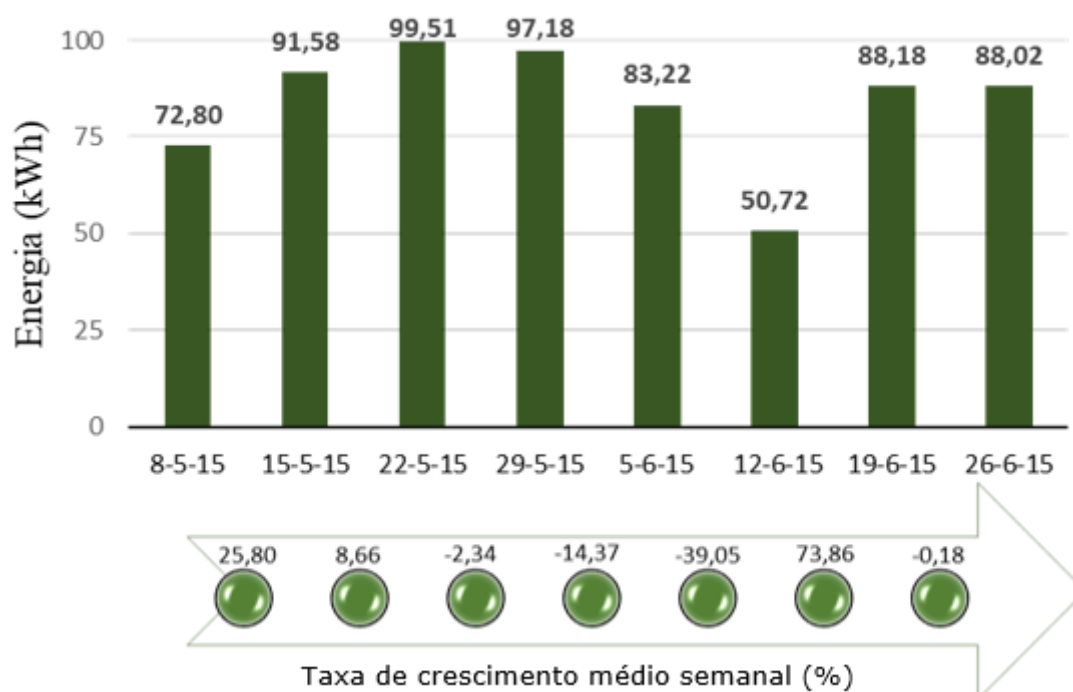


Figura 6.4 - Consumo da energia elétrica registado pela DGE (Fonte: Adaptado pelo autor).

De 16 de julho 2017 a 20 de julho 2017, correspondente a 5 dias, realizou-se um levantamento de consumos médios da energia elétrica acumulados nos contadores das referidas 88 moradias pelo que se obteve o valor médio diário na ordem de 84,72 kWh, de acordo com o Gráfico 6.1.

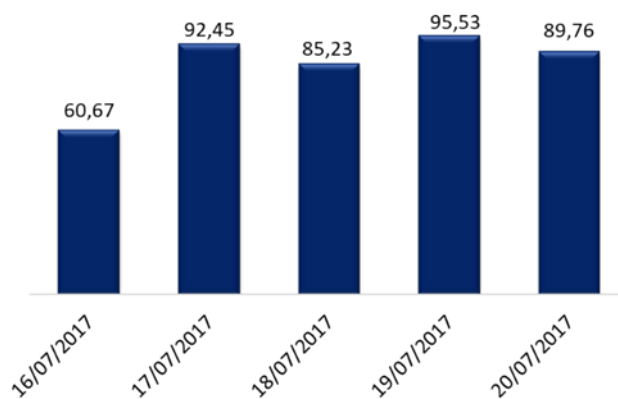


Gráfico 6.1 - Consumo energético médio, em kWh, das 88 moradias do Vale da Custa (Fonte: elaborado pelo autor).

Conforme ilustra o Gráfico 6.1, durante uma semana, verificou-se um consumo total máximo de 95,53 kWh em toda a comunidade, correspondente a 0,01 tep. Em termos do consumo médio por moradia, registou-se um valor máximo de 1,09 kWh.

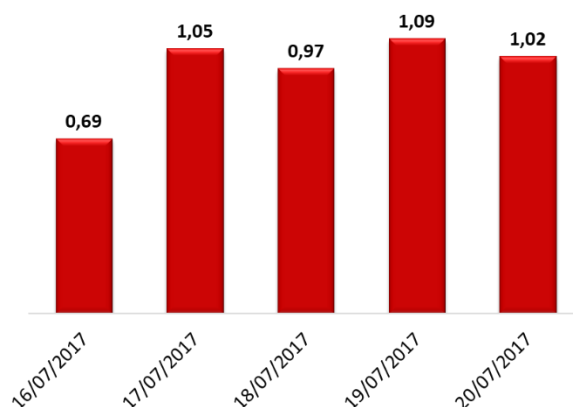


Gráfico 6.2 - Consumo médio, em kWh, por moradia (Fonte: elaborado pelo autor).

As cerca das 88 moradias eletrificadas são abastecidas pela energia elétrica proveniente da central renovável. Cada moradia/residência possui um contador "inteligente" com a função de limitador de potência/energia para estabilizar/equilibrar o consumo na aldeia. Segundo informações recolhidas junto da DGE, entidade responsável pela manutenção da central, a potência máxima contratada é de 1,5 kW. O Gráfico 6.3 mostra o registo do consumo médio diário das moradias eletrificadas, durante o período em análise.

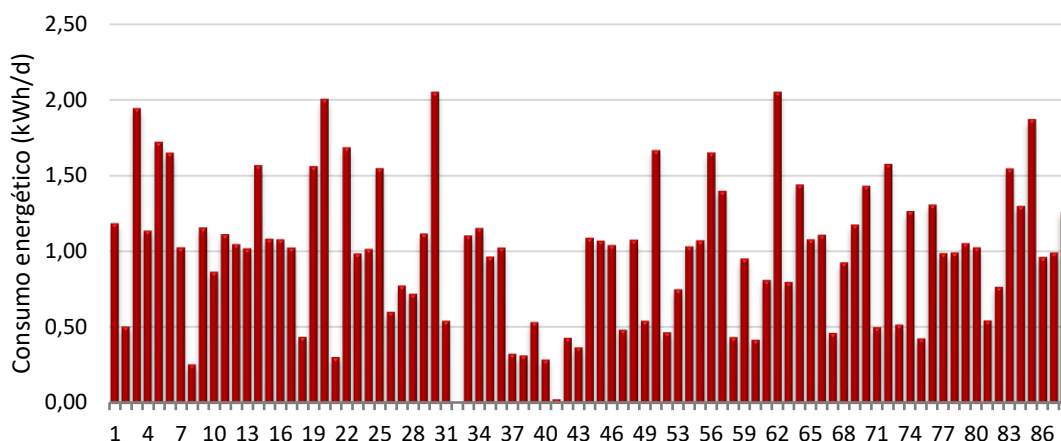


Gráfico 6.3 - Registo do consumo médio diário das 88 moradias eletrificadas (Fonte: elaborado pelo autor).

A Tabela 6.2 apresenta os gastos versus custos estimativos referentes ao combustível fóssil que alimenta o grupo eletrogéneo da central do Vale da Custa. Na ausência de registo/informação, partiu-se do pressuposto de que se gasta, cerca de 20 a 25 litros de gasóleo, por dia.

Tabela 6.2 - Estimativa do custo/gasto médio de combustível fóssil que alimenta o gerador (Fonte: elaborado pelo autor).

	Estimativa do uso de combustível na alimentação do gerador					
	Dia		Mês		Ano	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Necessidade média [Litro]	20	25	600	750	7 300	9 125
Custo médio [€]	12,4	15,5	372,0	465,0	4 526,0	5 657,5

De acordo com a ARE³⁷, considerou-se que um litro de gasóleo para produção da eletricidade custa 0,62 € (1L \cong 0,62 €), vigorando de 01 a 30 de setembro de 2017.

6.1.5 Recursos energéticos

A Tabela 6.3 apresenta, de uma forma sintética, os dados obtidos relativos aos recursos solares e eólicos no Vale da Custa.

³⁷ Agência de Regulação Económica de Cabo Verde, instituída pelo Decreto-Lei nº 26/2003, de 25 de agosto, iniciando as suas atividades em 12 de fevereiro de 2004 e extinta em 20 de setembro de 2018.

Tabela 6.3 - Potenciais recursos solares e eólicos no Vale da Custa (Fonte: elaborado pelo autor).

	Solar	Fonte consulta	Eólico	Fonte consulta
Radiação solar no plano horizontal [kWh/m ² /anual]	6,12	PVGIS	5,4	NASA
	6,15	NASA		

Recurso solar fotovoltaico

De acordo com a Figura 6.5, a Irradiação Global Horizontal (GHI) apresenta um perfil diário de irradiação com uma média de 6,15 kWh/m²/dia. O Índice de Clareza (*Clearness Index*) é um valor adimensional, entre 0 e 1, indicativo da fração da radiação solar que atinge, efetivamente, a superfície terrestre.



Figura 6.5 - Dados médios mensais de radiação solar global e índice de clareza – Vale da Custa.

Recurso eólico

A velocidade do vento (Figura 6.6), na região em estudo, apresenta uma média mensal de 5,43 m/s, a uma altitude de 12 metros.

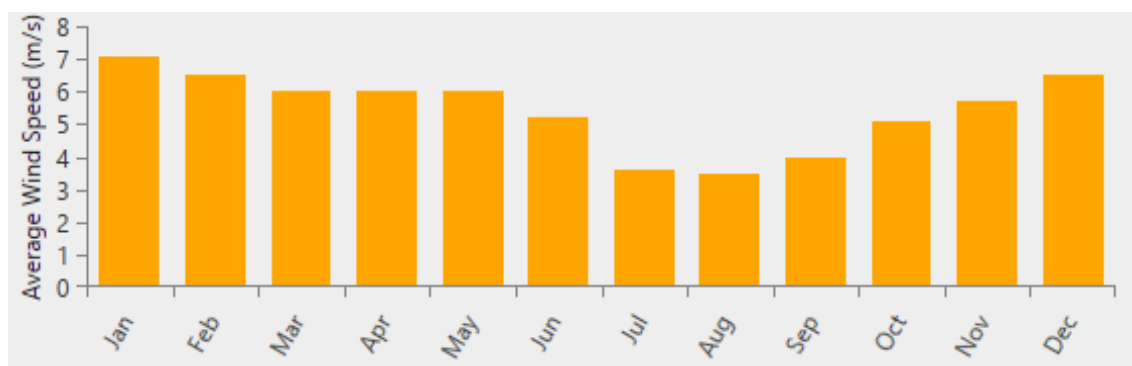


Figura 6.6 - Dados médios mensais da velocidade do vento – Vale da Custa.

Recurso biomassa

Neste estudo, o biogás ou o gás derivado da biomassa, é usado como combustível primário para os geradores. O recurso da biomassa utilizado na simulação foi definido em 0,435 ton/dia, de janeiro a dezembro (fornecimento constante da biomassa para gerar o combustível (biogás) para o funcionamento do gerador), conforme se observa na Figura 6.7.

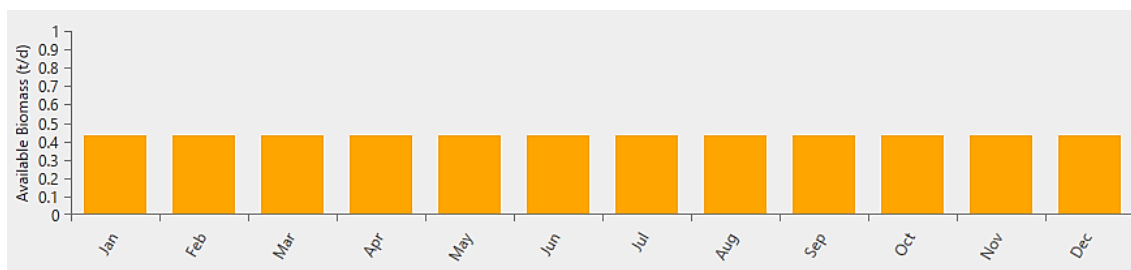


Figura 6.7 - Biomassa disponível em ton/dia – Vale da Costa.

6.1.6 Análise do sistema híbrido instalado - Offgrid

Simulou-se e analisou-se o comportamento do sistema instalado, sob condições específicas, atendendo as seguintes situações:

- Situação 1 – Uma turbina eólica funcional e duas outras inoperacionais

Componente	Potência elétrica instalada (kWp)	Estimativa do consumo diário de energia elétrica (kWh/d)	Observação
1 Gerador Fotovoltaico	20,16	Aumento de 25%, passando de 84,72 kWh/dia (88 moradias) para 106 kWh/dia (96 moradias)	No momento do estudo, apenas um aerogerador encontrava-se operacional
1 Turbina Eólica	3,5		
1 Gerador Diesel	36,0		
Inversores	30,0		
2 Strings de Bateria -24 V	1 294,0 Ah		

- Situação 2 – As três turbinas eólicas operacionais

Componente	Potência elétrica instalada (kWp)	Estimativa do consumo diário de energia elétrica (kWh/d)	Observação
1 Gerador Fotovoltaico	20,16	Aumento de 25%, passando de 84,72 kWh/dia (88 moradias) para 106 kWh/dia (96 moradias)	Todos os aerogeradores foram considerados operacionais
3 Turbinas Eólicas	10,5		
1 Gerador Diesel	36,0		
Inversores	30,0		
2 Strings de Bateria -24 V	1 294,0 Ah		

Os componentes do sistema híbrido instalado no Vale da Costa (Figura 6.8) são configurados no *HOMER*, de acordo com as características dos casos ou das situações em estudo.

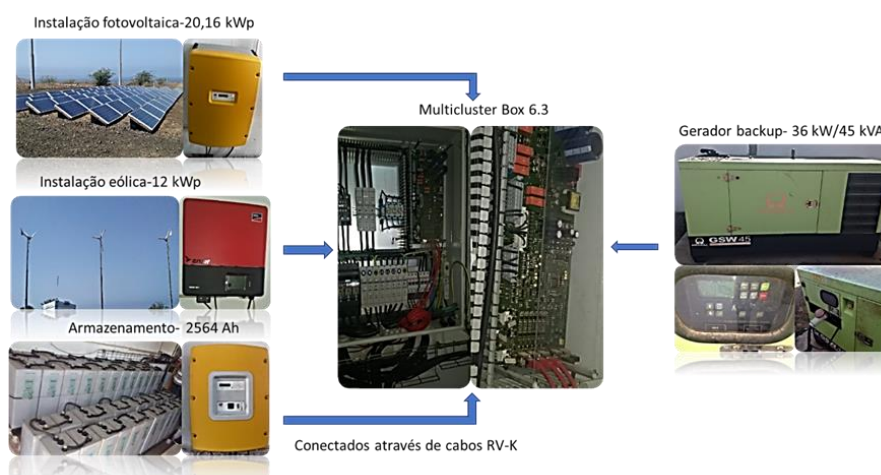


Figura 6.8 - Componentes do sistema híbrido instalado (Fonte: autor).

Tendo em linha de conta que os componentes já foram objeto da aquisição, considerou-se nulo o custo inicial do investimento. São levados em consideração, apenas os custos relativos à reposição e à O&M. A Tabela 6.4 apresenta os custos da reposição, atendendo que 1 dólar americano (USD) equivale a 94,97 ECV e 1 euro (€) a 110,265 ECV.

Tabela 6.4 - Componentes e custos do sistema híbrido existente (Fonte: DGE).

Componente	Modelo/Caraterística Técnica	Quantidade	Custo unitário			Total [€]
			[ECV]	[€]	[\$]	
Painel Solar	CS6P240 /240 Wp	84	22 794,3	206,7	240,0	17 364,7
Turbina Eólica	Enair 70 /3,5 kW	3	1 707 780,0	15 488,0	17 981,2	46 463,9
Bateria Solar	Enersol T1250 /162 kWh	48	38 282,9	347,2	403,1	16 665,1
Conversor eólico	SMA -SI5048 /5 kW	6	406 540,0	3 686,9	4 280,4	22 121,6
Inversor Eólico	WB 5000 TL/ 5 kW	3	299 222,0	2 713,7	3 150,5	8 141,0
Inversor Solar	SMC 6000 TL/6kW	3	237 180,0	2 151,0	2 497,3	6 453,0
Gerador Diesel	Pramac GSW-36 kW/45 kVA	1	1 152 160,0	10 449,0	12 131,1	10 449,0

Configuração e otimização do sistema híbrido – Vale da Costa

Para simular e analisar o comportamento do sistema, utilizou-se o software *HOMER Pro*. A otimização do sistema decide o tamanho ótimo de cada componente, segundo o seu custo de capital inicial, custo anual da O&M e custo da substituição. O de capital inicial refere-se ao custo total dos

equipamentos e à sua instalação no início do projeto. O da O&M é alusivo a todos os custos relacionados com a operação e a manutenção do sistema. Por último, o da substituição diz respeito ao custo da aquisição de novos equipamentos, quando os anteriores atingem o término do seu desempenho.

A Figura 6.9 apresenta a arquitetura do sistema em estudo (Situação 1/A), constituído por uma carga primária (CP), um gerador fotovoltaico (PV), conversor (inversor e retificador), baterias para armazenamento de energia eléctrica, uma turbina eólica (WT) e um gerador a diesel (GD), como *backup*. A WT e o GD conectam-se ao barramento da corrente alternada (AC), por meio de um conversor DC/AC, e o PV, por meio de um conversor DC/DC e um inversor. O sistema é *off-grid*, ou seja, sem conexão a uma rede eléctrica.

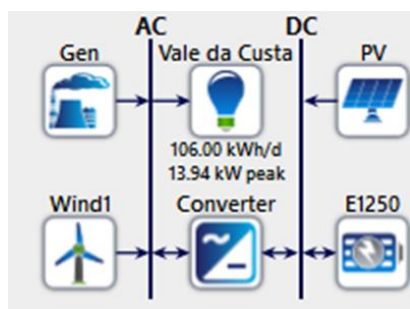


Figura 6.9 - Esquema da configuração PV/Diesel/Wind/Bateria simulado no *HOMER Pro*.

O perfil da carga é característico do local e das circunstâncias económicas e sociais. Na simulação realizada, estimou-se o perfil da carga durante um dia para toda a comunidade, em média, de 106,0 kWh/dia, equivalente a 3180 kWh/mês, com um pico de potência de 13,94 kW_e, conforme se observa na Figura 6.9. O consumo médio registado, numa semana de julho de 2017, foi de 2541,6 kWh/mês (84,72 kWh*30 dias). Porém, os valores apresentados pelo *HOMER* são maiores, em função do ruído que equivale às variações diárias da carga ao longo do ano. A carga primária, representada na Figura 6.10, apresenta um período de maior consumo entre as 18h e 20h, atingindo valores compreendidos entre 6,71 kWh e 7,82 kWh, respetivamente. É neste horário que as moradias vão usar mais energia, em virtude de um número maior de pessoas em casa, possibilitando um aumento na utilização dos equipamentos eléctricos, tais como lâmpadas, televisores, ventiladores, entre outros. No período de 00:00 até 06:00 da manhã, o consumo é baixo, visto

que haverá menos uso dos equipamentos elétricos, partindo do pressuposto de que apenas os frigoríficos se encontram ligados. Depois das 06:00, o consumo começa a crescer, pois é nesse horário que a maioria dos usuários saem da casa para irem ao trabalho nas cidades, no campo ou nas fainas piscatórias. Das 06:00 até às 13:00, o consumo passou de 3,58 kWh para 5,40 kWh, período do consumo moderado.

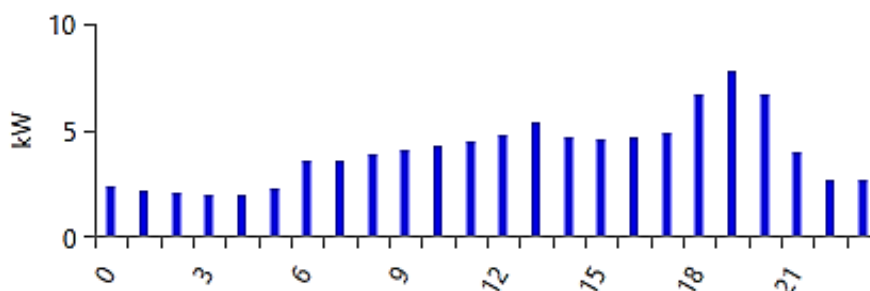


Figura 6.10 - Perfil de carga diária gerado HOMER Pro – Vale da Custa

6.1.6.1 Resultados e Discussão

O sistema híbrido da comunidade do Vale da Custa foi dimensionado, na base do que existia anteriormente. Introduziram-se sistemas de armazenamento em ambas as situações simuladas, conforme mostra a Figura 6.11, de modo a avaliar o impacto destes novos componentes, com particular destaque para o excesso da produção de eletricidade.

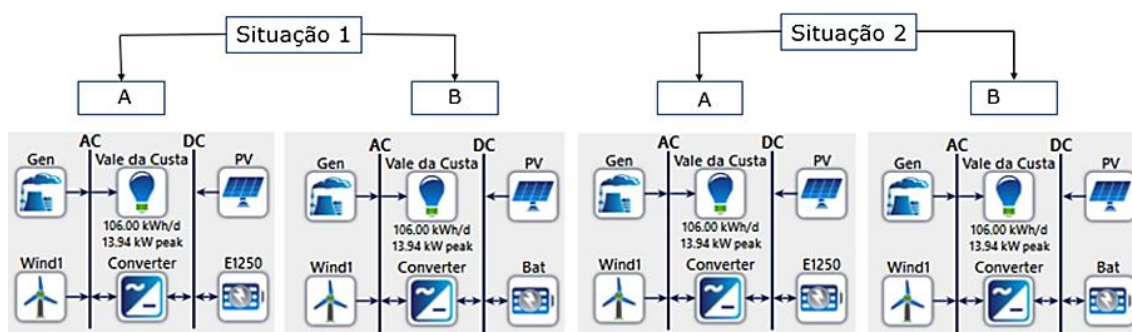


Figura 6.11 - Esquemas das configurações do sistema híbrido simulado.

Importa referir que se procedeu ao dimensionamento do sistema de armazenamento, servindo-se do já instalado na região (Situações 1A e 2A). Uma longa lista de geradores a diesel (GD), a turbinas eólicas (WT) e às baterias (BAT) de vários fabricantes e com diferentes níveis e potência encontram-se acessíveis na biblioteca do *HOMER Pro*. Atendendo que os tipos

de GD, WT e BAT instalados não existem no catálogo, introduziram-se esses componentes na simulação, com as seguintes características apresentadas na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 - Inserção dos componentes no HOMER.

Componente	Capacidade nominal (máxima)	
	Caso A	Caso B
GD	36 kW	36 kW
WT	3,5 kW	3,5 kW
BAT	1680 Ah (80,64 kWh a 48V)	2080 Ah (99,84 kWh a 48V)

Resultados da simulação – Situação 1/A

A Figura 6.12 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência. Importa referir que o software *HOMER Pro* trabalha com valores em dólares. Porém, ao longo deste trabalho usou-se a moeda local, sendo que os custos de todas as soluções otimizadas são apresentados em escudos cabo-verdianos.

PV (kW)	Wind1	Gen (kW)	E1250	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours
20.2	1	36.0	48	30.0	\$3.66M	\$7.31	88.7	1,951	405

Figura 6.12 - Solução otimizada gerada pelo HOMER, referente à situação 1/A.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema estão ilustrados na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 - Parâmetros elétricos - Situação 1/A.

Energia produzida [kWh/ano]	44 655
Energia consumida [kWh/ano]	38 690
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	971
Percentagem de energia em excesso [%]	2,17
Fração de energia renovável [%]	91,1
Combustível consumido (L/ano)	1951

Nota-se que 2,17% da energia produzida não é utilizada. Tal se deve ao facto dos geradores eólicos e o fotovoltaico, quando em operação, fornecem

a máxima potência à saída, dependendo da disponibilidade dos recursos naturais. Tais geradores não têm a capacidade de variar a sua potência de saída de forma a produzir o suficiente para alimentar as cargas.

De acordo com a Figura 6.13, observa-se a presença de variações fracionais, quer no gerador eólico, quer no gerador a diesel. Em virtude da incapacidade do sistema em satisfazer toda a demanda, o gerador a diesel opera 405 horas, por ano, consumindo cerca de 1951 litros de combustível.

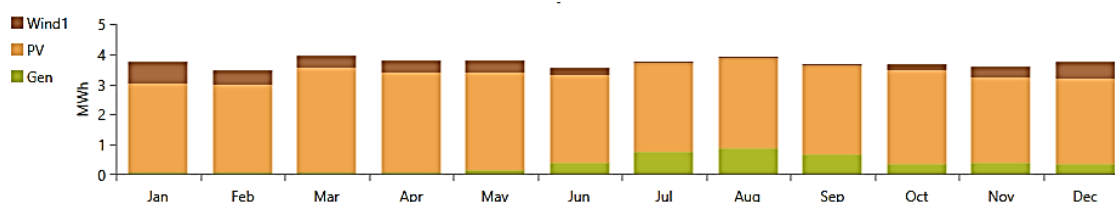


Figura 6.13 - Produção energética média mensal, referente aos componentes - Situação 1/A.

A produção energética alusiva a cada componente está ilustrada na Tabela 6.7. Pode-se verificar que 91,1% da energia produzida resulta das fontes renováveis.

Tabela 6.7 - Quantidade da energia proveniente de cada componente - Situação 1/A (Fonte: elaborado pelo autor).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	36 301	81,3
Turbina eólica	3 980	9,80
Gerador diesel	4 374	8,91
Total	44 655	100,0

Na Tabela 6.8, estão apresentados os custos gerais do sistema. O custo total da operação resulta da soma do custo da operação e manutenção dos componentes e do custo do combustível do gerador. Destaca-se o custo de energia na ordem de 7,31 ECV/kWh.

Tabela 6.8 - Parâmetros económicos - Situação 1/A.

Investimento inicial [ECV]	0,00
Custo de energia [ECV/kWh]	7,31
Custo total do sistema [ECV]	3 657 092,00

Na Figura 6.14, observa-se um resumo do custo atual líquido do sistema durante o seu tempo de vida útil (25 anos). Os custos mais elevados recaem no gerador *backup*, devido às despesas com o combustível diesel, representando 66,38 % do custo total do sistema.

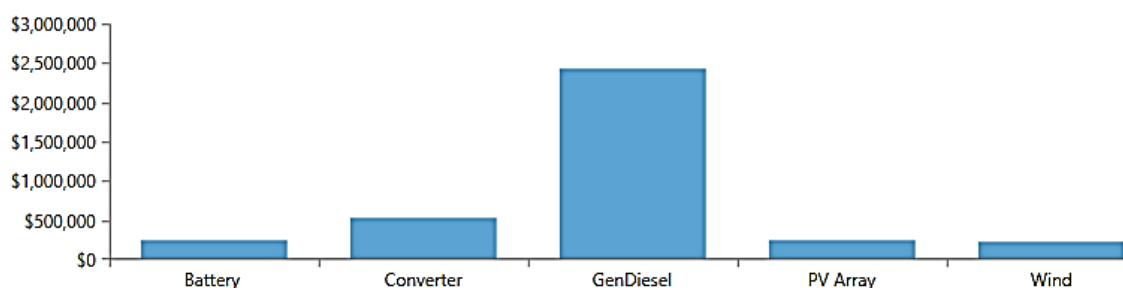


Figura 6.14 - Custo atual líquido por categoria - Situação 1/A.

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.9, em que o gás dióxido de carbono (CO_2) se destaca com uma emissão de 5096 kg, por ano, ou seja, cerca de 14,0 kg/dia.

Tabela 6.9 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano - Situação 1/A (Fonte: elaborado pelo autor).

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO_2	5 096
Monóxido de carbono	CO	38,5
Hidrocarbonetos não queimado	HC	1,40
Material particulado	MP	2,34
Dióxido de enxofre	SO_2	12,5
Óxidos de nitrogénio	NO_x	43,8

Admitiu-se que um litro de diesel ou gasóleo que pesa 0,85 kg, com densidade cerca de 0,85 kg/L, liberta 2,63 kg de CO_2 .

Comportamento Geral do Sistema

Quanto ao comportamento geral do sistema, verifica-se que o gerador eólico contribui, em pequena parte, para o fornecimento da energia durante o ano, com algum destaque para os meses de janeiro e fevereiro. Porém, durante o período de julho a setembro, a sua contribuição é quase nula, em virtude da fraca intensidade do vento, como se pode ver na Figura 6.15.

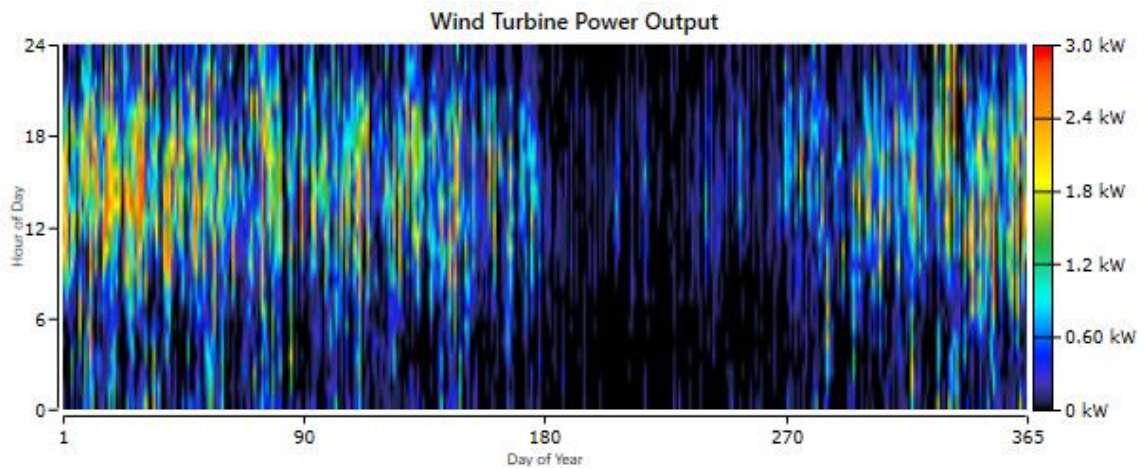


Figura 6.15 - Mapa da geração eólica - Situação 1/A.

Em relação ao sistema fotovoltaico, durante os meses de março a junho, verifica-se um aumento na produção, pois, durante o período mencionado, o recurso solar é maior, não apenas em intensidade, mas também se encontra disponível durante mais horas, conforme se observa na Figura 6.16.

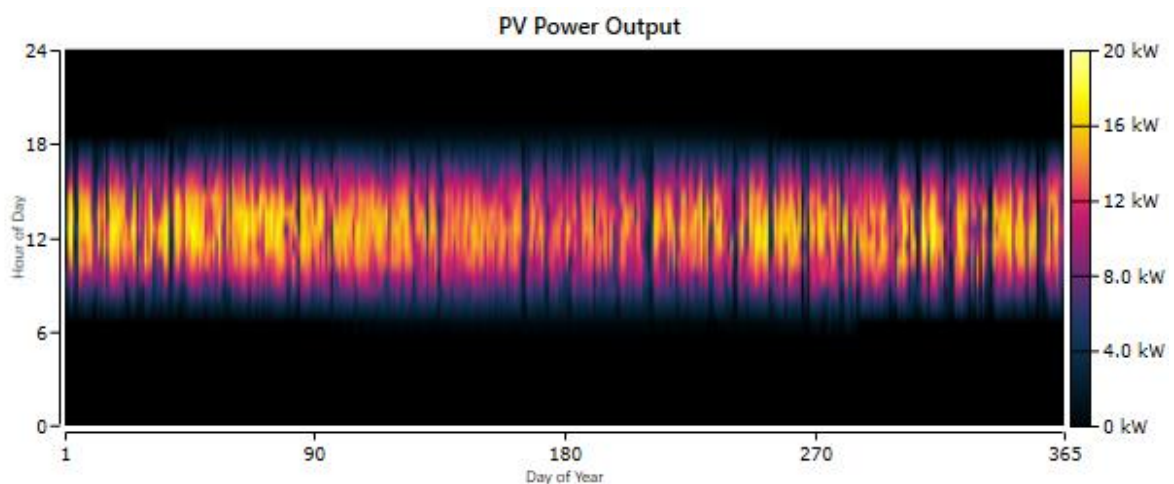


Figura 6.16 - Mapa da geração fotovoltaica - Situação 1/A.

No que diz respeito ao comportamento do gerador a diesel, pela análise do mapa do consumo de combustível apresentado na Figura 6.17, observa-se que em vários momentos, em particular, no horário compreendido, sensivelmente, entre as 09:00 e 17:00, o consumo do combustível é muito baixo, o que significa que nesse espaço de tempo, o sistema vinha a ser alimentado, em grande medida, pelas fontes renováveis.

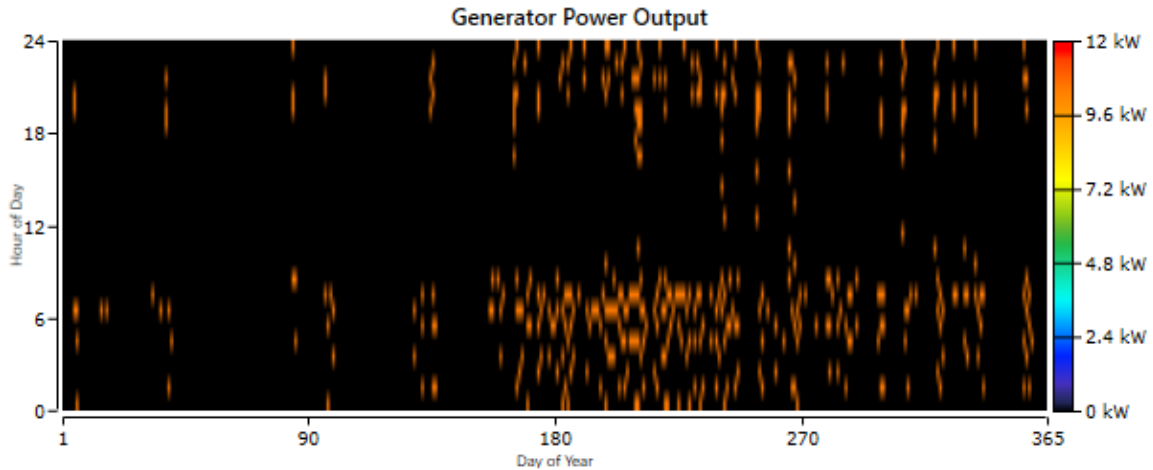


Figura 6.17 - Mapa do consumo de combustível pelo gerador - Situação 1/A.

Todavia, o consumo do combustível é mais acentuado nos meses de julho a setembro, fazendo com que o gerador opere com frequência. Tal se justifica pelo facto da produção eólica diminuir consideravelmente ou até ser nula. O sistema fotovoltaico, por conta da sua capacidade instalada, não consegue atender toda a demanda energética da comunidade. O gerador é acionado, quando o nível da carga das baterias estiver baixo, de modo a mantê-las carregadas (Figura 6.18).

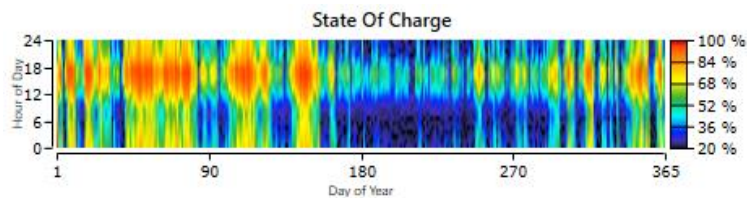


Figura 6.18 - Mapa do estado da carga de bateria - Situação 1/A.

Resultados da simulação – Situação 1/B

Para a situação 1/B, introduziu-se no *HOMER* um novo sistema de armazenamento de energia a baterias de marca/fabricante *CellCube/Gildmeister* com capacidade nominal de 100 kWh. Assim sendo, este sistema deverá (i) manter o equilíbrio entre a produção e a procura da energia e (ii) aumentar o nível da penetração de energia renovável no sistema. Caso exista a produção da energia em excesso, torna-se possível armazená-la e utilizá-la mais tarde, se for necessário. O gerador a diesel existente, apenas entrará em funcionamento quando não for possível

alimentar a carga, direta ou indiretamente, pela geração da eletricidade por fontes renováveis, face ao seu carácter intermitente.

A Figura 6.19 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

PV (kW)	Wind1	Gen (kW)	NewBat	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours
20.2	1	36.0	48	30.0	\$85.9M	\$171.76	81.5	3,184	661

Figura 6.19 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente à situação 1/B.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema, são ilustrados na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 - Parâmetros elétricos – Situação 1/B.

Energia produzida [kWh/ano]	47 420
Energia consumida [kWh/ano]	38 690
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	0
Percentagem de energia em excesso [%]	0
Fração de energia renovável [%]	81,5
Combustível consumido (L/ano)	3 184

Nota-se que toda a energia produzida é utilizada para alimentar as cargas. A restante perde-se, devido a perdas térmicas ou a efeito de joule (aquecimentos de cabos), entre outros.

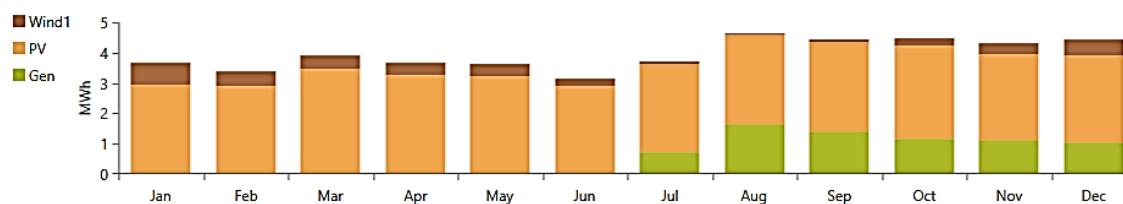


Figura 6.20 - Produção energética média mensal de cada componente - Situação 1/B.

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.11. Pode-se verificar que cerca de 85,0% da energia produzida resulta das fontes renováveis.

Tabela 6.11 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Situação 1/B (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados do HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	36 301	76,6
Turbina eólica	3 980	8,39
Gerador diesel	7 139	15,1
Total	47 420	100,0

Com a inserção no *HOMER* dos custos de investimento da nova bateria, na sua reposição e da O&M na ordem de 1 479 976,83 ECV, 7399,88 ECV e 14 799,77 ECV, respetivamente, foram obtidos os custos gerais do sistema representados na Tabela 6.12.

Tabela 6.12 - Parâmetros económicos – Situação 1/B.

Investimento inicial [ECV]	0,00
Custo de energia [ECV/kWh]	171,76
Custo total do sistema [ECV]	85 908 030,00

De acordo com a Tabela 6.12, pode-se observar um aumento significativo a nível (i) do custo da energia elétrica (171,76 ECV) e (ii) do custo líquido atual (85 908 030 ECV), o que torna quase inviável a implementação desse sistema, sobretudo na vertente social, pois a comunidade pagaria um valor elevadíssimo para a fatura energética, caso uma percentagem expressiva não for subsidiada por uma entidade público-privada ou pelo próprio estado.

A Figura 6.21 ilustra o custo atual líquido por componente durante a vida útil do sistema em que os custos mais elevados recaem nas baterias, representando cerca de 94,23% do custo total do sistema.

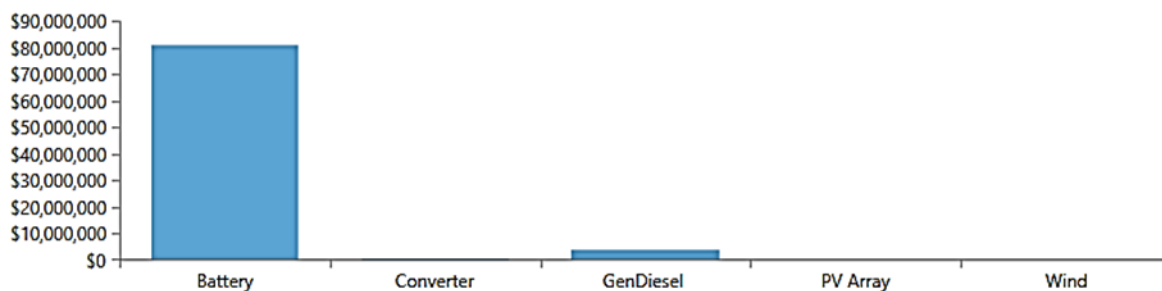


Figura 6.21 - Custo atual líquido por categoria – Situação 1/B.

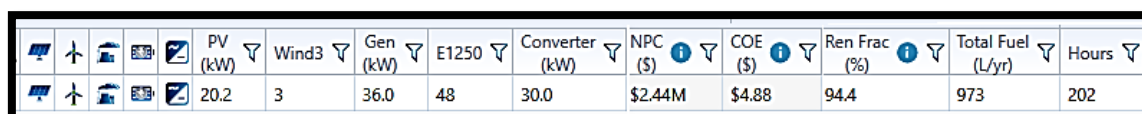
As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.13 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 8318 kg, por ano, ou seja, cerca de 22,7 kg/dia.

Tabela 6.13 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Situação 1/B (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	8318
Monóxido de carbono	CO	62,9
Hidrocarbonetos não queimado	HC	2,29
Material particulado	MP	3,81
Dióxido de enxofre	SO ₂	20,4
Óxidos de nitrogênio	NO _x	71,5

Resultados da simulação – Situação 2/A

Após a simulação do sistema híbrido implementado, obtiveram-se valores referentes ao funcionamento do sistema, cuja Figura 6.22 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.



PV (kW)	Wind3	Gen (kW)	E1250	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours
20.2	3	36.0	48	30.0	\$2.44M	\$4.88	94.4	973	202

Figura 6.22 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente à situação 2/A.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 - Parâmetros elétricos – Situação 2/A.

Energia produzida [kWh/ano]	50 422
Energia consumida [kWh/ano]	38 690
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	7 543
Percentagem de energia em excesso [%]	15,0
Fração de energia renovável [%]	94,4
Combustível consumido (L/ano)	973

Nota-se que há um excesso da produção de eletricidade na ordem de 15,0%, com o gerador diesel a consumir 973 litros de combustível, por ano, e a funcionar num total de 202 horas.

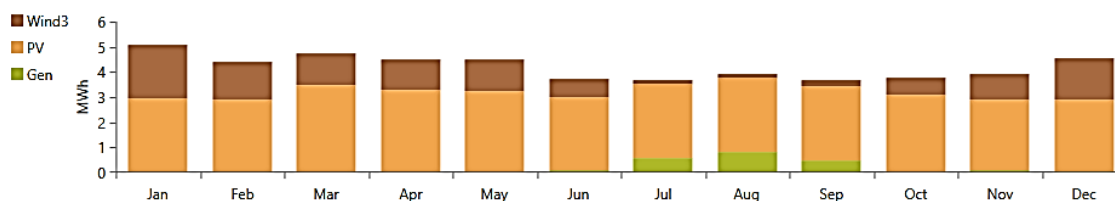


Figura 6.23 - Produção energética média mensal de cada componente- Situação 2/A.

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.15. Pode-se verificar que 95,7% da energia produzida resulta das fontes renováveis.

Tabela 6.15 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Situação 2/A (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	36 301	72,0
Turbina eólica	11 939	23,7
Gerador diesel	2182	4,33
Total	50 422	100,0

Na Tabela 6.16 estão apresentados os custos gerais do sistema. O custo total de operação resulta da soma do custo de operação e manutenção dos componentes e do custo do combustível do gerador.

Tabela 6.16 - Parâmetros económicos – Situação 2/A.

Investimento inicial [ECV]	0,00
Custo de energia [ECV/kWh]	4,88
Custo total do sistema [ECV]	2 440 177,00

A Figura 6.24 ilustra o custo atual líquido por componente durante a vida útil do sistema em que os custos mais elevados recaem no gerador a diesel, representando cerca de 46,62% do custo total do sistema.

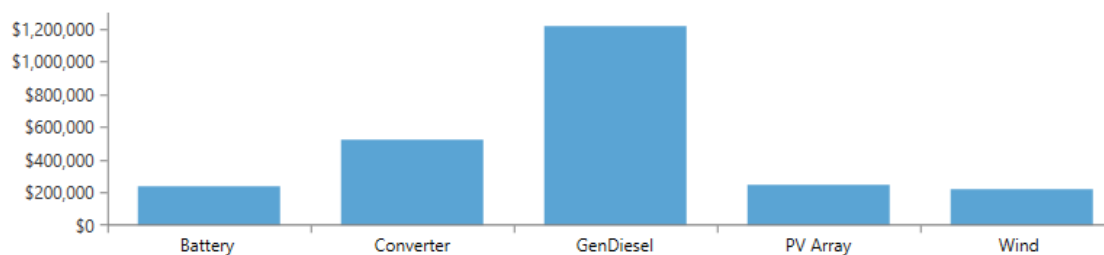


Figura 6.24 - Custo atual líquido por categoria - Situação 2/A.

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.17 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 2542 kg, por ano, ou seja, cerca de 6,96 kg/dia.

Tabela 6.17 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano - Situação 2/A (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados de HOMER).

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	2542
Monóxido de carbono	CO	19,2
Hidrocarbonetos não queimado	HC	0,70
Material particulado	MP	1,17
Dióxido de enxofre	SO ₂	6,24
Óxidos de nitrogênio	NO _x	21,9

Resultados da simulação – Situação 2/B

A Figura 6.25 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

PV (kW)	Wind3	Gen (kW)	NewBat	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours
20.2	3	36.0	1	30.0	\$6.31M	\$12.61	83.0	2,929	608

Figura 6.25 - Solução otimizada gerada pelo HOMER, referente à situação 2/B.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.18.

Tabela 6.18 - Parâmetros elétricos - Situação 2/B.

Energia produzida [kWh/ano]	54 807
Energia consumida [kWh/ano]	38 690
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	4258

Percentagem de energia em excesso [%]	7,7
Fração de energia renovável [%]	83,0
Combustível consumido (L/ano)	2929

Na Tabela 6.18, pode-se observar um excesso da produção de eletricidade na ordem de 7,7%, com o gerador diesel a consumir 2929 litros de combustível, por ano, e a funcionar num total de 608 horas.

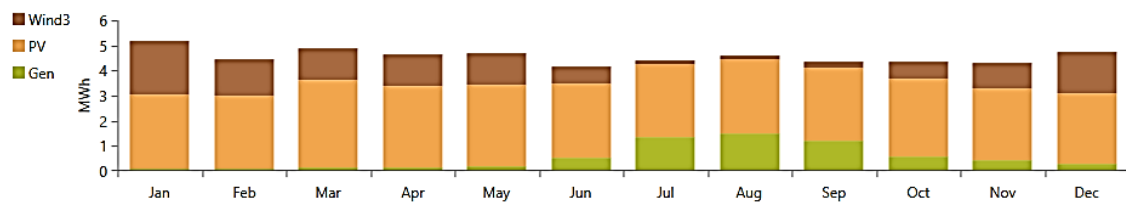


Figura 6.26 - Produção energética média mensal de cada componente-Situação 2/B.

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.19. Pode-se verificar que 88,0% da energia produzida resulta das fontes renováveis.

Tabela 6.19 - Quantidade da energia proveniente de cada componente - Situação 2/B (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	36 301	66,2
Turbina eólica	11 939	21,8
Gerador diesel	2182	12,0
Total	50 422	100,0

Na Tabela 6.20 estão apresentados os custos gerais do sistema. O custo total de operação resulta da soma do custo de operação e manutenção dos componentes e do custo do combustível do gerador.

Tabela 6.20 - Parâmetros económicos – Situação 2/B.

Investimento inicial [ECV]	0,00
Custo de energia [ECV/kWh]	12,61
Custo total do sistema [ECV]	6 308 802

A Figura 6.27 ilustra o custo atual líquido por componente durante a vida útil do sistema em que os custos mais elevados recaem no gerador a diesel, representando cerca de 57,77% do custo total do sistema.

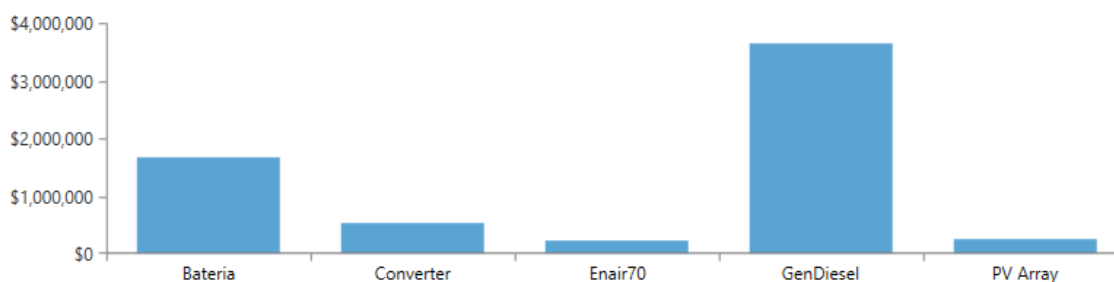


Figura 6.27 - Custo atual líquido por categoria – Situação 2/B.

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.21 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 7651 kg, por ano, ou seja, cerca de 20,96 kg/dia.

Tabela 6.21 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Situação 2/B.

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	7651
Monóxido de carbono	CO	57,9
Hidrocarbonetos não queimado	HC	2,11
Material particulado	MP	3,51
Dióxido de enxofre	SO ₂	18,8
Óxidos de nitrogénio	NO _x	65,8

6.1.6.2 Resumo dos resultados das simulações

Um resumo dos resultados alusivos às situações estudadas é apresentado nas Tabelas a seguir.

Tabela 6.22 - a) Resumo dos parâmetros elétricos e económicos – Situações 1 e 2.

	Situação				
	1/A	1/B	2/A	2/B	
Energia produzida [kWh/ano]	44 655	47 420	50 422	54 807	
Energia consumida [kWh/ano]	38 690	38 690	38 690	38 690	
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	971	0	7543	4258	
Percentagem de energia em excesso [%]	2,17	0	15,0	7,7	
Fração de energia renovável [%]	88,7	81,5	94,4	83,0	
Combustível consumido (L/ano)	1951	3184	973	2929	
Custo de energia	[ECV/kWh]	7,31	171,76	4,88	12,61
	[€/kWh]	0,07	1,56	0,04	0,11
Custo líquido atual	[ECV/kWh]	3 657 092	85 908 030	2 440 177	6 308 802
	[€/kWh]	33 166,39	779 105,16	22 130,11	57 214,91

Tabela 6.23 - b) Resumo da quantidade das emissões dos poluentes – Situações 1 e 2.

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)			
		1/A	1/B	2/A	2/B
Dióxido de carbono	CO ₂	5096	8318	2542	7651
Monóxido de carbono	CO	38,5	62,9	19,2	57,9
Hidrocarbonetos não queimado	HC	1,40	2,29	0,701	2,11
Material particulado	MP	2,34	3,81	1,17	3,51
Dióxido de enxofre	SO ₂	12,5	20,4	6,24	18,8
Óxidos de nitrogénio	NO _x	43,8	71,5	21,9	65,8

6.1.6.3 Conclusão

Em termos técnicos, qualquer uma das situações conseguiria responder a demanda energética diária da comunidade na ordem de 106,0 kWh. Contudo, a nível de menor (i) custo da energia elétrica e (ii) emissão do CO₂, a melhor solução alternativa corresponderia à situação 2/A, com as três turbinas eólicas operacionais, tendo, inclusive, um excesso de produção de eletricidade anual na ordem de 15,0%.

6.1.7 Redimensionamento do sistema híbrido instalado - Offgrid

O objetivo principal do redimensionamento do sistema híbrido instalado no Vale da Costa consiste em simular e analisar, através do estabelecimento de vários cenários, a melhor solução alternativa na produção de energia elétrica, no que diz respeito aos pilares do desenvolvimento sustentável, tais como técnico-económico, social e ambiental. Foram estimados os perfis das cargas para toda a comunidade, em média, de 193,0 kWh/dia e 212,0 kWh/dia, traduzindo-se num aumento da demanda na ordem de 82% e 100%, conforme se observa na Tabela 6.24.

Tabela 6.24 - Elaboração dos cenários e estabelecimento de pressupostos (Fonte: elaborado pelo autor).

Pressuposto	Cenário			
	A	A1	B	B1
Número de moradia contemplada (eletrificada)	96	96	96	96
Estimativa do consumo médio diário da comunidade (kWh/dia)	193,0	193,0	212,0	212,0

Pressuposto	Cenário			
	A	A1	B	B1
Estimativa do consumo médio diário por cada moradia (kWh/dia)	2,01	2,01	2,20	2,20
Capacidade nominal de bateria (Ah)	1294,0	2500,0	1294,0	2500,0
3 Turbinas Eólicas (kWp)	10,5	10,5	10,5	10,5
1 Gerador Eletrogéneo Diesel (kW _e)	36,0	36,0	36,0	36,0
1 Gerador Fotovoltaico (kWp)	50 ^{a)}	50 ^{a)}	55 ^{a)}	50 ^{a)}

^{a)} melhor opção gerada pelo HOMER Pro

Nos cenários A1 e B1, foram aumentadas as capacidades do sistema de armazenamento da energia elétrica (baterias), permitindo averiguar o comportamento do sistema, face a uma eventual produção excedentária da eletricidade.

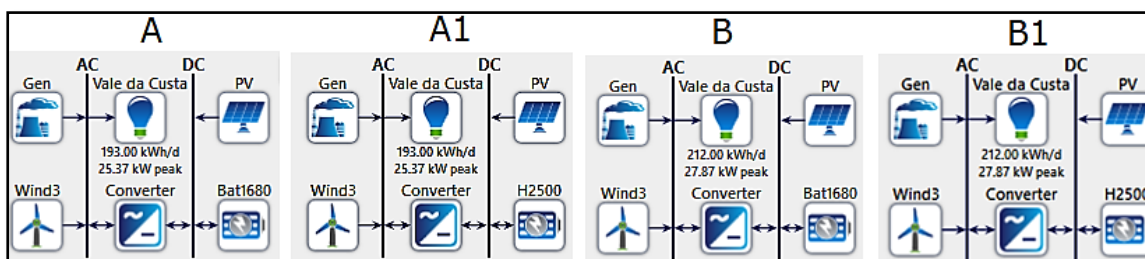


Figura 6.28 - Configurações dos cenários de estudo do sistema híbrido redimensionado.

6.1.7.1 Análise dos resultados – Sistema redimensionado

Resultados da simulação – Cenário A

A Figura 6.29 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

	PV (kW)	Wind3	Gen (kW)	Bat1680	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours
	50.0	3	36.0	48	25.0	\$16.3M	\$17.89	95.5	1,405	289

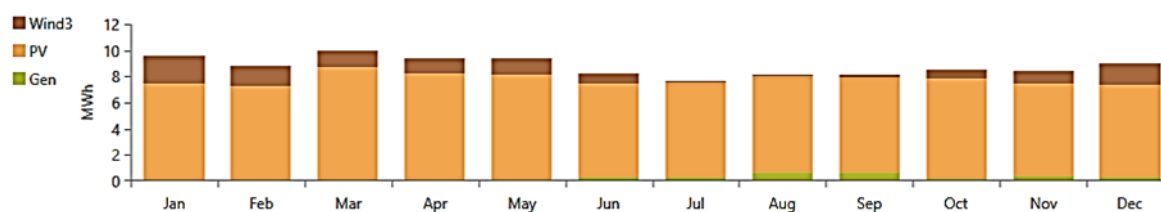
Figura 6.29 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário A.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.25.

Tabela 6.25 - Parâmetros elétricos – Cenário A.

Energia produzida [kWh/ano]	105 138
Energia consumida [kWh/ano]	70 445
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	26 543
Percentagem de energia em excesso [%]	25,2
Fração de energia renovável [%]	95,5
Combustível consumido (L/ano)	1405

Na Tabela 6.25, pode-se observar um excesso da produção de eletricidade na ordem de 25,2%, com o gerador diesel a consumir 1405 litros de combustível, por ano, e a funcionar num total de 289 horas.

**Figura 6.30** - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário A.

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.26. Pode-se verificar que 97,0% da energia produzida resulta das fontes renováveis.

Tabela 6.26 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário A (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	90 033	85,6
Turbina eólica	11 939	11,4
Gerador diesel	3165	3,01
Total	105 138	100,0

Na Tabela 6.27 estão apresentados os custos gerais do sistema. Destaca-se o custo de eletricidade na ordem de 17,89 ECV/kWh.

Tabela 6.27 - Parâmetros económicos – Cenário A.

Investimento inicial [ECV]	7 772 234,00
Custo de energia [ECV/kWh]	17,89

A Figura 6.31 ilustra o custo atual líquido por componente durante a vida útil do sistema em que os custos mais elevados recaem nas baterias, representando cerca de 35,95% e no gerador fotovoltaico (32,91%) do custo total do sistema.

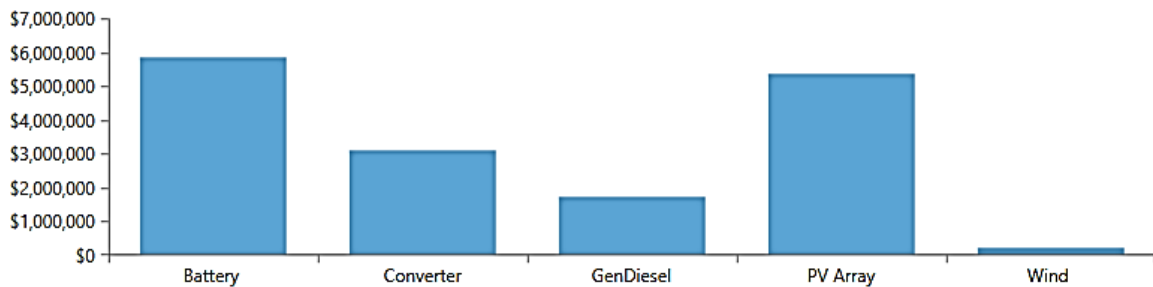


Figura 6.31 - Custo atual líquido por categoria – Cenário A.

No capítulo do comportamento geral do sistema, verifica-se que o gerador eólico contribui, em pequena parte, para o fornecimento da energia durante o ano, com algum destaque para os meses de janeiro e fevereiro. Porém, durante o período de verão (julho a setembro), a sua contribuição é quase nula, em virtude da fraca intensidade de vento, como se pode ver na Figura 6.32.

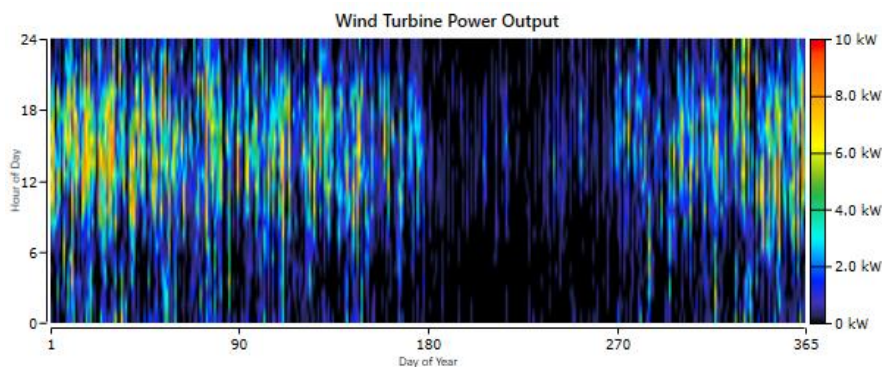


Figura 6.32 - Mapa da geração eólica (Cenário A).

Quanto ao sistema fotovoltaico, durante os meses de março a junho, verifica-se um aumento na produção, pois durante esse período o recurso solar é maior, não apenas em intensidade, mas também se encontra disponível durante mais horas, conforme se observa na Figura 6.33.

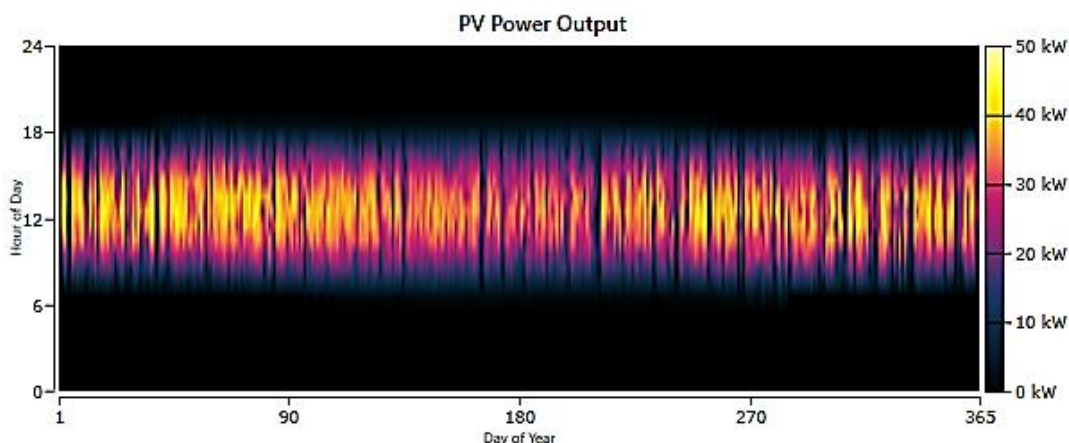


Figura 6.33 - Mapa da geração fotovoltaica (Cenário A).

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.28 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 3670 kg, por ano, ou seja, cerca de 10,05 kg/dia.

Tabela 6.28 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário A.

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	3670
Monóxido de carbono	CO	27,8
Hidrocarbonetos não queimado	HC	1,01
Material particulado	MP	1,68
Dióxido de enxofre	SO ₂	9,0
Óxidos de nitrogênio	NO _x	31,5

Resultados da simulação – Cenário A1

A Figura 6.34 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

PV (kW)	Wind3	Gen (kW)	H2500	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours
50.0	3	36.0	48	25.0	\$17.8M	\$19.57	97.7	738	153

Figura 6.34 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário A1.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.29.

Tabela 6.29 - Parâmetros elétricos – Cenário A1.

Energia produzida [kWh/ano]	103 627
Energia consumida [kWh/ano]	70 445
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	21 233
Percentagem de energia em excesso [%]	20,5
Fração de energia renovável [%]	97,7
Combustível consumido (L/ano)	738

Na Tabela 6.29, pode-se observar um excesso da produção de eletricidade na ordem de 20,5%, com o gerador diesel a consumir 738 litros de combustível, por ano, e a funcionar num total de 153 horas.

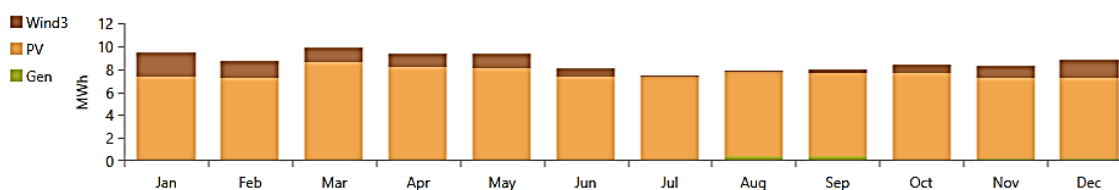


Figura 6.35 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário A1.

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.30. Pode-se verificar que 98,4% da energia produzida resulta das fontes renováveis.

Tabela 6.30 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário A1 (Fonte: elaborado pelo autor baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	90 033	86,9
Turbina eólica	11 939	11,5
Gerador diesel	1665	1,60
Total	103 627	100,0

Na Tabela 6.31 estão apresentados os custos gerais do sistema. Destaca-se o custo de eletricidade na ordem de 19,57 ECV/kWh.

Tabela 6.31 - Parâmetros económicos – Cenário A1.

Investimento inicial [ECV]	10 580 570
Custo de energia [ECV/kWh]	19,57
Custo total do sistema [ECV]	17 820 320,00

A Figura 6.36 ilustra o custo atual líquido por componente durante a vida útil do sistema em que os custos mais elevados recaem nas baterias, representando cerca de 46,0% e no gerador fotovoltaico (30,09%) do custo total do sistema.

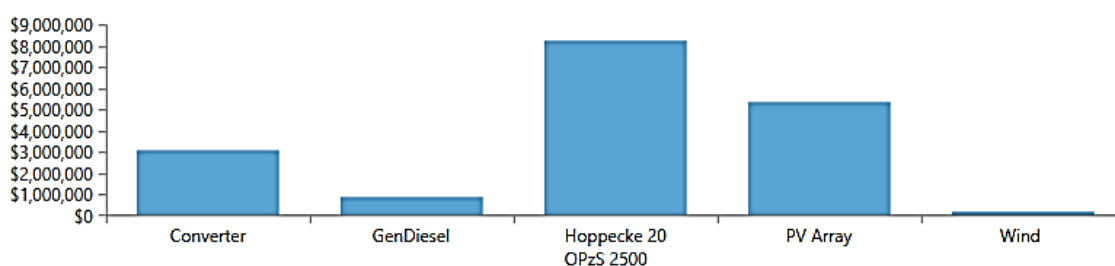


Figura 6.36 - Custo atual líquido por categoria – Cenário A1.

Em relação ao comportamento dos geradores a diesel, pela análise do mapa do consumo de combustível apresentado na Figura 6.37, observa-se que, ao longo do ano e em vários momentos do dia, o consumo de combustível foi nulo. Tal pode-se justificar pelo facto do sistema ser alimentado a 100% pelas fontes renováveis.

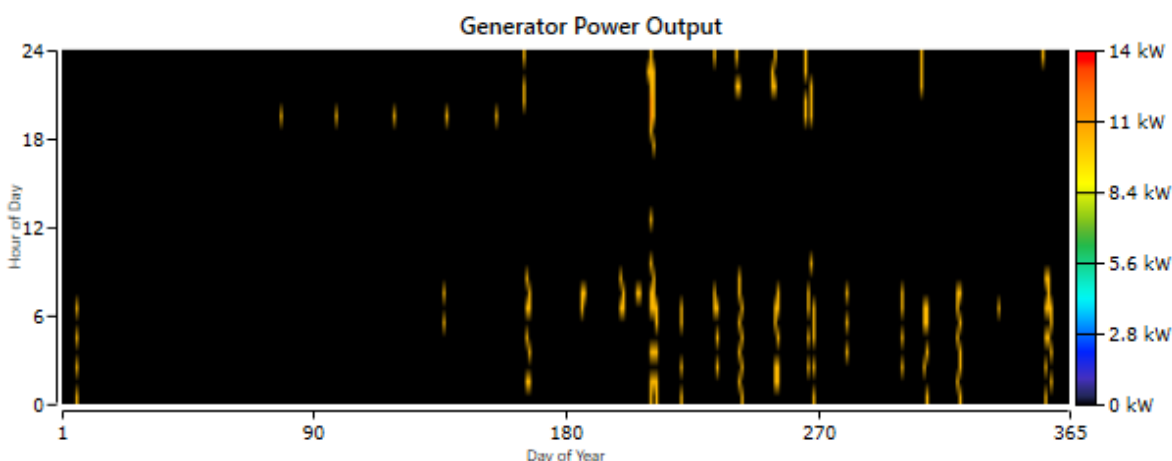


Figura 6.37 - Mapa do consumo de combustível pelo gerador (Cenário A1).

O consumo de combustível não é tão acentuado ao longo do ano, fazendo com que o gerador opere com menor frequência.

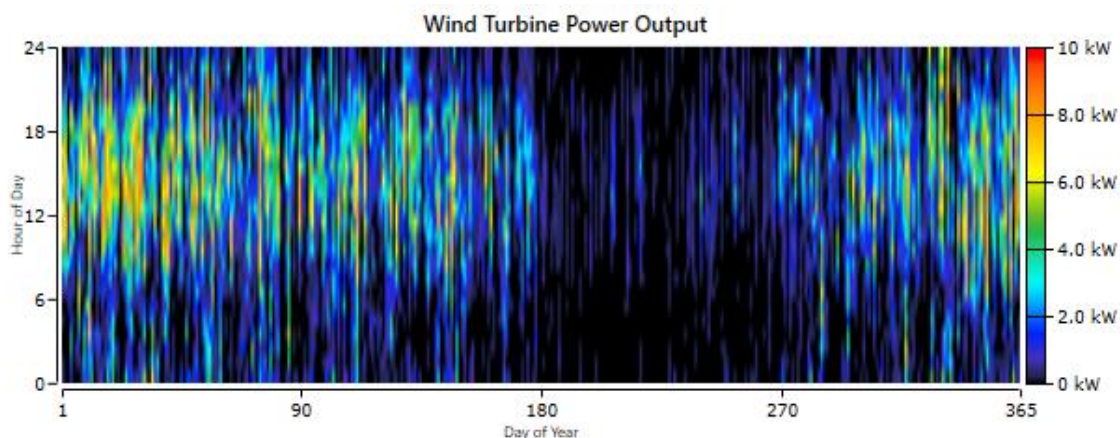


Figura 6.38 - Mapa da geração eólica (Cenário A1).

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.32 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 1927 kg, por ano, ou seja, cerca de 5,27 kg/dia.

Tabela 6.32 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário A1.

Poluentes	Fórmula	Emissões (kg/ano)
	Química	
Dióxido de carbono	CO ₂	1927
Monóxido de carbono	CO	14,6
Hidrocarbonetos não queimado	HC	0,531
Material particulado	MP	0,884
Dióxido de enxofre	SO ₂	4,73
Óxidos de nitrogénio	NO _x	16,60

Resultados da simulação – Cenário B

A Figura 6.39 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

PV (kW)	Wind3	Gen (kW)	Bat1680	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours
55.0	3	36.0	48	25.0	\$17.8M	\$17.76	93.7	2,154	443

Figura 6.39 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário B.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.33.

Tabela 6.33 - Parâmetros elétricos – Cenário B.

Energia produzida [kWh/ano]	115 829
Energia consumida [kWh/ano]	77 380
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	29 503
Percentagem de energia em excesso [%]	25,5
Fração de energia renovável [%]	93,7
Combustível consumido (L/ano)	2154

Na Tabela 6.33, pode-se observar um excesso de produção de eletricidade na ordem de 25,5%, com o gerador diesel a consumir 2154 litros de combustível, por ano, e a funcionar num total de 443 horas.

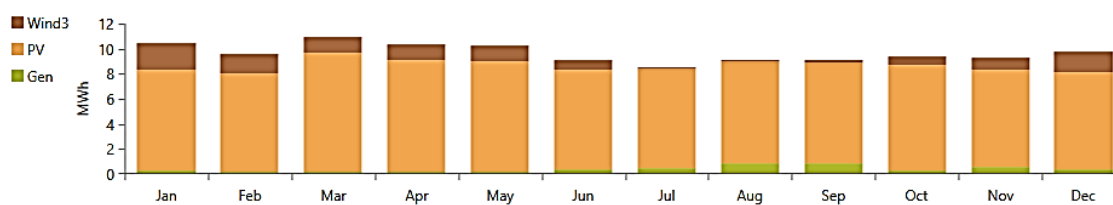


Figura 6.40 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário B.

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.34. Pode-se verificar que 95,8% da energia produzida resulta das fontes renováveis.

Tabela 6.34 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário B (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	99 037	85,5
Turbina eólica	11 939	10,3
Gerador diesel	4854	4,19
Total	115 829	100,0

Na Tabela 6.35 estão apresentados os custos gerais do sistema. Destaca-se o custo de eletricidade na ordem de 17,76 ECV/kWh.

Tabela 6.35 - Parâmetros económicos – Cenário B.

Investimento inicial [ECV]	8 247 109,00
Custo de energia [ECV/kWh]	17,76
Custo total do sistema [ECV]	17 762 620,00

A Figura 6.41 ilustra o custo atual líquido por componente durante a vida útil do sistema em que os custos mais elevados recaem no gerador fotovoltaico, representando cerca de 33,2% e nas baterias solares (32,98%) do custo total do sistema.

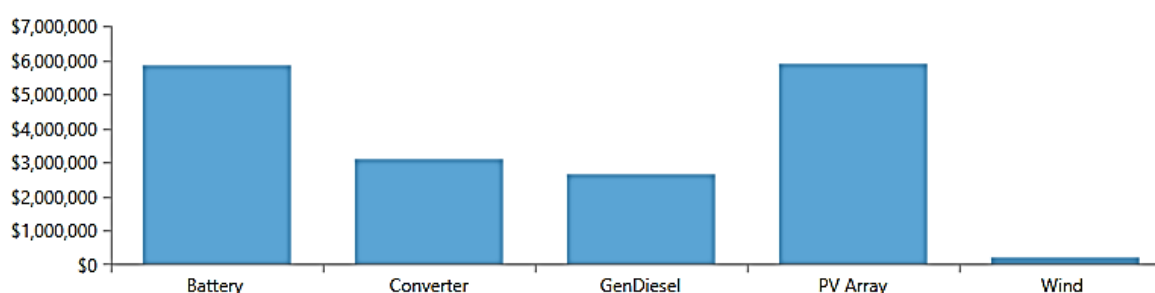


Figura 6.41 - Custo atual líquido por categoria – Cenário B.

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.36 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 5626 kg, por ano, ou seja, cerca de 15,41 kg/dia.

Tabela 6.36 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário B.

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	5626
Monóxido de carbono	CO	42,6
Hidrocarbonetos não queimado	HC	1,55
Material particulado	MP	2,58
Dióxido de enxofre	SO ₂	13,8
Óxidos de nitrogénio	NO _x	48,4

Resultados da simulação – Cenário B1

A Figura 6.42 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

PV (kW)	Wind3	Gen (kW)	H2500	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours
50.0	3	36.0	48	25.0	\$19.3M	\$19.30	95.5	1,534	316

Figura 6.42 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário B1.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.37.

Tabela 6.37 - Parâmetros elétricos – Cenário B1.

Energia produzida [kWh/ano]	105 426
Energia consumida [kWh/ano]	77 380
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	14 937
Percentagem de energia em excesso [%]	14,2
Fração de energia renovável [%]	95,5
Combustível consumido (L/ano)	1534

Na Tabela 6.37, pode-se observar um excesso de produção de eletricidade na ordem de 14,2%, com o gerador diesel a consumir 1534 litros de combustível, por ano, e a funcionar num total de 316 horas.

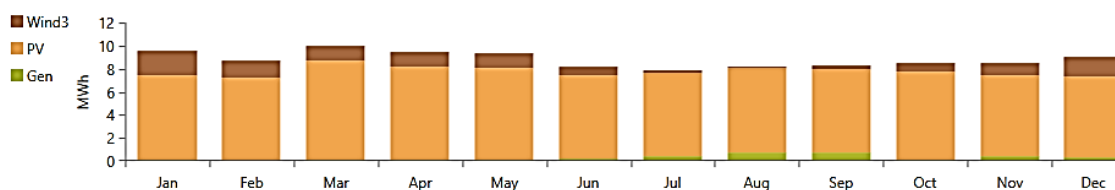


Figura 6.43 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário B1.

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.38. Pode-se verificar que 96,7% da energia produzida resulta das fontes renováveis.

Tabela 6.38 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário B (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	99 037	85,4
Turbina eólica	11 939	11,3
Gerador diesel	3454	3,28
Total	105 426	100,0

Na Tabela 6.39 estão apresentados os custos gerais do sistema. Destaca-se o custo de eletricidade na ordem de 19,30 ECV/kWh.

Tabela 6.39 - Parâmetros económicos – Cenário B1.

Investimento inicial [ECV]	10 580 570,00
Custo de energia [ECV/kWh]	19,30
Custo total do sistema [ECV]	19 310 440,00

A Figura 6.44 ilustra o custo atual líquido por componente durante a vida útil do sistema em que os custos mais elevados recaem nas baterias solares, representando cerca de 45,12% e no gerador fotovoltaico (27,77%) do custo total do sistema.

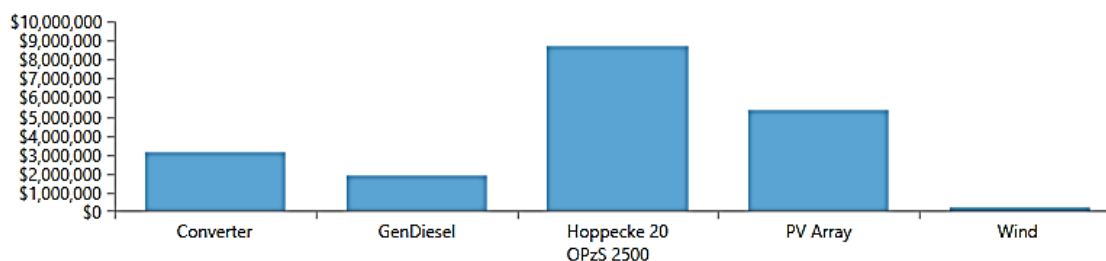


Figura 6.44 - Custo atual líquido por categoria – Cenário B1

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.40 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 4007 kg, por ano, ou seja, cerca de 10,97 kg/dia.

Tabela 6.40 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário B1.

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	4007
Monóxido de carbono	CO	30,3

continua...

Poluentes	Fórmula	Emissões (kg/ano)
	Química	
Hidrocarbonetos não queimado	HC	1,10
Material particulado	MP	1,84
Dióxido de enxofre	SO ₂	9,83
Óxidos de nitrogénio	NO _x	34,4

6.1.7.2 Resumo dos resultados do sistema redimensionado

Um resumo dos resultados referentes aos cenários analisados é apresentado nas Tabelas a seguir.

Tabela 6.41 - a) Resumo dos indicadores elétricos e económicos – Cenários A, A1, B e B1.

Indicador	Cenário				
	A	A1	B	B1	
Energia produzida [kWh/ano]	105 138	103 627	115 829	105 426	
Energia consumida [kWh/ano]	70 445	70 445	77 380	77 380	
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	26 543	21 233	29 503	14 937	
Percentagem de energia em excesso [%]	25,2	20,5	25,5	14,2	
Fração de energia renovável [%]	95,5	97,7	93,7	95,5	
Combustível consumido (L/ano)	1405	738	2154	1534	
Custo de energia	[ECV/kWh]	17,89	19,57	17,76	10,30
	[€/kWh]	0,16	0,18	0,16	0,09
Custo líquido atual	[ECV/kWh]	16 294 260	17 820 320	17 762 620	19 310 440
	[€/kWh]	147 774	161 614	161 090	175 128

Tabela 6.42 - b) Resumo da quantidade de emissões de poluentes – Cenários A, A1, B e B1.

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)			
		A	A1	B	B1
Dióxido de carbono	CO ₂	3670	1927	5626	4007
Monóxido de carbono	CO	27,8	14,6	42,6	30,3
Hidrocarbonetos não queimado	HC	1,01	0,531	1,55	1,10
Material particulado	MP	1,68	0,884	2,58	1,84
Dióxido de enxofre	SO ₂	9,0	4,73	13,8	9,83
Óxidos de nitrogénio	NO _x	31,5	16,60	48,4	34,4

6.1.7.3 Análise da Sensibilidade

Para determinar a sensibilidade do custo de energia (COE) do sistema redimensionado e com a carga primária fixa de 193 kWh/d, inseriram-se três variáveis no HOMER Pro: a velocidade média anual do vento, o preço médio do combustível ao longo da vida do sistema e a radiação solar. No gráfico da Figura 6.45, observa-se que as condições naturais locais médias de 6,15 kWh/m²/d da radiação solar e 5,0 m/s da velocidade do vento conduzem a um COE de 19,778 ECV/kWh (0,18 €/kWh), com o preço do combustível a 78,83 ECV/L (0,72 €/L), para uma configuração do sistema PV/eólico/diesel/bateria. Tendo o preço do combustível a 96,0 ECV/L (0,87 €/L), o COE varia de 19,995 ECV/kWh (0,18 €/kWh) a 6,15 kWh/m²/d para 20,041 ECV/kWh (0,18 €/kWh), a uma radiação solar em torno de 6,12 kWh/m²/d.

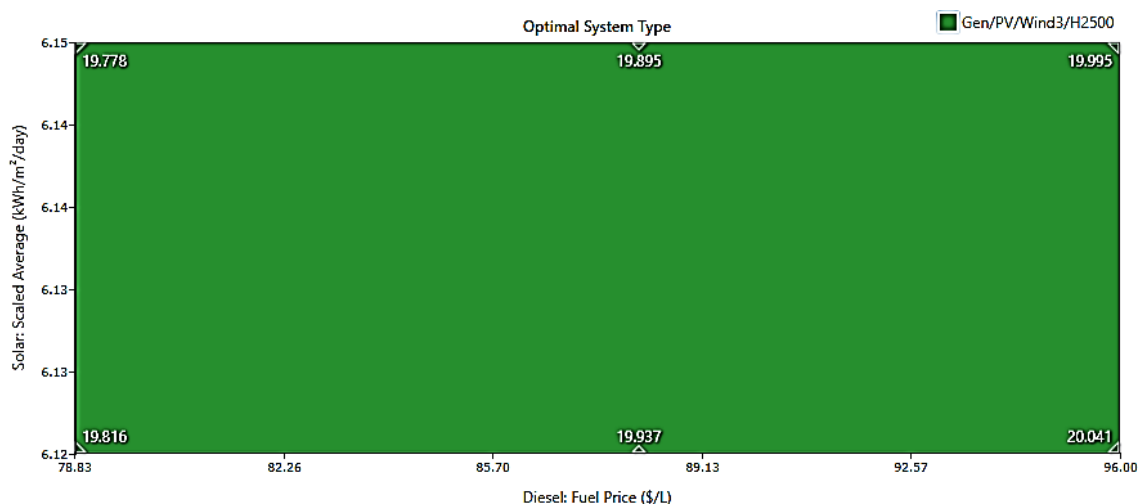


Figura 6.45 - Sensibilidade do COE para o sistema redimensionado otimizado (cenário A1), com a carga fixa (193 kWh/d) e a velocidade do vento (5,0 m/s).

Mantendo a carga em 193 kWh/d e aumentando a velocidade do vento para 5,43 m/s, pode-se observar no gráfico da Figura 6.46 que o COE é de 19,338 ECV/kWh (0,17 €/kWh), para 6,15 kWh/m²/d da radiação solar e com o preço do combustível a 78,83 ECV/L (0,72 €/L), para a mesma arquitetura do sistema PV/eólico/diesel/bateria. Tendo o preço do combustível a 96,0 ECV/L (0,87 €/L), o COE varia de 19,568 ECV/kWh (0,177 €/kWh) a 6,15 kWh/m²/d para 19,587 ECV/kWh (0,177 €/kWh), a uma radiação solar em torno de 6,12 kWh/m²/d.

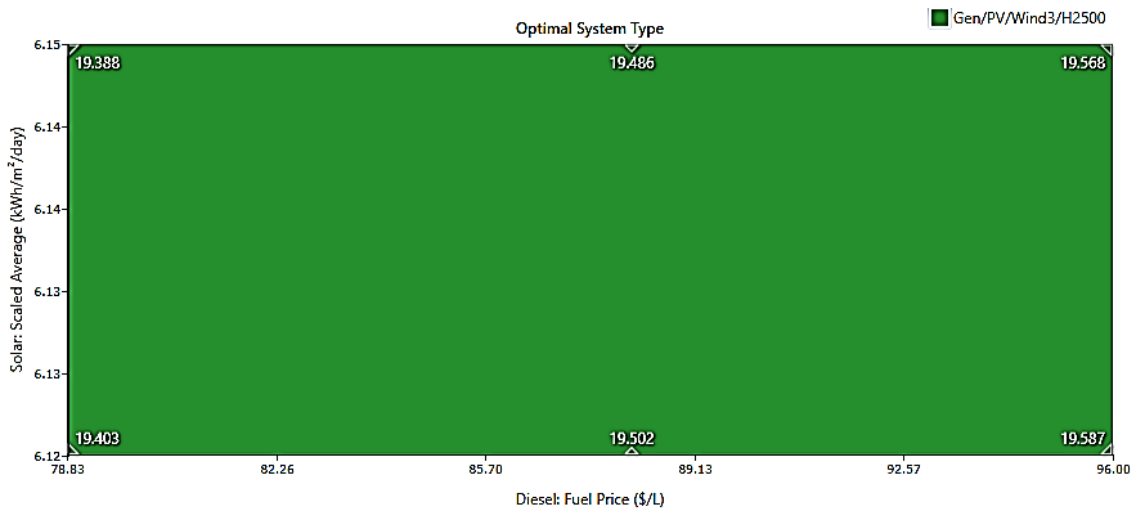


Figura 6.46 - Sensibilidade do COE para o sistema redimensionado otimizado (cenário A1), com a carga fixa (193 kWh/d) e a velocidade do vento (5,43 m/s).

Por último, com a carga ainda em 193 kWh/d e assumindo a velocidade do vento de 6,0 m/s, pode-se observar no gráfico da Figura 6.47 que o COE é de 18,720 ECV/kWh (0,17 €/kWh) para 6,15 kWh/m²/d da radiação solar e com o preço do combustível a 78,750 ECV/L (0,71 €/L), para a mesma arquitetura do sistema PV/eólico/diesel/bateria. Tendo o preço do combustível a 96,0 ECV/L (0,87 €/L), o COE varia, ligeiramente, de 18,997 ECV/kWh (0,172 €/kWh) a 6,15 kWh/m²/d, para 18,992 ECV/kWh (0,17 €/kWh) a uma radiação solar em torno de 6,12 kWh/m²/d.

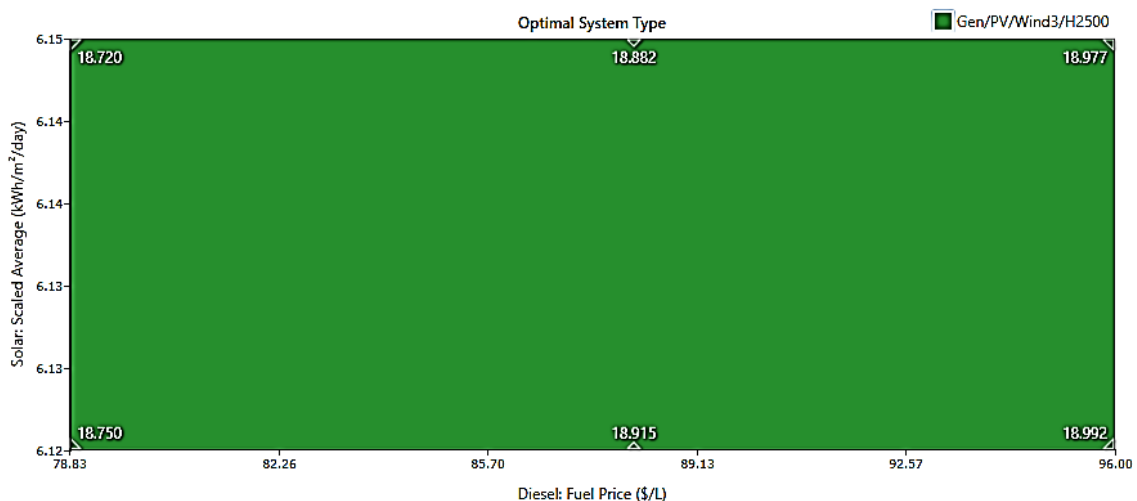


Figura 6.47 - Sensibilidade do COE para o sistema redimensionado otimizado (cenário A1), com a carga fixa (193 kWh/d) e a velocidade do vento (6,0 m/s).

6.1.7.4 Conclusão

O Vale da Costa possui uma radiação solar média de 6,12 kWh/m² e uma velocidade média do vento de 5,43 m/s. Assim sendo, é uma região com condições propícias para a implementação de sistemas híbridos renováveis. Face aos resultados obtidos, através das realizações de simulações no *HOMER Pro*, adotaram-se como pressupostos de escolha para a avaliação dos impactos (i) sociais, o indicador *custo da eletricidade*, (ii) económicos, o *custo total do sistema* e (iii) ambientais, a emissão de CO₂, conforme abaixo indicado na Tabela 6.43.

Tabela 6.43 - Escolha dos critérios da avaliação dos impactos sociais, económicos e ambientais – Vale da Costa (Fonte: elaborado pelo autor).

Cenário	Impacto Económico	Impacto Social	Impacto Ambiental
	NPC ^{a)} (solução otimizada)	COE ^{b)} (solução otimizada)	Emissão de GEE ^{c)} (solução otimizada)
A	☑	☒	☒
A1	☒	☒	☑
B	☒	☒	☒
B1	☒	☑	☒

Legenda: ^{a)}NPC - Net Present Cost (Valor Presente Líquido); ^{b)}COE - Cost of Energy (Custo de energia elétrica); ^{c)}Gases de Efeito Estufa

A escolha da opção tecnológica alternativa que visaria satisfazer a demanda, obedecendo os pressupostos adotados, seria aquela que leva em linha de conta um eventual equilíbrio ou conjugação sustentável das dimensões económica, social e ambiental. No redimensionamento do sistema híbrido *off-grid*, o custo de energia elétrica é similar nos cenários A e B. Porém, o cenário A, por ser aquele que apresenta a solução otimizada em termos de *NPC*, ofereceria à referida comunidade um fornecimento energético sustentável. Neste cenário, o custo da energia é de 17,89 ECV/kWh (0,16 €/kWh). Importa referir que o custo de energia no cenário B1 apresenta o valor mais baixo (10,30 ECV/kWh ou 0,09 €/kWh) e traria, do ponto de vista social, um maior benefício à comunidade, não obstante acarretar um maior investimento inicial. Com um incremento da capacidade do sistema de armazenamento (cenários A1 e B1), verifica-se uma redução percentual na produção excedentária de eletricidade. Contudo, tal redução não traduz, necessariamente, num benefício social em termos do custo otimizado de energia elétrica por kWh (cenário A1).

6.1.8 Análise do sistema ligado à rede elétrica

Tendo em conta o funcionamento instável da central híbrida, com algumas limitações no fornecimento contínuo da energia elétrica, na sequência da degradação dos componentes, provocada essencialmente pela deficiência na manutenção e acrescida das ligações clandestinas da eletricidade nalgumas moradias, o sistema foi desativado em 2018.



Figura 6.48 - Central híbrida do Vale da Costa (Fonte: autor, julho de 2020).

Com a extensão da rede elétrica de média e baixa tensão, a comunidade passou a usufruir da eletricidade não renovável, a partir de julho de 2018. Assim, procedeu-se à instalação de contadores energéticos pré-pagos nas moradias, como forma de minimizar os problemas ligados ao roubo da energia e permitir uma adequada faturação energética, por parte da concessionária.



Figura 6.49 - Contador da energia elétrica (Fonte: autor, agosto de 2020).

Após a instalação do primeiro contador ocorrido a 27 de junho de 2018, a energia total consumida pela comunidade, até o mês de julho de 2020, foi de 97.368 kWh, correspondente a uma média de 4057 kWh/mês, ou seja,

135,23 kWh/dia. De acordo com os dados da DGE, o Gráfico 6.4 apresenta o registo horário da potência média verificada nos meses de maio, junho e julho de 2015. A carga é variável ao longo do dia, com maiores picos nos horários noturnos. Na altura, importa referir que a comunidade beneficiava da energia eléctrica renovável.



Gráfico 6.4 - Variação da carga – Rede eléctrica renovável (Fonte: DGE).

No Gráfico 6.5, pode-se observar que a demanda ativa se duplicou. Tal se justifica pelo incremento das cargas comunitárias, graças à aquisição de mais equipamentos eletrodomésticos por parte dos moradores.

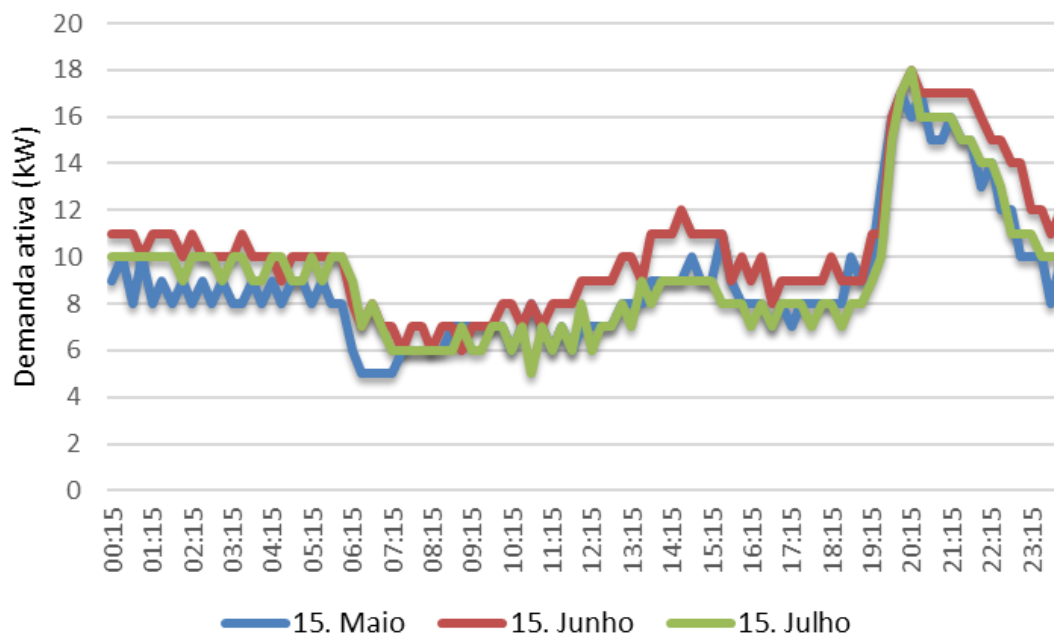


Gráfico 6.5 - Variação da carga – Rede eléctrica convencional (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos dados fornecidos pela Electra - agosto, 2020).

6.1.8.1 Extensão da rede – Simulação no *HOMER Pro*

Para além dos cenários que inicialmente tinham sido (re)dimensionados e analisados do ponto de vista técnico, económico, social e ambiental, modelaram-se e simularam-se outras tipologias, conforme ilustram as Figuras 6.50 e 6.51, tais como:

- a) & a1) sistema ligado à rede elétrica convencional (*on-grid*)
- b) & b1) sistema *on-grid*/solar FV
- c) & c1) sistema *on-grid*/gerador a biogás

Considerou-se a presença da rede elétrica da concessionária (*grid*) em todas as situações, conforme mostra a Figura 6.50.

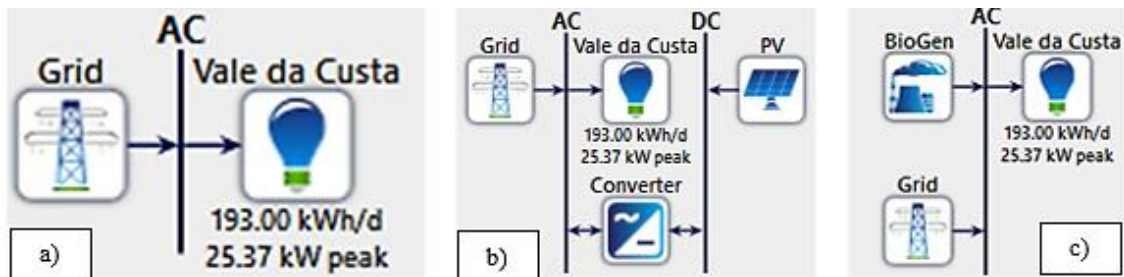


Figura 6.50 - Configurações dos sistemas *on-grid* para um consumo energético estimado em 193 kWh/dia.

Com base nos dados gerais do consumo da energia elétrica fornecidos pela Electra no período compreendido entre junho de 2018 e agosto de 2020, estimou-se um consumo energético diário na ordem de 135,23 kWh, conforme ilustra a Figura 6.51.

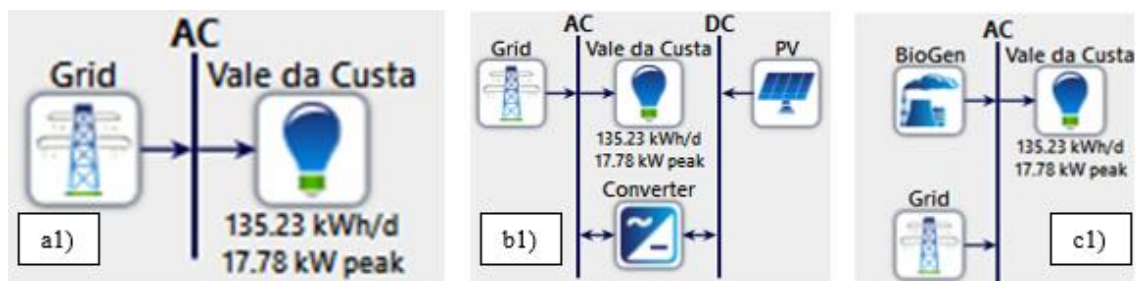


Figura 6.51 - Configurações dos sistemas *on-grid* para um consumo energético estimado em 135,23 kWh/dia.

O *HOMER Pro* solicita, à entrada, os dados da tensão e do preço da tarifa da eletricidade, para as fontes da geração existentes. A tarifa média

considerada neste trabalho, cujo valor é cerca de 27,0 ECV por kWh (0,24 €/kWh), diz respeito ao ano de 2018 a 2020, considerando o perfil da carga do Vale da Costa no grupo de sistemas dos contadores pré-pagos³⁸. De acordo com a Tabela 6.44, estimou-se o custo total do investimento, em termos da extensão da rede, no montante de 17 739 309 ECV (160 879 €), incluindo as redes da distribuição de média e baixa. Por cada quilómetro de extensão da rede, o valor foi de 3 232 241,60 ECV (29 313,40 €). Os custos da O&M foram considerados 2% do da extensão da rede, cujo valor é de 177,11 ECV (16,06 €).

Tabela 6.44 - Custos associados à extensão da rede no Vale da Costa.

	Rede da Baixa Tensão (BT)		Rede da Média Tensão (MT)	
	[ECV]	[€]	[ECV]	[€]
Materiais	3 012 555	27 321	9 274 241	84 109
Mão-de-Obra	1 179 700	10 699	4 272 813	38 750
<i>Total</i>	4 192 255	38 020	13 547 054	122 859

6.1.8.2 Resultados e Discussão

a) Sistema ligado à rede convencional (*on-grid*)

Desde a desativação do sistema híbrido renovável em 2018, a comunidade rural do Vale da Costa vem beneficiando da energia elétrica da rede convencional. Para a simulação, assumiu-se um consumo energético diário na ordem de 193 kWh.

A Figura 6.52 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

Grid (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)
1,000	CC	\$17.9M	\$19.62	\$7,045	\$17.8M	0	0	70,445

Figura 6.52 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao sistema *on-grid* (consumo de 193 kWh/d).

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.45.

³⁸ A Electra, concessionária de fornecimento de energia elétrica, procedeu-se à instalação de contadores pré-pagos em todas as moradias e o consumo da energia ativa é pago em função das necessidades energéticas dos consumidores e cujo montante mínimo é, aproximadamente, 1 000 ECV/mês (9,0 €/mês).

Tabela 6.45 - Parâmetros elétricos – Sistema *on-grid* (consumo de 193 kWh/d).

Energia produzida [kWh/ano]	70 445
Energia consumida [kWh/ano]	70 445

Na Tabela 6.46 estão apresentados os custos gerais do sistema. Destaca-se o custo de eletricidade na ordem de 19,62 ECV/kWh.

Tabela 6.46 - Parâmetros económicos – Sistema *on-grid* (consumo de 193 kWh/d).

Investimento inicial [ECV]	17 868 400,00
Custo de energia [ECV/kWh]	19,62
Custo total do sistema [ECV]	17 868 400,00

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.47 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 44.521 kg, por ano, ou seja, cerca de 121,95 kg/dia.

Tabela 6.47 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Sistema *on-grid* (consumo de 193 kWh/d).

Poluentes	Fórmula	Emissões (kg/ano)
	Química	
Dióxido de carbono	CO ₂	44 521
Monóxido de carbono	CO	0
Hidrocarbonetos não queimado	HC	0
Material particulado	MP	0
Dióxido de enxofre	SO ₂	193
Óxidos de nitrogénio	NO _x	94,4

a1) Sistema ligado à rede convencional (*on-grid*)

Para a simulação, assumiu-se um consumo energético diário na ordem de 135,23 kWh. A Figura 6.53 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

Grid (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)
1,000	CC	\$17.8M	\$27.96	\$4,936	\$17.8M	0	0	49,359

Figura 6.53 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao sistema *on-grid* (consumo de 135,23 kWh/d).

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.48.

Tabela 6.48 - Parâmetros elétricos – Sistema *on-grid* (consumo de 135,23 kWh/d).

Energia produzida [kWh/ano]	49 359
Energia consumida [kWh/ano]	49 359

Na Tabela 6.49 estão apresentados os custos gerais do sistema. Destaca-se o custo de eletricidade na ordem de 27,96 ECV/kWh.

Tabela 6.49 - Parâmetros económicos – Sistema *on-grid* (consumo de 135,23 kWh/d).

Investimento inicial [ECV]	17 739 309
Custo de energia [ECV/kWh]	27,96
Custo total do sistema [ECV]	17 777 329

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.50 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 31.195 kg, por ano, ou seja, cerca de 85,46 kg/dia.

Tabela 6.50 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Sistema *on-grid* (consumo de 135,23 kWh/d).

Poluentes	Fórmula	Emissões (kg/ano)
	Química	
Dióxido de carbono	CO ₂	31 195
Monóxido de carbono	CO	0
Hidrocarbonetos não queimado	HC	0
Material particulado	MP	0
Dióxido de enxofre	SO ₂	135
Óxidos de nitrogénio	NO _x	66,1

b) Sistema de geração híbrido *on-grid*/solar PV

A Figura 6.54 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)
20.2	999,999	25.0	CC	\$23.1M	\$25.36	\$171,819	\$20.9M	38.6

Figura 6.54 - Solução otimizada gerada pelo HOMER, referente ao sistema *on-grid*/solar PV (consumo 193 kWh/d).

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema, são ilustrados na Tabela 6.51.

Tabela 6.51 - Parâmetros elétricos – sistema *on-grid*/solar PV (consumo 193 kWh/d).

Energia produzida [kWh/ano]	79 527
Energia consumida [kWh/ano]	70 445
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	6057
Percentagem de energia em excesso [%]	7,62
Fração de energia renovável [%]	38,6

Na Tabela 6.51, pode-se observar um excesso de produção de eletricidade na ordem de 7,62%.

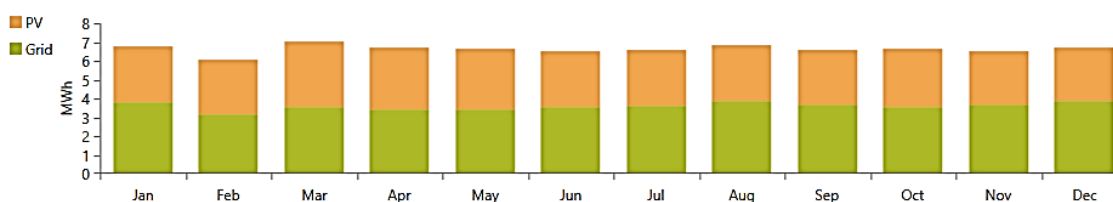


Figura 6.55 - Produção energética média mensal de cada componente – *sistema on-grid*/solar PV (consumo 193 kWh/d).

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.52. Pode-se verificar que 45,6% da energia produzida resulta do gerador solar fotovoltaico.

Tabela 6.52 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – sistema *on-grid*/solar PV (consumo 193 kWh/d).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	36 301	45,6
Rede convencional	43 225	54,4
Total	79 527	100,0

Na Tabela 6.53 está apresentada o custo total do sistema. Destaca-se o custo de eletricidade na ordem de 25,36 ECV/kWh.

Tabela 6.53 - Parâmetros económicos – sistema *on-grid*/solar PV (consumo 193 kWh/d).

Custo de energia [ECV/kWh]	25,36
Custo total do sistema [ECV]	23 099 120,00

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.54 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão 27.318 kg, por ano, ou seja, cerca de 74,8 kg/dia.

Tabela 6.54 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – sistema *on-grid*/solar FV (consumo 193 kWh/d).

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	27 318
Monóxido de carbono	CO	0
Hidrocarbonetos não queimado	HC	0
Material particulado	MP	0
Dióxido de enxofre	SO ₂	118
Óxidos de nitrogénio	NO _x	57,9

b1) Sistema de geração híbrido *on-grid*/solar PV

A Figura 6.56 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)
20.2	999,999	25.0	CC	\$23.1M	\$36.17	\$170,277	\$20.9M	43.7

Figura 6.56- Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao sistema *on-grid*/solar PV (consumo 135,23 kWh/d).

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.55.

Tabela 6.55 - Parâmetros elétricos – sistema *on-grid*/solar PV (consumo 135,23 kWh/d).

Energia produzida [kWh/ano]	64 107
Energia consumida [kWh/ano]	49 359
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	12 354
Percentagem de energia em excesso [%]	19,3
Fração de energia renovável [%]	43,7

Na Tabela 6.55, pode-se observar um excesso de produção de eletricidade na ordem de 19,3%.

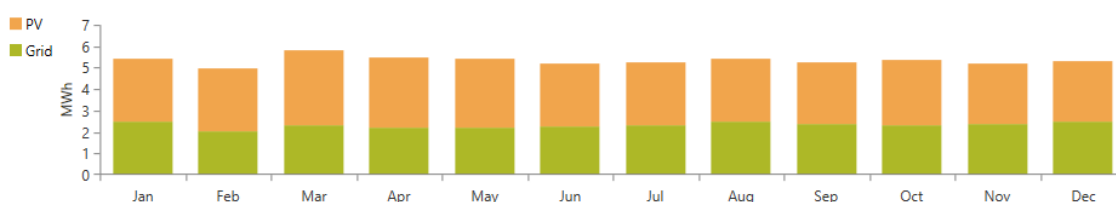


Figura 6.57 - Produção energética média mensal de cada componente – sistema *on-grid*/solar PV (consumo 135,23 kWh/d).

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.56. Pode-se verificar que 56,6% da energia produzida resulta do gerador solar fotovoltaico.

Tabela 6.56 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – sistema *on-grid*/solar PV (consumo 135,23 kWh/d).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	36 301	56,6
Rede convencional	27 806	43,4
Total	64 107	100,0

Na Tabela 6.57 está apresentada o custo total do sistema. Destaca-se o custo de eletricidade na ordem de 36,17 ECV/kWh.

Tabela 6.57 - Tabela 6.55 – Parâmetros económicos – sistema *on-grid*/solar PV (consumo 135,23 kWh/d).

Custo de energia [ECV/kWh]	36,17
Custo total do sistema [ECV]	23 079 190,00

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.58 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão 17.573 kg, por ano, ou seja, cerca de 48,14 kg/dia.

Tabela 6.58 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – sistema *on-grid*/solar PV (consumo 135,23 kWh/d).

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	17 573
Monóxido de carbono	CO	0
Hidrocarbonetos não queimado	HC	0
Material particulado	MP	0
Dióxido de enxofre	SO ₂	76,2
Óxidos de nitrogénio	NO _x	37,3

c) & c1) Sistema de geração híbrido *on-grid*/gerador a biogás

Nestes cenários, em comparação com o sistema *on-grid*, resulta que o gerador a biogás (gás proveniente da dos estrumes animais e dos restos alimentares) não trará benefícios significativos, quer a nível social, quer a nível ambiental:

- Nível social - o custo da eletricidade aumentará uma fração ínfima, de 27,96 ECV/kWh para 28,20 ECV/kWh, considerando o consumo da comunidade de 135,23 kWh/d. Todavia, apresenta-se um aspeto positivo quando comparativamente aos sistemas que integram Solar Fotovoltaico, como se vê na Tabela 6.59.

- Nível ambiental - a quantidade das emissões dos gases poluentes permanecerá intata.

6.1.8.3 Resumo dos resultados

A Tabela 6.59 apresenta um resumo dos resultados referentes a todas as configurações simuladas, atendendo os valores estimados do consumo da energia elétrica na ordem de 193 kWh/dia e 135,23 kWh/d.

Tabela 6.59 - Resumo dos resultados a partir da extensão da rede elétrica convencional (Fonte: elaborado pelo autor)

Indicador/Cenário	Estimativa do consumo energético da comunidade do Vale da Custa				
	193 kWh/dia				
	Rede Elétrica (RE)	RE+Solar FV ²⁾	RE+Solar FV ³⁾	RE+BioGen	
Energia produzida [kWh/ano]	70 445	79 527	79 527	70 445	
Energia consumida [kWh/ano]	70 445	70 445	70 445	70 445	
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	-	6057	6057	-	
Percentagem de energia em excesso [%]	-	7,62	7,62	-	
Fração de energia renovável [%]	-	38,6	38,6	-	
Custo de energia	[ECV/kWh]	19,62	25,36	23,26	19,79
	[€/kWh]	0,18	0,23	0,21	0,18
Custo total do sistema	[ECV]	17 841 137	23 099 120	21 184 424	18 023 260
	[€]	161 802	209 487	192 123	163 454

Indicador/Cenário	Estimativa do consumo energético da comunidade do Vale da Custa				
	135,23 kWh/dia ¹⁾				
	Rede Elétrica (RE)	RE+Solar FV ²⁾	RE+Solar FV ³⁾	RE+BioGen	
Energia produzida [kWh/ano]	49 359	64 107	64 107	49 359	
Energia consumida [kWh/ano]	49 359	49 359	49 359	49 359	
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	-	12 354	12 354	-	
Percentagem de energia em excesso [%]	-	19,3	19,3	-	
Fração de energia renovável [%]	-	43,7	43,7	-	
Custo de energia	[ECV/kWh]	27,96	36,17	33,17	28,20
	[€/kWh]	0,25	0,33	0,30	0,26
Custo total do sistema	[ECV]	17 841 137	23 079 190	21 164 490	17 996 000
	[€]	161 802	209 307	191 942	163 207

¹⁾ Com base nos dados gerais do consumo de energia elétrica fornecidos à comunidade pela Electra (junho de 2018 a agosto de 2020).

²⁾ Custos de capital e da O&M do gerador fotovoltaico contemplados na simulação.

³⁾ Custos do gerador fotovoltaico não contemplados na simulação (com exceção da O&M), ou seja, o custo inicial será definido como 0 €, por não se tratar da instalação de um novo equipamento no sistema, tal como o custo de substituição.

6.1.8.4 Conclusão

Considerando a atual ligação do sistema elétrico da energia à rede convencional e, ainda, o consumo da comunidade estimado em cerca de 135,25 kWh/d, o custo da energia elétrica é de 28 ECV/kWh (0,25 €/kWh), com uma emissão de 31.195 kg de CO₂ por ano. Com a conexão da fonte

renovável solar fotovoltaica ao sistema, a capacidade da produção energética aumenta, como era de se prever. Também, reduz-se a emissão dos gases poluentes, em particular, o CO₂, em cerca de 56,33%. Entretanto, o custo da energia aumentaria para 36,17 ECV/kWh (0,33 €/kWh), o que, do ponto de vista social, poderia não constituir uma solução viável, caso não se reduzisse a tarifa da eletricidade adveniente dos combustíveis fósseis.

6.1.9 Perceção da comunidade do Vale da Custa em relação ao acesso à energia eléctrica

Como forma de avaliar o índice da satisfação da qualidade de serviço, entre outros aspetos, no tocante ao fornecimento da energia eléctrica, com base: nas fontes renováveis (PV+Wind+Diesel com gerador *back-up*) no período de 2012 a junho 2018; e na expansão da rede eléctrica (central termoeléctrica) de 2018 até o presente, desenvolveu-se e aplicou-se um inquérito por questionário aos moradores do Vale da Custa.



Figura 6.58 - Aplicação do inquérito na área do estudo (Fonte: autor, julho de 2020).

Apresentação e discussão dos resultados do inquérito aplicado

Na amostra desta pesquisa, observou-se que a maioria dos inquiridos pertence a faixa etária dos 30 a 39 anos (23,2%), seguidos das faixas dos 50 a 59 (18,8%) e dos 20 a 29 anos (17,4%), conforme mostra o Gráfico 6.6.

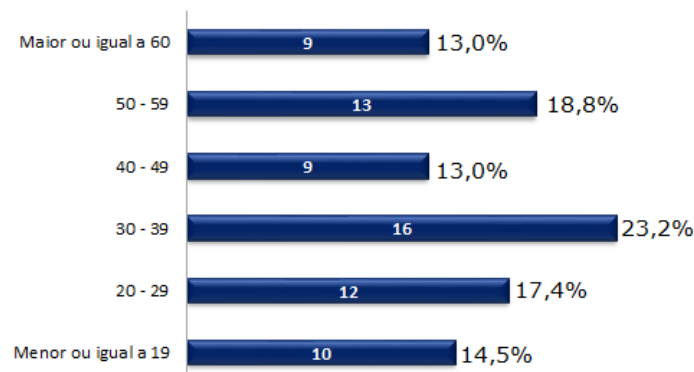


Gráfico 6.6 - Faixa etária dos inquiridos - Vale da Custa (Fonte: elaborado pelo autor).

A maior parte da população entrevistada possui escolaridade a nível do ensino secundário (44,9%), seguida de 37,7% com o ensino básico e, por último, cerca de 17,4% não possui escolaridade, conforme se observa no Gráfico 6.7.

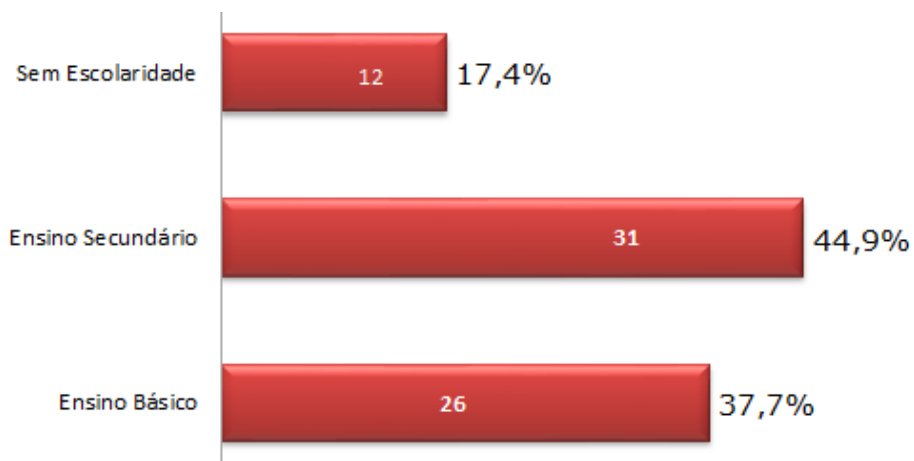


Gráfico 6.7 - Grau da escolaridade dos inquiridos - Vale da Custa (Fonte: elaborado pelo autor).

Quanto à produção de energia de origem renovável, numa amostra de 51 inquiridos, cerca de 64,7% mostra-se satisfeito relativo ao baixo custo no pagamento do consumo energético (Gráfico 6.5), enquanto em relação à produção térmica, num universo de 69 entrevistados, 46,4% partilha dessa opinião (Gráfico 6.8).

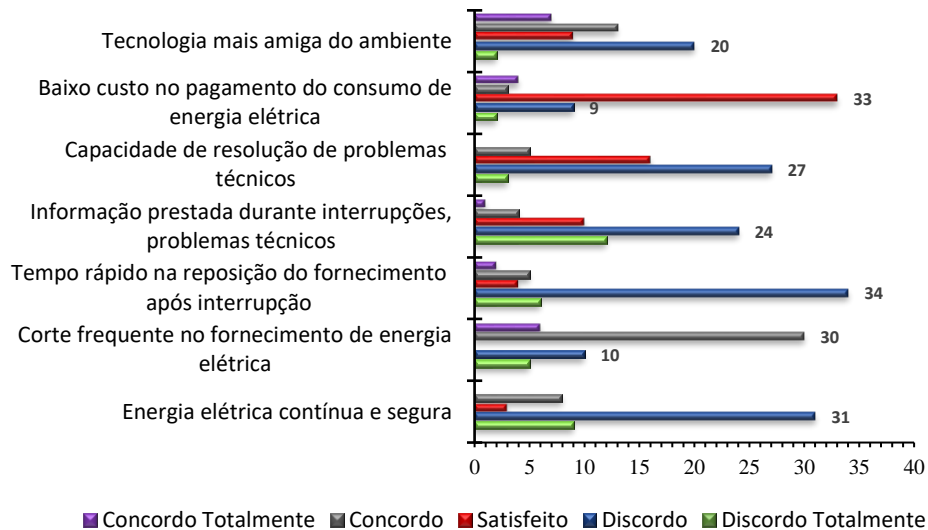


Gráfico 6.8 - Produção renovável (PV+Wind+Diesel com gerador *back-up*) (Fonte: elaborado pelo autor).

Em relação à questão associada à tecnologia mais amiga do ambiente, 39,2% discorda que seja a produção de energia de origem renovável, enquanto 34,8% manifesta a sua concordância de que a produção térmica se apresente mais amiga do ambiente. A maioria dos moradores (60,8%) afirma que a energia elétrica proveniente das fontes renováveis não é contínua e segura. Todavia, 43,5% acredita que a eletricidade produzida pela central termoelétrica é contínua e segura.

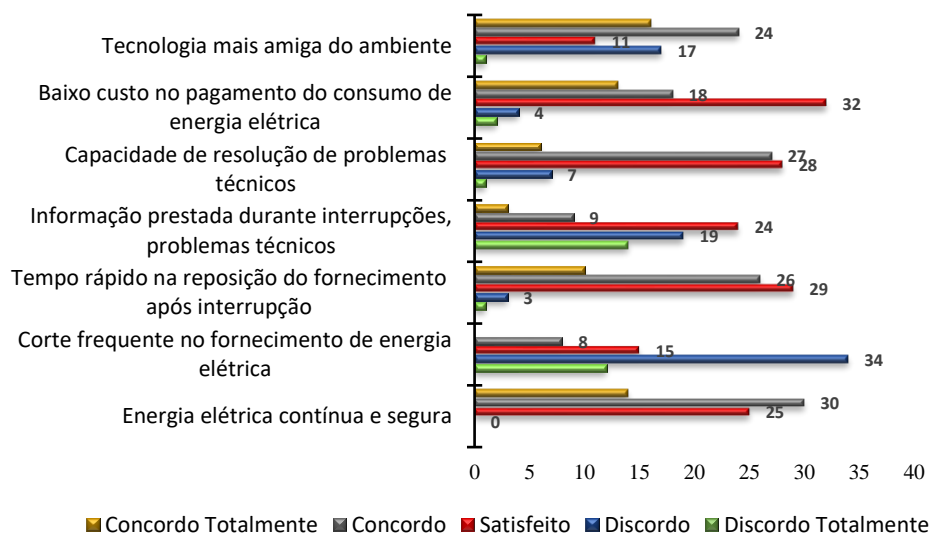


Gráfico 6.9 - Produção térmica (expansão da rede) (Fonte: elaborado pelo autor).

Em resumo, torna-se evidente a necessidade de educar, sensibilizar e consciencializar a população, sobretudo a do meio rural, sobre a problemática ambiental, aliada às fontes energéticas renováveis e limpas. Verifica-se que os moradores do Vale da Costa têm uma baixa perceção dos danos que a queima dos combustíveis fósseis para a produção de eletricidade pode causar ao meio ambiente, através da libertação dos gases poluentes.

6.2 Caso de estudo 2 – Achada Lagoa

6.2.1 Caracterização da aldeia rural

A Achada Lagoa é uma pequena comunidade rural do Município de Tarrafal, na Ilha de Santiago, situada a uma latitude de 15°23' N e longitude de - 23°70' W e com uma população composta por cerca de 20 pessoas. Das 16 casas tradicionais e dispersas, incluindo uma escola primária que atualmente não se encontra em funcionamento, devido a um número reduzido de crianças, apenas 9 são habitadas.



Figura 6.59 - Aldeia rural da Achada Lagoa, Ilha de Santiago (Fonte: Adaptado da Rádio Televisão de Cabo Verde).

É uma zona rural muito encravada e de difícil acesso, com muita água e boa produção agrícola, mas sem estrada para o escoamento dos produtos e verifica-se a inexistência da rede elétrica convencional. Possui grandes potencialidades económicas, sobretudo a nível da agropecuária. Neste

trabalho, propõe-se dimensionar e simular uma micro-central da produção da energia elétrica, com base num sistema híbrido solar fotovoltaica/diesel ou solar fotovoltaica/biogás, visando atender a demanda energética dessa pequena comunidade rural. A simulação e a otimização do sistema são realizadas com o auxílio do software *HOMER Pro*.

6.2.2 Levantamento das necessidades energéticas

Para o dimensionamento do sistema, partindo-se do pressuposto de que cada moradia possui equipamentos eletrodomésticos básicos, torna-se necessário efetuar o levantamento do valor estimado da potência total, conforme os dados apresentados na Tabela 6.60.

Tabela 6.60 - Estimativa da potência e energia elétrica para a Achada Lagoa.

Eletrodoméstico	Quantidade	Potência		Horas de uso [h]	Energia Elétrica [Wh]
		Unitária [W]	Total [W]		
Lâmpadas "LED"	50	7	350	5	1 750
Televisão	9	250	2250	5	11 250
Frigorífico Classe A+	9	150	1350	10	13 500
Rádio	9	6	54	4	216
Total	77	413	4004	24	26 716

Neste sentido, considera-se um consumo energético diário para toda a comunidade na ordem de 26,7 kWh/dia e uma potência total a instalar de cerca de 4,0 kW.

6.2.3 Especificações técnicas dos componentes do sistema

Após a realização de alguns cálculos, chegou-se aos parâmetros técnicos dos componentes do sistema a instalar, conforme se observa na Tabela 6.61.

Tabela 6.61 - Especificações gerais dos componentes do sistema- Achada Lagoa.

Especificação Técnica		Custos (ECV) ^{a)}		
		Capital	Reposição	O&M
GERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO -----		513 780	256 890	5 137 (ECV/ano)
Capacidade fotovoltaico	9,9 kWp			
Tipo de modulo	Amerisolar Policristalino 330 W			
Número de módulos	30			
Inclinação	16º			
Orientação	Sul			
Vida útil	25 anos			
GERADOR a Diesel -----		159 314	159 314	0,159 (ECV/h)
Capacidade avaliado	7,5 kWe			
Combustível	Diesel			
Vida útil	15 000 h			
BATERIA -----		2 521 392	1 260 696	25 213,92 (ECV/ano)
Número bateria (Tensão)	48 Bateria (de 2V)			
Modelo	OPzS Solar 1700 Ah			
Autonomia	3 dias			
INVERSOR -----		261 711	130 855	2 617 (ECV/ano)
Potência nominal	5 kWe			
Tensão input /output	48 V _{cc} / 230 V _{ac}			
Tipo de inversor	Victron Quattro 48V/70 A			
Vida útil	15 anos			
GERADOR a Biogás -----		19 044 420	15 235 540	1 080 (ECV/h)
Capacidade avaliado	2,4 kWe			
Combustível	Biogás			
Vida útil	20 000 h			

^{a)} ECV - escudos cabo-verdianos (moeda local)

6.2.4 Dimensionamento do sistema electroprodutor

O objetivo do dimensionamento do sistema híbrido proposto consiste em simular e analisar, através de estabelecimento de vários cenários, uma microrede renovável fotovoltaica descentralizada, com vista a garantir a eletrificação da aldeia. Ainda, pretende-se encontrar a melhor solução alternativa e equilibrada que atenda os benefícios/impactos económico (ECO), social (SOC) e ambiental (AMB).

Estabelecimento de cenários

Estabeleceram-se alguns cenários para alimentar as cargas da aldeia em estudo, conforme apresentados na Tabela 6.62.

Tabela 6.62 - Cenários propostos para alimentar as cargas da aldeia - Achada Lagoa.

Recursos Tecnológicos	Cenário				
	A	B	C	D	D1
	Gerador Diesel	PV ^{a)} /Gerador Diesel ^{b)}	PV ^{a)} /Bateria	PV ^{a)} /Gerador Biogás ^{c)} /Bateria	PV ^{a)} /Gerador Diesel ^{b)} /Bateria
Capacidade nominal	7,5 kW _e	9,9 kW _e ^{a)} /7,5 kW _e ^{b)}	9,9 kW _e ^{a)}	6,0 kW _e ^{a)} /2,4 kW _e ^{c)}	6,0 kW _e ^{a)} /2,4 kW _e ^{b)}

^{a)} Potência do gerador fotovoltaico; ^{b)} Potência do gerador diesel; ^{c)} Potência do gerador biogás

Ainda, consideraram-se os cenários E e E1, cujas características técnicas dos seus componentes são similares às dos cenários D e D1.

E (aumento no consumo de 12%)	E1 (aumento no consumo de 12%)
PV ^{a)} /Gerador Biogás ^{c)} /Bateria	PV ^{a)} /Gerador Diesel ^{b)} /Bateria
6,5 kW _e ^{a)} /2,4 kW _e ^{c)}	6,0 kW _e ^{a)} /2,4 kW _e ^{b)}

6.2.5 Recursos energéticos

Recurso solar fotovoltaico

De acordo com a Figura 6.60, a GHI apresenta-se um perfil diário da irradiação com uma média de 6,02 kWh/m²/dia.

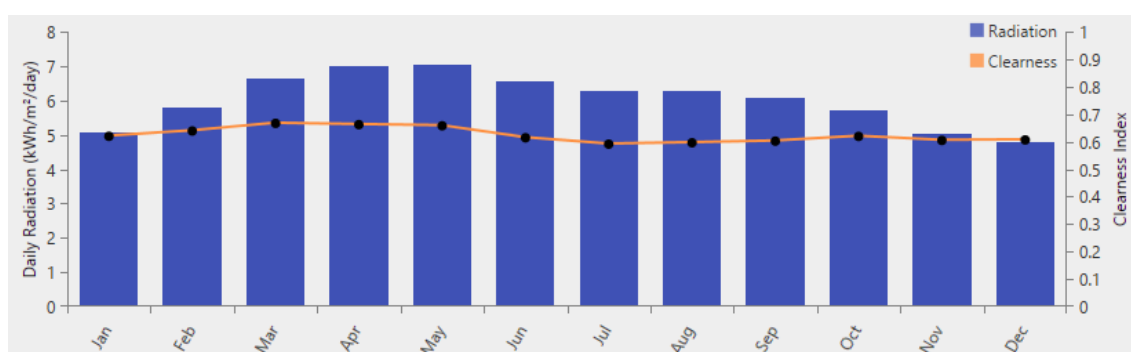


Figura 6.60 - Dados médios mensais da radiação solar global e índice de clareza - Achada Lagoa.

Recurso biomassa

Neste estudo, usa-se o biogás produzido por digestão anaeróbia como combustível para os geradores. O recurso da biomassa utilizado na simulação foi definido em 0,18 ton/dia ao longo do ano (fornecimento constante da biomassa, com vista a gerar biogás (combustível) para o gerador).

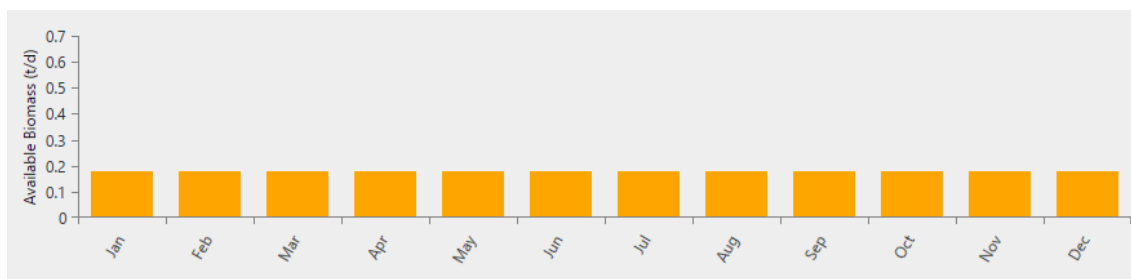


Figura 6.61 - Biomassa disponível, em ton/dia – Achada Lagoa.

A Tabela 6.63 apresenta todos os custos, em moeda local (ECV), associados aos componentes do sistema em que serão inseridos no *HOMER Pro*.

Tabela 6.63 - Custos dos componentes do sistema híbrido proposto para Achada Lagoa.

Componente	Capacidade nominal	Custo [ECV]		
		Capital [ECV]	Substituição	O&M
Gerador	9,9 kW	513 780,00	256 890,00	5 137 [ECV/ano]
Fotovoltaico	6,5 kW	337 330,28	168 664,16	3 372,77 [ECV/ano]
	6 kW	311 381,80	155 690,90	3 113,33 [ECV/ano]
Gerador Diesel	7,5 kW	159 314,00	159 314,00	0,159 [ECV/h]
	2,4 kW	50 980,48	50 980,48	0,050 [ECV/h]
Gerador Biogás	2,4 kW	190 444,20	152 355,40	1,080 [ECV/h]
Bateria Solar	3,59 kWh	2 521 392,00	1 260 696,00	25 213,92 [ECV/ano]
Conversor	5,0 kW	261 711,00	130 855,00	2617 [ECV/ano]

Configuração e otimização do sistema híbrido – Achada Lagoa

Na simulação realizada, estimou-se o diagrama da carga durante um dia para toda a aldeia, em média, de 27,0 kWh/dia, equivalente a 810 kWh/mês e com um pico de potência de 4,1 kW_e. A carga primária, representada na Figura 6.62, tem um período de maior demanda entre as 18h e 20h, atingindo valores compreendidos entre 2,3 kW e 2,0 kW. É nesse horário que a maioria das pessoas se encontra em casa. No período de 00:00 até 07:00 da manhã, o consumo energético é muito baixo, variando de 0,10 kWh a 1,10 kWh.

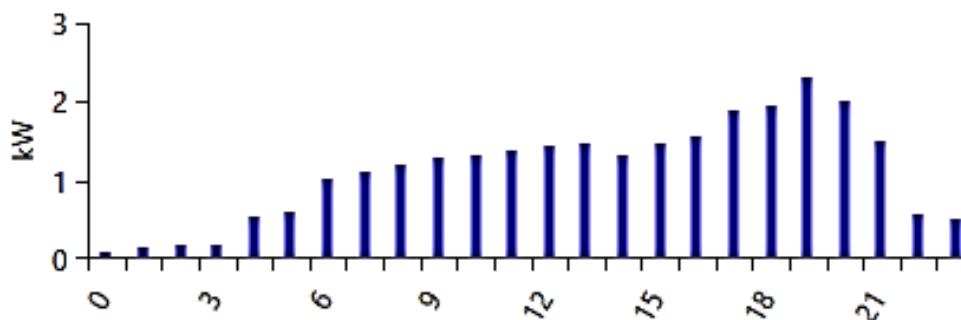


Figura 6.62 - Diagrama da carga diária gerada pelo HOMER Pro – Achada Lagoa.

6.2.6 Resultados e Discussão

Algumas tipologias das configurações simuladas para a área rural em estudo estão representadas na Figura 6.63.

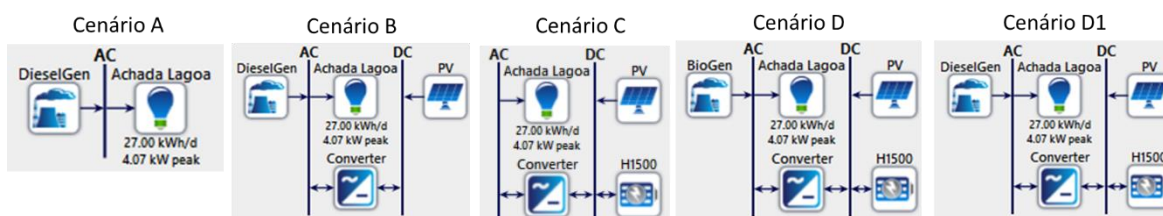


Figura 6.63 - Esquemas das configurações do sistema híbrido simulado

Resultados da simulação – Cenário A: Gerador Diesel

A Figura 6.64 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

Architecture		Cost			System			DieselGen			
DieselGen (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (\$/yr)	Fuel Cost (\$/yr)
7.50	\$8.22M	\$72.01	\$695,875	\$159,314	0	7,993	8,759	16,922	7,993	1,393	685,803

Figura 6.64 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário A.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.64.

Tabela 6.64 - Parâmetros elétricos - Cenário A.

Energia produzida [kWh/ano]	16 922
Energia consumida [kWh/ano]	9855
	continua...

Energia produzida em excesso [kWh/ano]	7067
Porcentagem de energia em excesso [%]	41,8
Fração de energia renovável [%]	-
Combustível consumido (L/ano)	7993

Nota-se que 41,8% da energia produzida não é utilizada. Tal se deve ao facto do gerador alimentado a combustível diesel, quando em operação, consegue suprir toda a demanda da carga. De acordo com a Figura 6.65, pode-se observar a presença de uma fração constante da energia produzida pelo gerador diesel que opera 8.579 horas, por ano, consumindo cerca de 7993 litros de combustível.

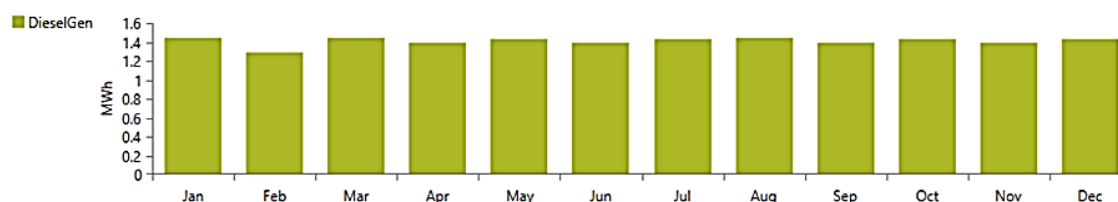


Figura 6.65 - Produção energética média mensal do gerador diesel – Cenário A.

Na Tabela 6.65, apresentam-se os custos gerais do sistema durante a sua vida útil (25 anos). Destaca-se o custo muito elevado da energia (72,01 ECV/kWh), justificado pelo facto da permanente e contínua compra de combustível para alimentar o gerador elétrico.

Tabela 6.65 - Parâmetros económicos – Cenário A.

Investimento inicial [ECV]	8 217 734,00
Custo de energia [ECV/kWh]	72,01
Custo total do sistema [ECV]	8 217 734,00

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.66 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 20.882 kg, por ano, ou seja, cerca de 52,21 kg/dia.

Tabela 6.66 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário A (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	20 882
Monóxido de carbono	CO	158
Hidrocarbonetos não queimado	HC	7,75
Material particulado	MP	9,58
Dióxido de enxofre	SO ₂	51,2
Óxidos de nitrogénio	NO _x	180

Comportamento Geral do Sistema

Em relação ao comportamento do gerador a diesel, pela análise do mapa do consumo de combustível apresentado na Figura 6.66, observa-se que no horário compreendido entre as 19:00 e 22:00, o consumo do combustível é significativo/intenso. Tal se justifica pelo facto das cargas serem alimentadas a 100% pelo gerador diesel.

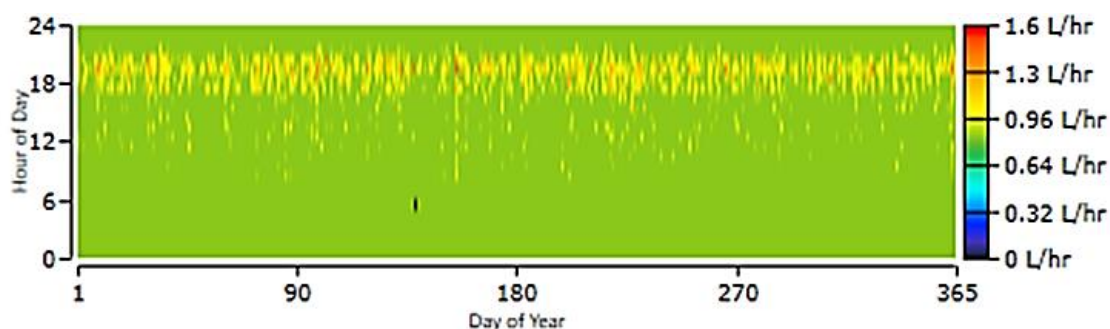


Figura 6.66 - Mapa de consumo do combustível pelo gerador – Cenário A.

Resultados da simulação – Cenário B: PV/Gerador Diesel

A Figura 6.67 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada, em termos do custo-benefício, para a situação em referência.

Architecture	Cost				System			DieselGen			
DieselGen (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (\$/yr)	Fuel Cost (\$/yr)
7.50	\$8.22M	\$72.01	\$695,875	\$159,314	0	7,993	8,759	16,922	7,993	1,393	685,803

Figura 6.67 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário B.

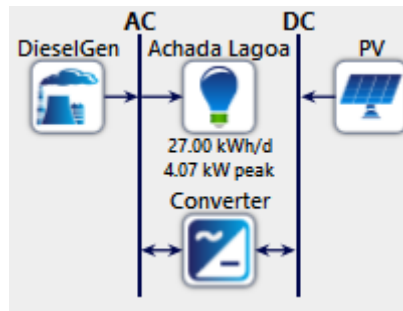


Figura 6.68 - Configuração do sistema referente ao cenário B.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.67.

Tabela 6.67 - Parâmetros elétricos - Cenário B.

Energia produzida [kWh/ano]	33 604
Energia consumida [kWh/ano]	9855
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	23 713
Percentagem de energia em excesso [%]	70,6
Fração de energia renovável [%]	-
Combustível consumido (L/ano)	7472

Este sistema tem uma elevada penetração renovável, o suficiente para causar problemas na estabilidade da microrede. A adição de um sistema de armazenamento (banco de baterias) pode ajudar a ultrapassar os aludidos problemas. De acordo com a Figura 6.69, é possível observar uma certa constância da energia produzida pelo gerador diesel que opera 8225 horas, por ano, consumindo cerca de 7472 litros de combustível.

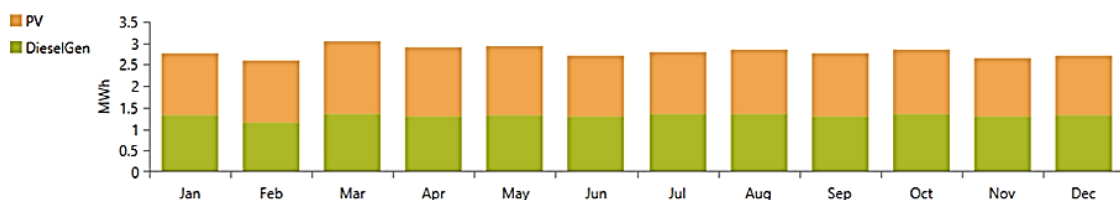


Figura 6.69 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário B.

A produção energética de cada componente está ilustrada na Tabela 6.68. Durante o dia, a luz solar fornece 53,1% da energia necessária. À noite, o grupo gerador opera em 46,9% da sua capacidade, fornecendo 100% da energia à população.

Tabela 6.68 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário B (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	17 832	53,1
Gerador diesel	15 772	46,9
Total	33 604	100,0

Na Tabela 6.69, apresentam-se os custos gerais do sistema durante a sua vida útil. Regista-se um custo muito elevado da eletricidade na ordem de 75,08 ECV/kWh.

Tabela 6.69 - Parâmetros económicos – Cenário B.

Custo da energia [ECV/kWh]	75,08
Custo total do sistema [ECV]	8 568 786,00

A Figura 6.70 ilustra o custo atual líquido por componente durante o seu tempo de vida útil do sistema em que os custos mais elevados recaem no gerador diesel, representando cerca de 89,76 % do custo total do sistema.

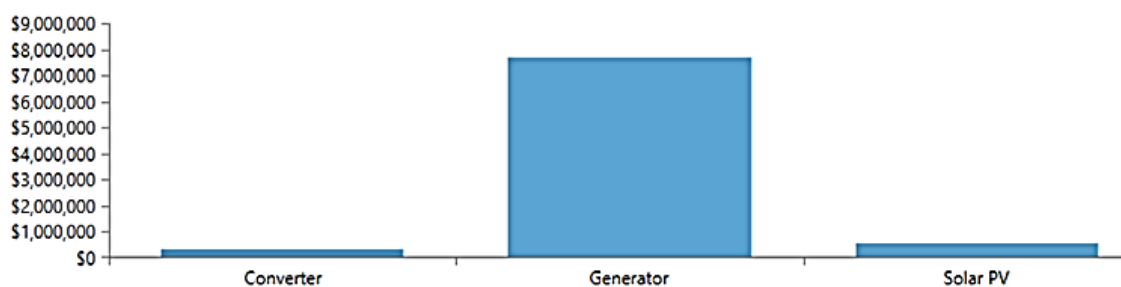


Figura 6.70- Custo atual líquido por categoria – Cenário B.

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.70 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 19.520 kg por ano, ou seja, cerca de 53,47 kg/dia.

Tabela 6.70 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário B (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	19 520
Monóxido de carbono	CO	148

continua...

Hidrocarbonetos não queimado	HC	5,38
Material particulado	MP	8,95
Dióxido de enxofre	SO ₂	47,9
Óxidos de nitrogénio	NO _x	168

Resultados da simulação – Cenário C: PV/Bateria

A Figura 6.71 mostra, de forma sintética, os resultados da solução otimizada em termos do custo-benefício para a situação em referência.

Architecture				Cost				System	
PV (kW)	H1500	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
9.90	48	5.00	\$3.69M	\$32.33	\$33,946	\$3.30M	100	0	

Figura 6.71 - Solução otimizada gerada pelo HOMER referente ao cenário C.

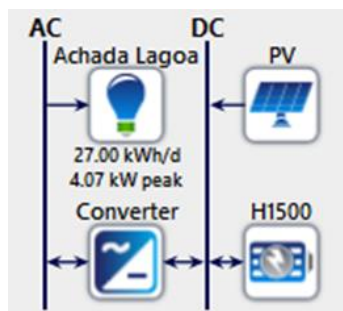


Figura 6.72 - Configuração do sistema referente ao cenário C.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.71.

Tabela 6.71 - Parâmetros elétricos - Cenário C.

Energia produzida [kWh/ano]	17 832
Energia consumida [kWh/ano]	9855
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	6713
Percentagem de energia em excesso [%]	37,6
Fração de energia renovável [%]	100

De acordo com a Figura 6.73, observa-se que toda a energia consumida pela carga comunitária é produzida pelo gerador fotovoltaico.

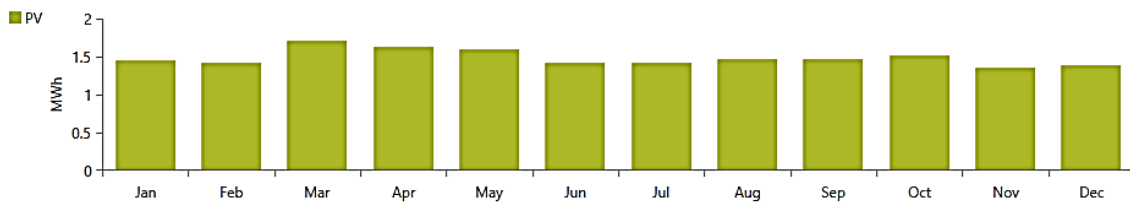


Figura 6.73 - Produção energética média mensal do gerador fotovoltaico – Cenário C.

Na Tabela 6.72, estão apresentados os custos gerais do sistema durante a sua vida útil. Destaca-se o custo de eletricidade na ordem de 32,33 ECV/kWh. Como era de se esperar, as emissões anuais dos poluentes são nulas.

Tabela 6.72 - Parâmetros económicos – Cenário C.

Custo da energia [ECV/kWh]	32,33
Custo total do sistema [ECV]	3 689 987,56

Na Figura 6.74, observa-se um resumo do custo atual líquido do sistema durante o seu tempo de vida útil. Os custos mais elevados recaem na bateria solar, representando cerca de 76,24% do custo total do sistema.

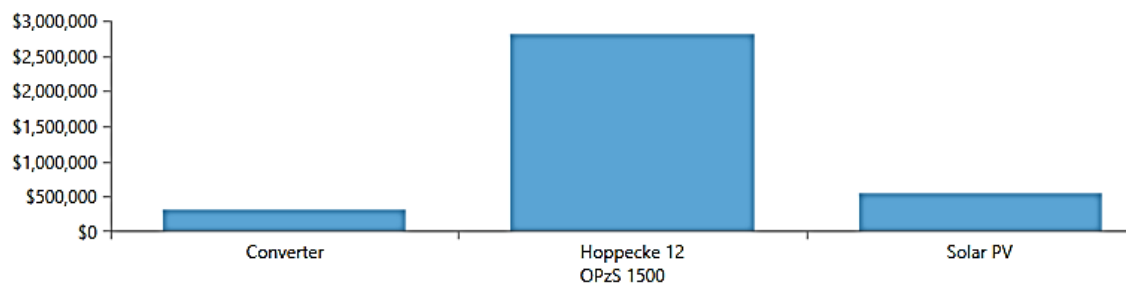


Figura 6.74 - Custo atual líquido por categoria – Cenário C.

Resultados da simulação – Cenário C1: PV/Bateria

Neste cenário, prevê-se, a partir do consumo energético de 27,0 kWh/d, um aumento de 12% a 44%, de modo a averiguar até que ponto o sistema responderia às necessidades energéticas da aldeia, conforme ilustram a Figura 6.75 e a Tabela 6.73.

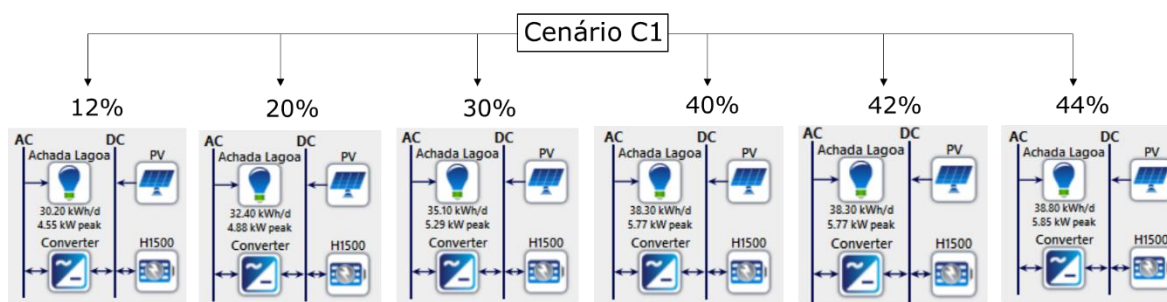


Figura 6.75 - Esquemas das configurações do cenário C1 com previsões no aumento do consumo energético.

Tabela 6.73 - Estimativa do aumento do consumo da energia elétrica.

		Consumo energético diário (kWh/dia)	
		Cenário C1 (PV/Bateria)	27,0
Aumento do consumo da energia elétrica	12%		30,2
	20%		32,4
	30%		35,1
	40%		37,8
	42%		38,3
	44%		38,9
	45%		39,2

Das configurações simuladas, obtêm-se os resultados apresentados nas Tabelas a seguir.

Tabela 6.74 - Resultados da simulação relativos às estimativas das energias produzida e consumida.

Indicador/Cenário C1	PV/Bateria (Previsões no aumento do consumo energético)					
	12%	20%	30%	40%	42%	44%
Energia produzida [kWh/ano]	17 832	17 832	17 832	17 832	17 832	17 832
Energia consumida [kWh/ano]	11 022	11 826	12 811	13 794	13 976	14 158
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	5387	4473	3352	2241	2038	1835
Porcentagem de energia em excesso [%]	30,2	25,1	18,8	12,6	11,4	10,3
Fração de energia renovável [%]	100	100	100	100	100	100

Tabela 6.75 - Resultados da simulação relativos aos custos estimativos do sistema.

		PV/Bateria (Previsões no aumento do consumo energético)					
		12%	20%	30%	40%	42%	44%
Custo da energia	[ECV/kWh]	17,89	26,94	24,87	23,1	22,8	31,09
	[€/kWh]	0,16	0,24	0,23	0,21	0,21	0,28
	[ECV]	2 283 300	3 689 988	3 689 988	3 689 988	3 689 988	5 096 676

Custo total do sistema	[€]	20 707	33 465	33 465	33 465	33 465	46 222
------------------------	-----	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Havendo um aumento do consumo energético de 45% equivalente a 39,15 kWh/dia, o *HOMER Pro* não consegue encontrar um sistema otimizado que atenda à carga comunitária, conforme se mostra na Figura 6.76.

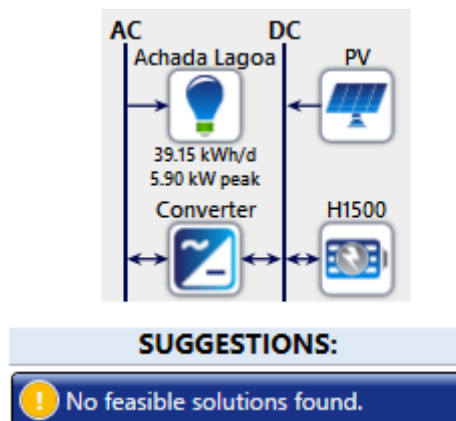


Figura 6.76 - Esquema da configuração do sistema com 45% de aumento do consumo energético.

Para ultrapassar este problema, seria necessário adicionar um gerador *backup* e/ou mais capacidade de geração fotovoltaica.

Resultados da simulação – Cenário D: PV/Gerador Biogás/Bateria

Na configuração deste cenário, assumiu-se que a capacidade nominal do gerador fotovoltaico é de 6,0 kW_e, ao invés de 9,9 kW - inicialmente dimensionado - de tal modo que, ao inserir e simular o gerador a biogás no *HOMER Pro*, possa contribuir para a produção da eletricidade, face à intermitência da tecnologia solar fotovoltaica.

Atendendo que a potência elétrica estimada do gerador alimentado a biogás, obtida a partir da codigestão anaeróbia dos materiais orgânicos biodegradáveis (estrumes dos animais e restos alimentares), é de 1,64 kW, considerou-se um gerador a biogás de 2,4 kW (3 kVA), em que os custos³⁹ do investimento, da reposição e da O&M foram na ordem de 190.444,2 ECV, 152.355,4 ECV e 1,08 ECV/hora, respetivamente.

No processo da otimização, o *HOMER* simula o sistema híbrido PV/biogás/bateria (Figura 6.77), com vista a satisfazer um pico de carga de

³⁹ Fonte de consulta: Indianmart, MJ Automation

4,0 kW, atendendo que na área do estudo, o consumo estimado de cargas domésticas é de 27,0 kWh/dia. Ainda, assumiu-se uma taxa de descontos anual de 8% e um tempo da vida do projeto de 25 anos.

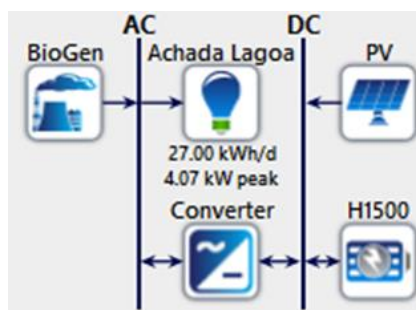


Figura 6.77 - Configuração do sistema referente ao cenário D.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.76.

Tabela 6.76 - Parâmetros elétricos - Cenário D.

Energia produzida [kWh/ano]	12 350
Energia consumida [kWh/ano]	9855
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	1474
Percentagem de energia em excesso [%]	11,9
Fração de energia renovável [%]	100

Dos resultados obtidos na Tabela 6.77, o sistema fotovoltaico de 4,0 kWp corresponde a 87,5% da produção de eletricidade, equivalente a 10.807 kWh/ano. Enquanto o gerador biogás de 2,4 kW produz a parte restante da eletricidade, cerca de 12,5%, correspondente a 1543 kWh/ano, atendendo um consumo da biomassa de 65,2 ton/ano. O excesso da eletricidade de 1474 kWh.ano⁻¹ é produzido pelo sistema otimizado da energia, com uma fração renovável de 100% de atendimento às cargas.

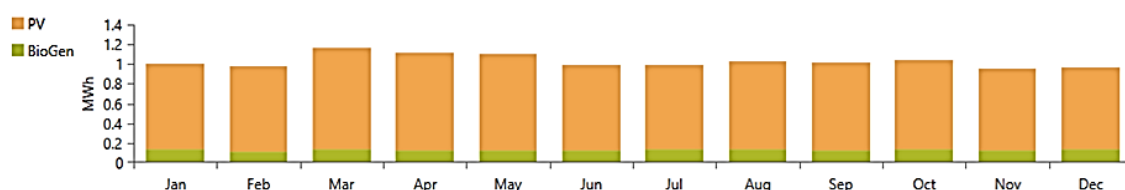


Figura 6.78 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário D.

Tabela 6.77 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário B
(Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	10 807	87,5
Gerador biogás	1543	12,5
Total	12 350	100,0

Na Tabela 6.78, apresentam-se os custos gerais do sistema durante a sua vida útil. O custo inicial, o custo atual líquido (NPC) total e o custo da eletricidade (COE) são de 3.284.929,00 ECV, 3.656.090,00 ECV e 32,04 ECV.kWh⁻¹, respetivamente.

Tabela 6.78 - Parâmetros económicos – Cenário D.

Custo da energia [ECV/kWh]	32,04
Custo total do sistema [ECV]	3 656 090,00

Conforme se observa na Figura 6.79, os custos mais elevados recaem na bateria solar, representando cerca de 76,95 % do custo total do sistema.

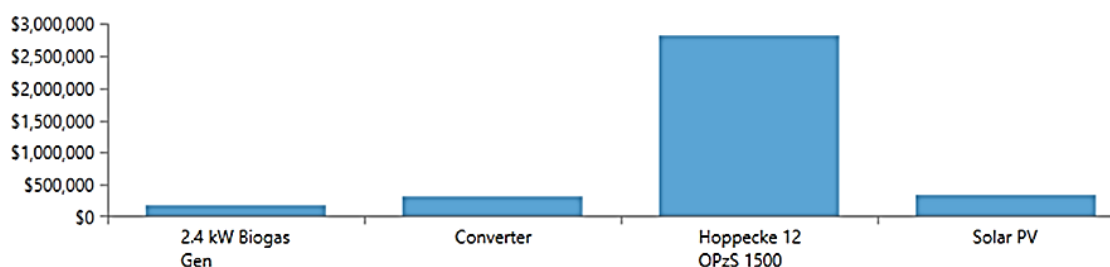


Figura 6.79 - Custo atual líquido por categoria – Cenário D.

Resultados da simulação – Cenário D1: PV/Gerador Diesel/Bateria

Na configuração deste cenário (Figura 6.80), as características técnicas e os custos dos componentes, tais como gerador fotovoltaico e bateria, mantiveram-se, à semelhança do cenário D. Inseriu-se um gerador de 2,4 kW_e, alimentado a diesel, cujos custos de investimento/capital, da substituição e da O&M são na ordem de 50.980,48 ECV, 50.980,48 ECV e 0.050 ECV/hora, respetivamente.

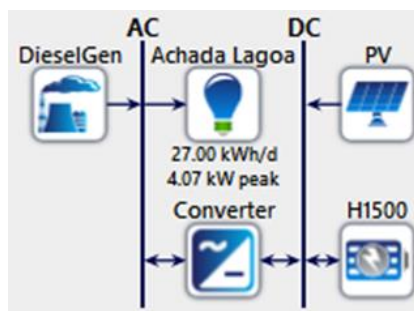


Figura 6.80 - Configuração do sistema referente ao cenário D1.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.79.

Tabela 6.79 - Parâmetros elétricos - Cenário D1.

Energia produzida [kWh/ano]	11 170
Energia consumida [kWh/ano]	9855
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	156
Percentagem de energia em excesso [%]	1,40
Fração de energia renovável [%]	96,7

Dos resultados obtidos na Tabela 6.80, o sistema fotovoltaico de 4,0 kWp corresponde a 96,7% da produção de eletricidade, equivalente a 10.807 kWh/ano. Enquanto o gerador diesel de 2,4 kW_e produz a parte restante da eletricidade, cerca de 3,3%, correspondente a 363 kWh/ano, atendendo um consumo de diesel de 158 litro/ano. O excesso de eletricidade de 156 kWh.ano⁻¹.

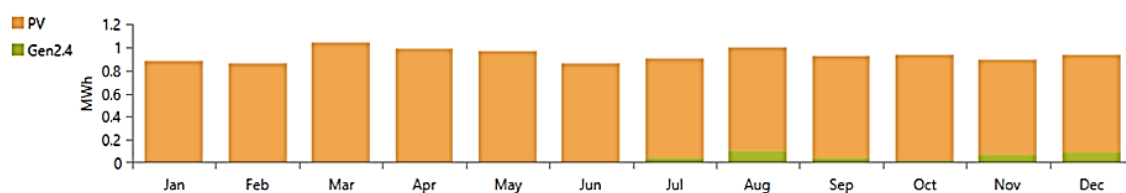


Figura 6.81 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário D1.

Quando o nível da carga das baterias estiver baixo, aciona-se o gerador, com vista a mantê-las carregadas.

Tabela 6.80 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário D1 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	10 807	96,7
Gerador diesel	363	3,3
Total	11 170	100,0

Na Tabela 6.81 estão apresentados os custos gerais do sistema durante a sua vida útil. O custo inicial, o custo atual líquido (NPC) total e o custo da eletricidade (COE) são de 3.145.465,28 ECV, 3.672.308,00 ECV e 32,19 ECV.kWh⁻¹, respectivamente.

Tabela 6.81 - Parâmetros económicos – Cenário D1.

Custo da energia [ECV/kWh]	32,19
Custo total do sistema [ECV]	3 672 308,00

Conforme se observa na Figura 6.82, os custos mais elevados recaem na bateria solar, representando cerca de 76,61 % do custo total do sistema.

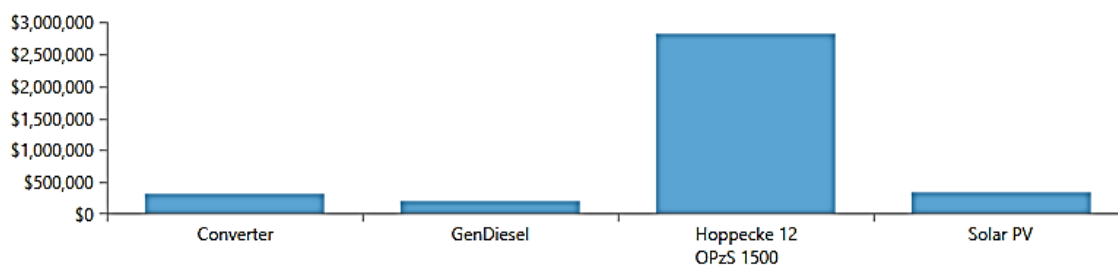


Figura 6.82 - Custo atual líquido por categoria – Cenário D1.

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.82. O gás com maior representatividade é o CO₂, com cerca de 412 kg/ano (1,12 kg/dia), visto que está relacionado com a predominância no uso do combustível fóssil.

Tabela 6.82 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário D1 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	412
Monóxido de carbono	CO	3,11

continua...

Hidrocarbonetos não queimado	HC	0,113
Material particulado	MP	0,189
Dióxido de enxofre	SO ₂	1,01
Óxidos de nitrogénio	NO _x	3,54

Resultados da simulação – Cenário E: PV/Gerador Biogás/Bateria

Com um aumento na demanda da carga em 12% e mantendo a capacidade do gerador a biogás de 2,4 kW_e e a do fotovoltaico de 6,0 kWp, o *HOMER Pro* não consegue encontrar uma solução otimizada que atenda tal demanda, conforme mostra a Figura 6.83.

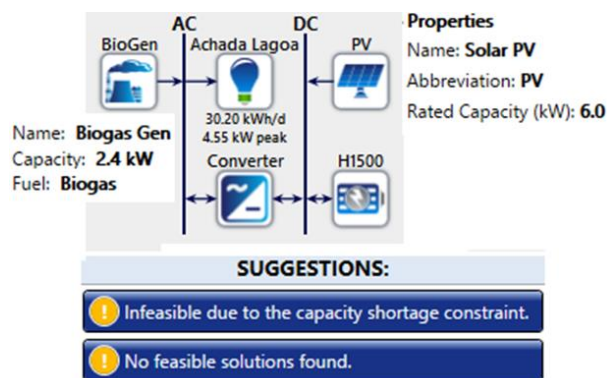


Figura 6.83 - Configuração do sistema referente ao cenário E.

Contudo, se a capacidade do gerador fotovoltaico for aumentada, no mínimo para 6,5 kWp, o sistema consegue dar resposta à demanda.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento desse sistema são ilustrados na Tabela 6.83.

Tabela 6.83 - Parâmetros elétricos - Cenário E.

Energia produzida [kWh/ano]	13 250
Energia consumida [kWh/ano]	11 023
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	1065
Percentagem de energia em excesso [%]	8,04
Fração de energia renovável [%]	100

Dos resultados obtidos da Tabela 6.84, o sistema fotovoltaico de 6,5 kWp corresponde a 88,4% da produção de eletricidade, equivalente a 11.708 kWh/ano. Já o gerador biogás de 2,4 kW_e produz a parte restante da

eletricidade, cerca de 11,6%, correspondente a 1542 kWh/ano, atendendo um consumo de biomassa de 65,2 ton/ano. O excesso da eletricidade é de 1065 kWh.ano⁻¹.

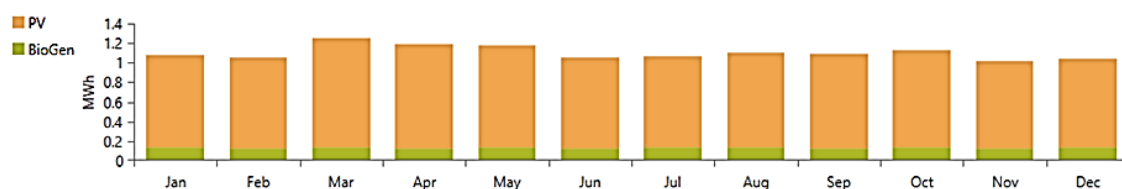


Figura 6.84 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário E.

Tabela 6.84 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário E (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	11 708	88,4
Gerador biogás	1542	11,6
Total	13 250	100,0

Na Tabela 6.85, apresenta-se os custos gerais do sistema durante a sua vida útil. O custo inicial, o custo atual líquido (NPC) total e o custo de eletricidade (COE) são de 3.310.877,48 ECV, 2.620.214,00 ECV e 20,53 ECV.kWh⁻¹, respetivamente.

Tabela 6.85 - Parâmetros económicos – Cenário E.

Custo da energia [ECV/kWh]	20,53
Custo total do sistema [ECV]	2 620 214,00

Importa referir que, havendo um acréscimo da capacidade fotovoltaica até 9,9 kW_e, o *HOMER Pro* mostra que a solução otimizada, em termos do custo-benefício, seria aquela sem a presença do gerador (Figura 6.85). Porém, esta situação pode revelar-se crítica, tendo em conta a intermitência da energia solar fotovoltaica e o gerador a biogás ajudaria a satisfazer as necessidades energéticas da comunidade.

	PV (kW)	BioGen (kW)	H1500	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Initial capital (\$)	Total Fuel (tons/yr)	Hours	Production (kWh)
	9.90		48	5.00	\$3.69M	\$28.91	\$3.30M	0		
	9.90	2.40	48	5.00	\$3.88M	\$30.37	\$3.49M	65.2	725	1,542

Figura 6.85 - Solução otimizada referente ao cenário E com PV de 9,9 kW_p.

Chegou-se à conclusão de que o gerador fotovoltaico com uma capacidade na ordem de 7 kW_p pode atender a demanda da carga da aldeia.

Resultados da simulação – Cenário E1: PV/Gerador Diesel/Bateria

A configuração deste cenário está representada na Figura 6.86.

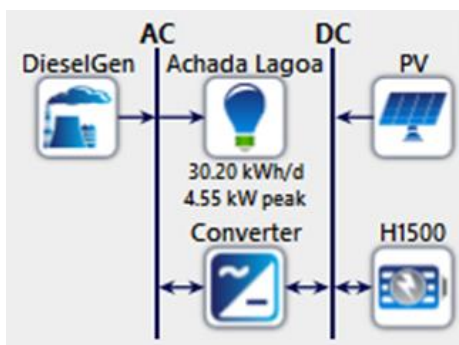


Figura 6.86 - Configuração do sistema referente ao cenário E1.

Os parâmetros elétricos alusivos ao funcionamento do sistema são ilustrados na Tabela 6.86.

Tabela 6.86 - Parâmetros elétricos - Cenário E1.

Energia produzida [kWh/ano]	12 425
Energia consumida [kWh/ano]	11 022
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	13,1
Porcentagem de energia em excesso [%]	0,10
Fração de energia renovável [%]	85,3

Dos resultados obtidos da Tabela 6.87, o sistema fotovoltaico de 6,0 kW_p corresponde a 87,0% da produção de eletricidade, equivalente a 10.807 kWh/ano. Já o gerador diesel de 2,4 kW_e produz a parte restante da eletricidade, cerca de 13,0%, correspondente a 1618 kWh/ano, atendendo

um consumo de diesel de 545 litro/ano. O excesso da eletricidade é de 13,1 kWh.ano⁻¹.

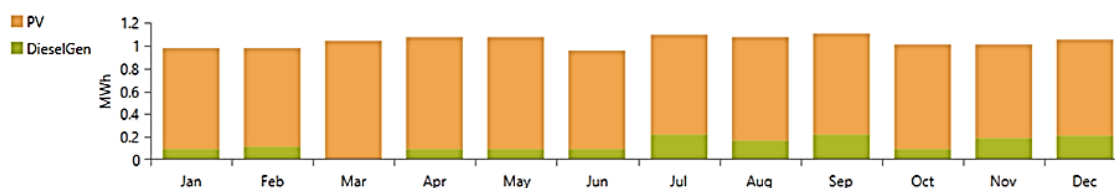


Figura 6.87 - Produção energética média mensal de cada componente – Cenário E1.

Tabela 6.87 - Quantidade da energia proveniente de cada componente – Cenário E1 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Componente	Produção [kWh/ano]	Fração (%)
PV	10 807	87,0
Gerador diesel	1318	13,0
Total	12 425	100,0

Na Tabela 6.88 estão apresentados os custos gerais do sistema durante a sua vida útil. O custo atual líquido (NPC) total e o custo de eletricidade (COE) são de 4.062.322,00 ECV e 31,83 ECV.kWh⁻¹, respetivamente.

Tabela 6.88 - Parâmetros económicos – Cenário E1.

Custo da energia [ECV/kWh]	31,83
Custo total do sistema [ECV]	4 062 322,00

As emissões anuais dos poluentes estão representadas na Tabela 6.89 em que o gás CO₂ se destaca com uma emissão de 1423 kg, por ano, ou seja, cerca de 3,89 kg/dia.

Tabela 6.89 - Quantidade das emissões dos poluentes por ano – Cenário E1 (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados de HOMER).

Poluentes	Fórmula Química	Emissões (kg/ano)
Dióxido de carbono	CO ₂	1423
Monóxido de carbono	CO	10,8
Hidrocarbonetos não queimado	HC	0,392
Material particulado	MP	0,652
Dióxido de enxofre	SO ₂	3,49
Óxidos de nitrogénio	NO _x	12,2

6.2.6.1 Resumo dos resultados dos cenários

Um resumo dos resultados referentes aos cenários estabelecidos nas vertentes elétrica, económica e ambiental é apresentado nas Tabelas a seguir.

Tabela 6.90 - a) Resumo dos indicadores elétricos – Cenários A, B, C, D, D1, E, E1.

Indicador/Cenário	A	B	C	D	D1
	Gerador Diesel	PV/Gerador Diesel	PV/Bateria	PV/Bateria/BioGen (3kVA)	PV/Bateria/DieselGen (3kVA)
Energia total produzida [kWh/ano]	16 922	33 604	17 832	12 350	11 170
Energia consumida [kWh/ano]	9855	9855	9855	9855	9853
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	7067	23 713	6713	1474	156
Percentagem de energia em excesso [%]	41,8	70,6	37,6	11,9	1,4
Fração de energia renovável [%]	-	53,1	100	100	96,3
Combustível consumido (L/ano) ou (ton/ano)	7993	7472	-	65,2	158
Operação do gerador (h/ano)	8759	8225	-	714	466
Produção de energia elétrica [kWh/ano]	16 922 ^{a)}	17 832 ^{b)} 15 772 ^{c)}	17 832 ^{d)}	10 807 ^{e)} 1543 ^{f)}	10 807 ^{g)} 363 ^{h)}

Legenda (produção energética em termos percentuais):

Gerador a diesel: ^{a)} 100%; ^{c)} 46,9%; ^{h)} 3,3% e ^{l)} 13,0%; PV: ^{b)} 53,1%; ^{d)} 100%; ^{e)} 87,5; ^{g)} 96,7%; ⁱ⁾ 88,4% e ^{k)} 87,0%; gerador a biogás: ^{f)} 12,5% e ^{j)} 11,6%

Indicador/Cenário	Aumento do consumo diário de energia em 12%	
	E	E1
	PV/Bateria/BioGen	PV/Bateria/DieselGen
Energia total produzida [kWh/ano]	13 249	12 425
Energia consumida [kWh/ano]	11 023	11 022
Energia produzida em excesso [kWh/ano]	1065	13,1
Percentagem de energia em excesso [%]	8,04	0,10
Fração de energia renovável [%]	100	85,3
Combustível consumido (L/ano) ou (ton/ano)	65,2	545
Operação do gerador (h/ano)	725	712
Produção de energia elétrica [kWh/ano]	11 708 ⁱ⁾ 1542 ^{j)}	10 807 ^{k)} 1618 ^{l)}

Tabela 6.91 - b) Resumo dos parâmetros económicos – Cenários A, B, C, D, D1, E, E1.

Custo/Cenário	Moeda	A	B	C	D	D1
		Gerador Diesel	PV/Gerador Diesel	PV/Bateria	PV/Bateria/BioGen (3kVA)	PV/Bateria/DieselGen (3kVA)
Custo de energia	[ECV/kWh]	72,01	75,08	32,33	32,04	32,19
	[€/kWh]	0,65	0,68	0,29	0,29	0,29
Custo total do sistema	[ECV]	8 217 734	8 568 786	3 689 988	3 656 090	3 672 308
	[€]	74 527	77 711	33 465	33 157,30	33 304,38

Custo/Cenário	Moeda	Aumento do consumo diário de energia em 12%	
		E	E1
		PV/Bateria/BioGen	PV/Bateria/DieselGen
Custo de energia	[ECV/kWh]	20,53	31,83
	[€/kWh]	0,19	0,29
Custo total do sistema	[ECV]	2 620 214	4 062 322
	[€]	23 762,88	36 841,45

Tabela 6.92 - c) Resumo da quantidade das emissões dos poluentes – Cenários A, B, C, D, D1, E, E1.

Poluente/Cenário	Emissões (kg/ano)				
	A	B	C	D	D1
	Gerador Diesel	PV/Gerador Diesel	PV/Bateria	PV/Bateria/Gerador Biogás	PV/Bateria/Gerador Diesel
Dióxido de carbono	20 882	19 520	/	11,70	412,0
Monóxido de carbono	158	148	/	0,13	3,11
Hidrocarbonetos não queimado	5,75	5,38	/	0,00	0,11
Material particulado	9,58	8,95	/	0,00	0,19
Dióxido de enxofre	51,20	47,90	/	0,00	1,01
Óxidos de nitrogénio	180	168	/	0,0814	3,54

Poluente/Cenário	Emissões (kg/ano)	
	E	E1
	PV/Bateria/Gerador Biogás	PV/Bateria/Gerador Diesel
Dióxido de carbono	11,70	1423
Monóxido de carbono	0,13	10,80
Hidrocarbonetos não queimado	0,00	0,39
Material particulado	0,00	0,65
Dióxido de enxofre	0,00	3,49
Óxidos de nitrogénio	0,0814	12,20

6.2.6.2 Conclusão

A Achada Lagoa possui boas condições naturais para a implementação de um sistema PV. Apresenta-se uma radiação média anual de 6,01 kWh/m²/d. A análise dos impactos ambientais é realizada, através da redução das emissões do gás CO₂ e da fração da energia proveniente das fontes renováveis (LIU et al., 2011). Os combustíveis da biomassa, enquanto substitutos dos fósseis, trazem os benefícios concernentes à redução de custos e às emissões dos GEE. Tendo menores níveis da degradação atmosférica, em comparação aos combustíveis fósseis, a queima do biogás, também, gera parte dos poluentes.

Os cenários D e têm o mesmo nível de emissões dos poluentes, em virtude da mesma quantidade do consumo de biogás no valor de 65,2 ton/ano. Pode-se verificar que nos referidos cenários em que se têm geradores alimentados a biogás, a quantidade da emissão anual de CO₂ é muito inferior, em relação aos restantes em que se têm geradores alimentados a diesel. Para a avaliação dos impactos sociais (associados ao custo de eletricidade), económicos (custo total do sistema) e ambientais (emissão de CO₂), foram adotados pressupostos de escolha na solução viável, conforme ilustra a Tabela 6.93.

Tabela 6.93 - Escolha dos critérios da avaliação dos impactos sociais, económicos e ambientais - Achada Lagoa (elaborado pelo autor).

Cenário	Impacto Económico	Impacto Social	Impacto Ambiental
	NPC ^{a)} (solução otimizada)	COE ^{b)} (solução otimizada)	Emissão de GEE ^{c)} (solução otimizada)
A	⊗	⊗	⊗
B	⊗	⊗	⊗
C	⊗	⊗	⊗
D	⊗	⊗	⊗
D1	⊗	⊗	⊗
E	⊙	⊙	⊙
E1	⊗	⊗	⊗

Legenda: ^{a)}NPC - Net Present Cost (Valor Presente Líquido); ^{b)}COE - Cost of Energy (Custo de energia elétrica); ^{c)} Gases de Efeito Estufa

A escolha da opção tecnológica alternativa que visaria satisfazer a demanda, obedecendo aos pressupostos adotados, é aquela cujos indicadores energéticos relacionados com os impactos apresentam resultados otimizados. Assim sendo, para o caso em estudo, dos cenários propostos e simulados, pode-se concluir que o cenário E (PV/Biogás/Bateria) seria aquele

que melhor solução alternativa e sustentável ofereceria à comunidade, quanto ao fornecimento da energia elétrica. No referido cenário, o custo da energia é de 20,53 ECV/kWh (0,19 €/kWh) e com uma emissão de 11,70 kg de CO₂/ano.

6.2.7 Projeto Eletrificação Rural para a Achada Lagoa

O projeto “*Energia e Desenvolvimento Sustentável das Comunidades*” (EDSC) enquadra-se no âmbito do Projeto de Eficiência Energética em Edifícios e Equipamentos, implementado pela DNICE de Cabo Verde e financiado pelo Fundo Global para o Ambiente e pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. Este projeto EDSC tem como objetivo promover a eficiência energética e o acesso à luz elétrica às famílias das comunidades da Achada Lagoa e da Lagoa, ambas no concelho do Tarrafal, Iha de Santiago. Em julho de 2020, instalaram-se kits fotovoltaicos em 15 habitações que fornecem energia gratuita a 15 das famílias carenciadas que vivem nessas comunidades. Em Achada Lagoa, beneficiaram-se 8 casas e em Lagoa apenas 7.



Figura 6.88 - Instalação de kits solares fotovoltaicos (Fonte: Centro de Energias Renováveis e Manutenção Industrial, CERMI).

Cada sistema fotovoltaico é composto por dois painéis, a cada de 275 W_p, perfazendo um total de 550 W_p, duas baterias, cada uma de 230 Ah (2,76 kWh) e 12 volts, num total de 460 Ah (5,52 kWh). Instalaram-se inversores de 3 kW em cada habitação, de forma a permitir que as famílias venham aumentar a capacidade do sistema no futuro, sem a necessidade de trocar

do inversor. O custo total do projeto para a Achada Lagoa foi de cerca de 2.986.667,00 ECV (27.086 €).

A maioria da população santiaguense não tem conhecimentos técnicos para avaliar a viabilidade e qualidade da implementação/execução de uma instalação solar fotovoltaica de autoconsumo individual ou coletivo. É importante existirem entidades independentes e imparciais que auxiliem as futuras comunidades/aldeias energéticas na tomada de decisão e no acompanhamento técnico no que tange à implementação de soluções técnicas.

Capítulo 7 - Estimativa Teórica do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos do Aterro Sanitário de Santiago

7.1 Resíduos Sólidos Urbanos

De acordo com a UNEP (*United Nations Environment Programme*)⁴⁰, os RSU é um termo geralmente aplicado a uma composição heterogénea de resíduos produzidos em áreas urbanas, cuja natureza varia de região para região. As características e quantidades dos resíduos sólidos gerados variam em função do nível e estilo de vida dos habitantes, do tipo e abundância dos recursos naturais na região. Segundo El-Fadel et al. (El-Fadel, Findikakis, & Leckie, 1997), a geração dos RSU encontra-se em franco crescimento e, atualmente, a forma mais económica e adequada, ambientalmente, para a sua deposição são os aterros sanitários. A composição dos resíduos varia amplamente, dependendo da localidade de origem e da situação socioeconómica do lugar.

A valorização energética dos RSU pode contribuir para o aumento da participação das energias renováveis na produção final de energia.

7.1.1 Situação em Cabo Verde

Em Cabo Verde, o crescimento demográfico e o aumento do nível de vida têm provocado o crescimento elevado da produção de resíduos e uma maior complexidade e diversidade na composição dos mesmos. O setor dos resíduos do país reflete o padrão do consumo relacionado com os hábitos e costumes da sua sociedade. O crescimento económico e o aumento dos níveis de consumo reforçam a necessidade de uma política integrada da gestão dos resíduos⁴¹. A expansão urbana crescente cria enormes problemas na gestão dos resíduos, nomeadamente na recolha, no transporte, no tratamento e na valorização dos mesmos. A Gestão Municipal dos Resíduos, para além da definição e organização das áreas cobertas pelos circuitos da recolha, implica o encaminhamento dos RSU para uma infraestrutura de destino final, sendo

⁴⁰ UNITED NATIONAL ENVIRONMENT PROGRAMME, UNEP, Solid Waste Management. U.S.A, UNEP, 2005)

⁴¹ Fonte: N° 30 «B. O.» da República de Cabo Verde — 21 de abril de 2016

estas ainda quase exclusivamente Lixeiras/Vazadouros Municipais. As lixeiras são espaços oficiais de deposição dos resíduos produzidos no município, podendo ser sujeitas a mais ou menos operações da gestão e controlo.

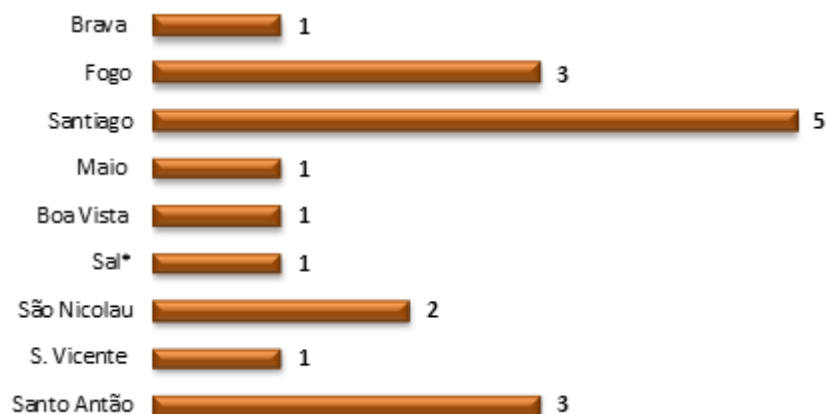


Gráfico 7.1 - Lixeiras Oficiais em Cabo Verde (Fonte: elaborado pelo autor, baseado no N° 30 «B. O.» da República de Cabo Verde — 21 de abril de 2016).

A maioria dos municípios possui infraestruturas de destino final dos RSU. No total nacional, verifica-se a existência de 18 lixeiras municipais diretamente geridas pelas Divisões Municipais de Saneamento, servindo os 22 municípios de Cabo Verde⁴².



Figura 7.1 - Lixeira da cidade da Praia, Ilha de Santiago - Cabo Verde (Fonte: Google).

7.1.2 Composição

De acordo com o Plano Estratégico Nacional de Prevenção e Gestão de Resíduos (*PENGeR*)⁴³, foi estimada a composição média nacional dos RSU em 2015, conforme apresentada na Tabela 7.1.

⁴² Fonte: N° 30 «B. O.» da República de Cabo Verde — 21 de abril de 2016

⁴³ Estabelece as orientações estratégicas de âmbito da política de gestão de resíduos cuja entidade responsável pela sua elaboração é a Agência Nacional de Água e Saneamento (ANAS).

Tabela 7.1 - Composição média nacional dos RSU em 2015 (Fonte: Adaptado do PENGeR).

Categorias		Composição dos RSU	
		Peso (%)	Volume (%)
Bio Resíduos	Orgânicos alimentares	6,9%	2,0%
	Resíduos verdes	8,9%	8,6%
	Outros putrescíveis	1,6%	0,7%
Papel / cartão		10,0%	22,9%
Plásticos Finos		4,7%	11,5%
Plásticos PET		2,1%	8,9%
Outros Plásticos		3,1%	8,2%
Garrafas de Vidro		12,0%	5,0%
Outros vidros e porcelanas		1,2%	0,4%
Compósitos do tipo "Tetrapak"		1,4%	4,6%
Outros compósitos		1,7%	2,9%
Têxteis e Calçado		5,5%	5,3%
Consumíveis Higiênicos		7,6%	4,2%
Latas		2,4%	3,6%
Outros Metais		1,2%	1,0%
Madeiras		1,7%	1,3%
Resíduos Perigosos		0,5%	0,5%
Resíduos Elétricos / Eletrônicos		1,4%	0,9%
Resíduos de Construção e Demolição		3,9%	1,0%
Resíduos Hospitalares e equiparados		0,3%	0,5%
Outros resíduos	Solos	18,6%	4,3%
	Borrachas	1,0%	0,6%
	Outros (não triáveis)	2,3%	1,3%

Os dados apresentados na Tabela 7.1 permitem identificar que, em peso, a fração de solos representa a maior percentagem, com 18,6%. As seguintes frações de maior relevo correspondem a garrafas de vidro (12,0%), papel/cartão (10,1%) e aos bioresíduos, nomeadamente nas suas frações de orgânicos alimentares (7,0 %) e de resíduos verdes (8,9%). Com referência aos dados, em volume, verifica-se que o papel/cartão surge como a fração de maior relevo, com 22,7% do total. As frações de plástico são as mais relevantes a nível de volume, obtendo-se 11,5% de plásticos finos, 8,9% de plásticos PET e 8,2%, de entre outros. Ainda, destaca-se a componente de resíduos verdes, com 8,6% em volume.

A Tabela 7.2 apresenta dados estimativos relativos à composição, em peso (%), dos RSU referentes aos 9 municípios da Ilha de Santiago.

Tabela 7.2 - Composição dos RSU na Ilha de Santiago (Fonte: Adaptado do PENGeR).

Municípios da Ilha de Santiago	São Miguel	Tarrafal	Santa Catarina	São Salvador do Mundo	Santa Cruz	São Lourenço dos Órgãos	Praia	Ribeira Grande de Santiago	São Domingos	Média	Média Nacional
Bio Resíduos	10,4	17,7	11,8	12,3	15,1	14,2	20,2	18,8	11,2	14,6	15,9
Papel/Cartão	6,9	9,9	11,5	6,5	8,2	11,2	8,7	3,7	6,5	8,1	9,3
Plásticos Finos	3,1	3,3	4,8	2,5	3,2	5,8	5,9	3,3	3,0	3,9	3,9
Plásticos PET	1,8	1,7	1,6	1,7	1,7	2,0	1,7	1,8	2,1	1,8	2,1
Outros Plásticos	2,2	4,0	2,3	1,7	2,7	3,2	3,5	1,7	2,2	2,6	2,8
Garrafas de Vidro	12,7	7,4	12,0	11,9	11,9	14,3	8,1	9,7	10,7	11,0	12,6
Outros Vidros e Porcelanas	1,3	4,7	0,7	1,1	1,2	1,6	1,2	0,9	1,0	1,5	1,2
Compósitos "TetraPak"	1,1	0,5	1,4	0,8	0,8	0,8	1,2	0,4	0,8	0,9	1,2
Outros Compósitos	0,9	2,8	0,8	0,9	1,1	1,6	2,0	1,2	1,0	1,4	1,6
Têxteis e Calçado	2,8	5,4	6,2	5,0	5,5	4,9	4,8	2,5	6,3	4,8	5,5
Consumíveis higiénicos	4,7	7,9	6,7	5,5	8,8	11,8	8,0	4,9	13,9	8,0	7,8
Latas	2,7	3,8	1,4	1,8	3,2	2,9	1,9	2,0	3,0	2,5	2,6
Outros Metais	0,8	2,2	0,9	1,3	0,6	0,8	0,6	0,6	0,4	0,9	1,7
Madeiras	1,1	1,3	3,2	0,6	0,9	0,2	2,1	0,4	0,7	1,2	1,4
Resíduos Perigosos	0,1	0,5	0,8	0,0	0,1	0,3	0,6	0,2	0,4	0,3	0,4
Resíduos Elétricos/Elétrónicos	0,7	4,4	0,7	0,2	0,4	0,7	1,9	0,4	1,7	1,2	1,1
Total	53,3	77,5	66,8	53,8	65,4	76,3	72,4	52,5	64,9	/	/

7.1.3 Produção

A quantidade e a composição dos resíduos produzidos em Cabo Verde sofreram uma transformação desde 2003 (99.869 ton), altura em que foram realizadas estimativas destes indicadores, até 2015 (170.636 ton). Verificou-se, entre os dois momentos, uma taxa de crescimento médio anual na produção dos resíduos na ordem dos 5,90%.

De acordo com os dados estimativos do PENGeR, em 2015 gerou-se aproximadamente 171 mil ton de RSU em Cabo Verde, o que corresponde a uma capitação média nacional de 0,68 kg/(dia.hab). Na Tabela 7.3, apresenta-se os dados estimativos da produção dos resíduos no território nacional.

Tabela 7.3 - Estimativas da produção dos resíduos em Cabo Verde (Fonte: Adaptado do PENGeR).

Ilha	Município	Quantidade dos Resíduos Produzidos (t)	Capitação (kg/dia.hab)	Cobertura da População
Boa Vista	Boa Vista	6086	0,89	100,00%
Brava	Brava	1010	0,48	91,10%
	Mosteiros	1927	0,56	100,00%
Fogo	Santa Catarina do Fogo	762	0,39	85,30%
	São Filipe	6 189	0,80	98,30%
<i>Total Parcial 1 - Fogo</i>		<i>8878</i>	<i>0,58</i>	<i>94,53%</i>
Maio	Maio	1 359	0,53	100,00%
Sal	Sal	12 119	0,87	99,80%
	Praia	63 210	1,14	95,10%
	Ribeira Grande de Santiago	1433	0,47	56,80%
	Santa Catarina	12 151	0,74	38,90%
	Santa Cruz	4708	0,49	73,30%
Santiago	São Domingos	2556	0,50	64,60%
	São Lourenço dos Órgãos	1297	0,50	58,60%
	São Miguel	2626	0,49	49,50%
	São Salvador do Mundo	1242	0,39	35,50%
	Tarrafal	3455	0,52	81,90%
<i>Total Parcial 2 - Santiago</i>		<i>92 678</i>	<i>0,58</i>	<i>61,58%</i>
	Paul	862	0,39	81,00%
Santo Antão	Porto Novo	4175	0,65	89,20%
	Ribeira Grande	3141	0,50	87,60%
<i>Total Parcial 3 - Santo Antão</i>		<i>8178</i>	<i>0,51</i>	<i>85,93%</i>
	Ribeira Brava	1689	0,64	98,00%
São Nicolau	Tarrafal S. Nicolau	1051	0,55	94,20%
<i>Total Parcial 4 - São Nicolau</i>		<i>2740</i>	<i>0,60</i>	<i>96,10%</i>
São Vicente	São Vicente	37 588	1,27	100,00%

Segundo PENGeR, para o horizonte temporal 2015/2030, prevê-se um aumento da produção total dos resíduos, por ano, entre 278.120 ton (cenário baixo) e 677.163 ton (cenário de maior crescimento), cuja destinação final é o aterro sanitário. Perante a progressão situação económica do país a que tendencialmente se assistirá no futuro, com especial preponderância do papel do turismo, será expetável o aumento da geração dos resíduos, resultante do natural acréscimo na produção e no consumo de bens e serviços.

O Gráfico 7.2 mostra os cenários da evolução da produção anual dos RSU em Cabo Verde, até o horizonte temporal de 2030.

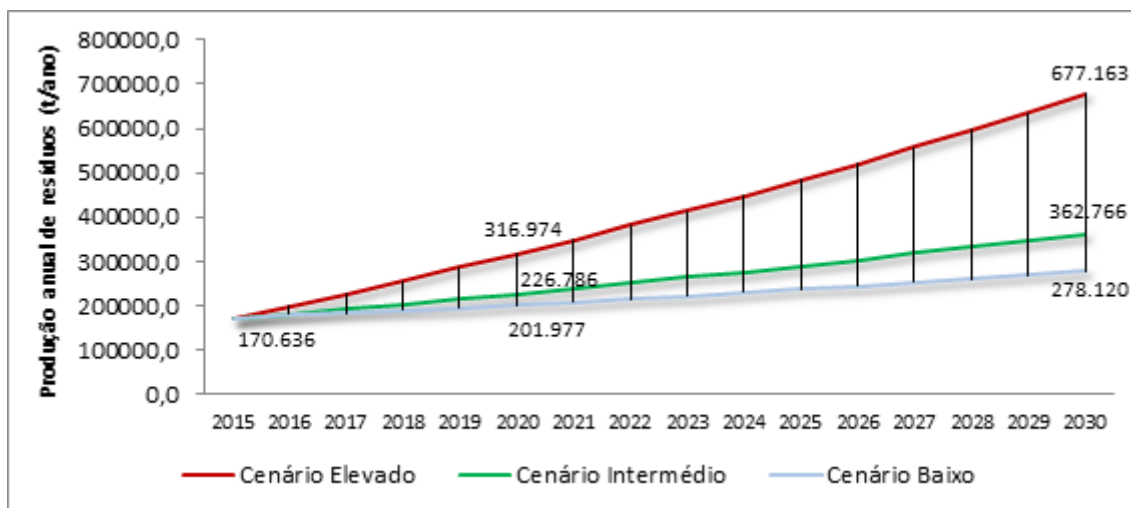


Gráfico 7.2 - Cenários da evolução da quantidade anual da produção dos resíduos (t/ano) em Cabo Verde, até 2030 (Fonte: Boletim Oficial da República de Cabo Verde, N°30 de 21 de abril de 2016).

A nível dos 9 municípios da ilha Santiago, produziram-se, conforme indica a Tabela 7.4, cerca de 93 mil ton de resíduos em 2015, com maior destaque para o município da Praia, a capital de Cabo Verde, cuja produção foi na ordem de 63.210 ton. No período compreendido entre 2012 e 2015, com exceção do ano 2014⁴⁴, verificou-se uma taxa média de crescimento, no que tange à produção dos resíduos, cerca de 22% (7,26%, por ano).

Tabela 7.4 - Evolução histórica da produção dos RSU na Ilha de Santiago (Fonte: Adaptado do PENGeR).

Municípios	Resíduos urbanos mistos recolhidos			
	Estimativa de População* 2015	2012 (ton)	2013 (ton)	2015 (ton)
Tarrafal	18 314	4702,0	4795,8	3455,0
Santa Catarina	45 123	6131,7	6131,7	12 151,0
Santa Cruz	26 360	4680,0	4667,5	4708,0
Praia	151 436	57 326,9	55 758,2	63 210,0
São Domingos	14 037	1516,4	1543,6	2556,0
São Miguel	14 671	470,4	537,6	2626,0
São Salvador do Mundo	8652	375,4	438,0	1242,0
São Lourenço dos Órgãos	7127	580,4	576,0	1297,0
Ribeira Grande de Santiago	8415	313,4	313,9	1433,0
TOTAL	294 135	76 096,6	74 762,3	92 678,0

*I Série — N° 30 «B. O.» da República de Cabo Verde — 21 de abril de 2016

⁴⁴Devido a indisponibilidade de dados

Com base no Gráfico 7.2 e, desconhecendo a evolução da produção dos RSU na Ilha de Santiago, estimaram-se valores anuais para os diferentes cenários, a partir da quantidade de resíduos produzidos em 2015. Assim sendo, a Figura 7.2 mostra um gráfico com uma tendência linear de crescimento, em termos da evolução da produção anual dos RSU na Ilha de Santiago, até o horizonte temporal de 2035, atingindo valores de 170.518 ton (cenário baixo), 231.818 ton (cenário intermédio) e 459.498 ton (cenário elevado).

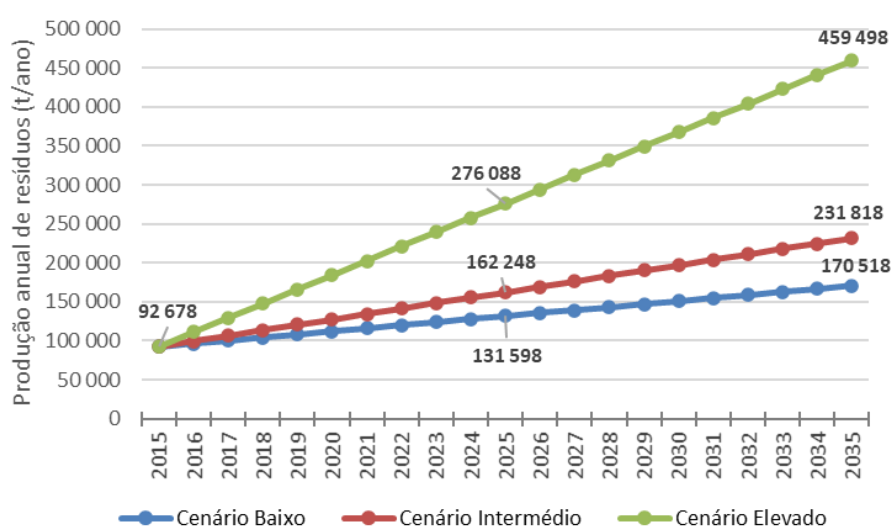


Figura 7.2 - Cenários da evolução da quantidade anual de produção dos resíduos (t/ano) na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor).

7.1.4 Aterros Sanitários

Os aterros sanitários são a forma de disposição dos RSU mais económica, tecnicamente viável (Fallahizadeh et al., 2019a) e ambientalmente segura e que consiste na deposição final de resíduos sólidos, confinando-os à menor área possível, cobrindo-os com camadas de terra e compactando-os para reduzir o seu volume. Os aterros sanitários constituem uma fonte antropogénica de metano em que se pode estimar, em termos quantitativos, o valor produzido pela decomposição da matéria orgânica biodegradável e, por conseguinte, avaliar a sua contribuição no que tange às emissões globais dos GEE (Du et al., 2017). Para Aghdam, Scheutz, & Kjeldsen (2019) e Fallahizadeh et al. (2019b), O gás do aterro é formado por vários gases, sendo que o CH₄ (50-60%v) e o CO₂ (40-50%v) são os principais resultantes da decomposição anaeróbia dos resíduos orgânicos biodegradáveis.

7.1.4.1 Aproveitamento Energético dos Aterros Sanitários

A combustão do gás CH₄, além de ser passível de aproveitamento energético, ocasiona a redução dos GEE na atmosfera, uma vez que o CH₄ tem um potencial de aquecimento global⁴⁵ ou GWP, do inglês *Global Warming Potential*, 21 a 28 vezes maior que o CO₂, num intervalo de 100 anos (IPCC, 2006). O CH₄ é responsável por 20% do aquecimento global, resultante dos GEE (Du et al., 2017). Os RSU, quando em ambiente redutor e sob condições anaeróbias, sofrem decomposição e, a partir de sua parcela da matéria orgânica, ocorre a libertação do biogás, que é uma mistura gasosa que contém, de entre outros gases, o CH₄, com potencial de aproveitamento energético. A recuperação do biogás gerado no aterro sanitário, constitui-se uma alternativa energética interessante, tendo em linha de conta que o crescimento económico do país requer cada vez mais a disponibilização da energia eléctrica para, entre outros fins, a indústria. Para poder utilizar o biogás como uma fonte de energia renovável, torna-se necessário conhecer o potencial de geração que cada região, em particular, dispõe. O biogás é um excelente gás combustível, com queima limpa e alto poder calorífico/energético que pode ser utilizado para diversas aplicações, em função do nível de tratamento a ser aplicado no mesmo, tais como geração da energia térmica (para indústrias ou cozinha), eléctrica (em motores de combustão interna ou turbina a gás) ou para cogeração. O poder calorífico é a quantidade de energia libertada durante a combustão completa da unidade de massa (1 kg) ou unidade de volume (1 m³) do combustível, podendo ser medida em MJ/Nm³, kJ/kg, kcal/kg, kJ/m³, kcal/m³. Conforme se observa na Tabela 7.5, o poder calorífico inferior (PCI) do biogás do biodigestor é maior que o PCI do biogás do aterro (Sun et al., 2015).

Tabela 7.5 - Poder Calorífico Inferior (Fonte: Adaptado de Sun et al., 2015).

Parâmetro	Unidade	Biogás	
		Aterro	Biodigestor
Poder Calorífico Inferior	MJ/Nm ³	16	23

⁴⁵ O Potencial de Aquecimento Global (GWP, sigla em inglês) foi desenvolvido para permitir comparações dos impactos do aquecimento global de diferentes gases e estima-se que o metano (CH₄) tenha um GWP de 28-36 ao longo dos 100 anos (<https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>)

O PCI dos RSU é de 7,3 MJ/kg e o teor da humidade está em torno de 47% (Dhar, Kumar, & Kumar, 2017). O PCI do biogás pode ser obtida em função da concentração do CH₄, no valor aproximado em 35 MJ/m³ e varia de 5000 a 7000 kcal/m³ (Toribio, Castro, Flores, Olivera, & Benites-Alfaro, 2020). Estima-se, de forma genérica, que uma tonelada

dos RSU tem a capacidade para gerar o biogás com um PCI equivalente a 0,5 litros de óleo combustível. Para efeitos de comparação, 1m³ de biogás, nas condições normais de pressão e temperatura (CNPT), equivale, em termos energéticos, cerca de 0,61 litro de gasolina, 0,55 litro de óleo diesel, 1,53 kg da lenha ou 1,42 kWh da energia elétrica. Para Heydary et al. (2016a), 1m³ de biogás com 60% do teor de CH₄ produz 1,51 kWh de eletricidade, quando é convertido com uma eficiência elétrica de 25%, enquanto 1m³ de biogás com 70% de teor de CH₄, convertido com uma eficiência de 40%, produz 2,81 kWh da eletricidade.

7.1.5 Caso de estudo: Aterro Sanitário de Santiago

7.1.5.1 Enquadramento

Com o fito de satisfazer as necessidades em infraestruturas sanitárias básicas para as diferentes comunidades dos 9 municípios da Ilha de Santiago foi construído, em maio de 2012, pelo governo de Cabo Verde, com financiamento da EU, o ASS, localizado no "Monte dos Bodes", município de São Domingos, a uma latitude de 14° 59' 39,50" N e uma longitude de 23° 29'52,75"W.



Figura 7.3 - Localização do ASS (Fontes: Adaptado do Google Maps e Foto do Autor).

Inaugurou-se, em maio de 2015, o referido aterro que ocupa uma área de 12 hectares, dimensionado para receber 1,7 milhões de ton dos resíduos, provenientes dos municípios da Ilha de Santiago, durante um período de 18/20 anos. A Tabela 7.6 apresenta uma visão geral, quanto aos volumes do enchimento para todas as fases I, II e III.

Tabela 7.6 - Volume e área da descarga do ASS (Fonte: Adaptado do Relatório da Gestão Integrada dos Resíduos Sólidos na Ilha de Santiago, Cabo Verde).

Fase	Tempo de Exploração do Aterro	Área da Descarga/Depósito		Volume [m ³]
		[m ²]	[ha]	
I	2015 - 2022	46 500	4,65	544 500
II	2023 - 2028	34 500	3,45	548 000
III	2029 - 2035	38 000	3,80	609 000
Total	20 anos	119 000	11,90	1 701 500

O ASS iniciou as suas atividades em fevereiro de 2019, quatro anos após a sua inauguração, orçado em 8,5 milhões de ECV. O gráfico da Figura 7.4, elaborado pelo *PENGER*, evidencia as quantidades dos RSU a serem encaminhados para o aterro nos próximos anos. Também se evidenciou as quantidades reduzidas, com a implementação das medidas de valorização dos resíduos.

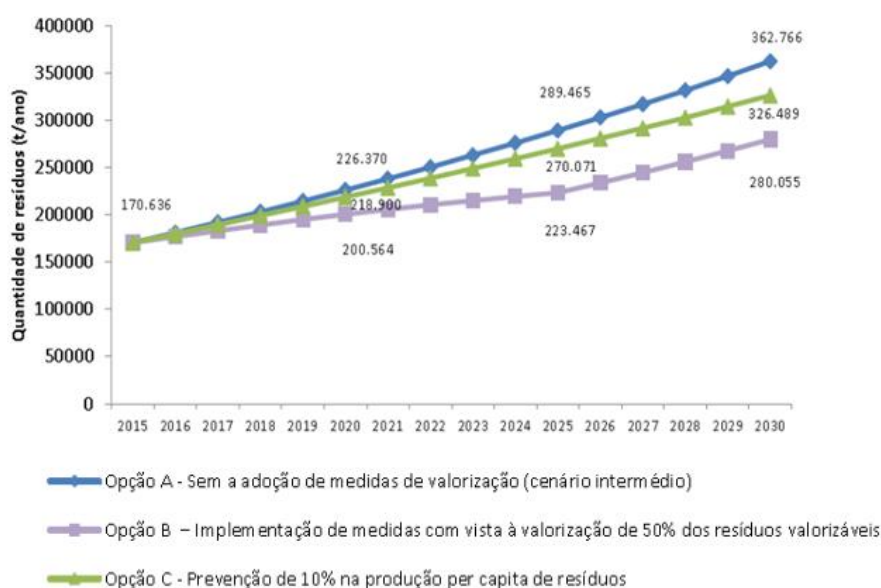


Figura 7.4 - Quantidade total dos resíduos (t/ano) encaminhados ao aterro sanitário (Fonte: PENGER, 2016).

7.1.5.2 Estimativa Teórica da Produção de Biogás do ASS

O aproveitamento do biogás nos aterros sanitários de pequena dimensão deve merecer uma particular atenção, visto que se trata duma fonte energética descentralizada, cuja exploração em Cabo Verde, em particular, na Ilha de Santiago é ainda muito incipiente.

Nesta tese, faz-se uma estimativa teórica do potencial do aproveitamento energético do gás proveniente da dos RSU no ASS. A estimativa da produção do biogás pode ser feita através de modelos matemáticos que utilizam, no essencial, a quantidade dos resíduos, como parâmetro de entrada. Atualmente, pode-se encontrar diversos modelos para estimar a quantidade do biogás produzido, a partir dos RSU nos aterros sanitários, de entre os quais se destacam os propostos pelo IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), pela US-EPA (*United States Environmental Protection Ambiental*), pelo Banco Mundial, entre outros. Neste trabalho, aplicou-se o modelo *LandGEM* (*Landfill Gas Emissions Model*).

O *LandGEM* é, essencialmente, um software em ambiente *Microsoft Office Excel*, criado pela Agência da Proteção Ambiental dos Estados Unidos (*US-EPA*) que tem por finalidade estimar as emissões do biogás advenientes dos aterros sanitários (EPA, 2005). Baseia-se no Método de Decaimento de Primeira Ordem que considera, tanto a cinética da decomposição do resíduo sólido ao longo dos anos de funcionamento do aterro sanitário, como após o seu encerramento. O software admite que, a cada ano, novas quantidades dos resíduos são depositadas, a quantidade de CH₄ gerada num determinado ano será igual à geração do resíduo depositado no ano *T*, adicionada às gerações dos resíduos depositados nos anos anteriores, aludidas ao ano *T*. A seguir, apresenta-se a equação (1) utilizada no modelo *LandGEM* que descreve a taxa de decomposição da primeira ordem usada para estimar a emissão anual, considerando um período/tempo específico (EPA, 2005):

$$Q_{CH_4} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=0,1}^1 kL_0 \left(\frac{M_i}{10}\right) e^{-kt_{ij}} \quad (1)$$

onde: Q_{CH_4} = geração anual do CH₄ no ano calculado (m³/ano); *i* = aumenta numa unidade, a cada ano; *n* = (ano do cálculo) – (ano inicial da deposição dos resíduos); *j* = aumenta em 0,1, a cada ano; *k* = taxa da geração do CH₄

[ano⁻¹]; L_0 = potencial da geração do CH₄ por tonelada de resíduo depositado [m³/ton]; M_i = massa dos resíduos depositados no ano i e t_{ij} = ano da seção j da massa dos resíduos aceites no ano i . O parâmetro k é influenciado pelos fatores ambientais/climáticos, tais como: teor da humidade dos RSU, disponibilidade dos nutrientes para os microrganismos, pH e a temperatura dos RSU. Segundo *US-EPA* (2005), em teoria, o k pode variar de 0,02 ano⁻¹ a 0,70 ano⁻¹. Quanto maior for o seu valor, mais depressa a matéria orgânica no aterro é biodegradada. O parâmetro L_0 é mensurado em função da composição dos RSU, sobretudo, os resíduos orgânicos. Os valores típicos para o L_0 podem variar de 96 m³ a 170 m³ por tonelada do resíduo. A Tabela 7.7 apresenta os dados de entrada adotados e inseridos no software *LandGEM* para o local do estudo, cuja pluviometria anual oscila entre 100 e 150 mm e a temperatura média anual ronda os 25,5°C (clima semi-árido).

Tabela 7.7 - Parâmetros de entrada no LandGEM (Fonte: elaborado pelo autor).

Volume de resíduo (t/ano)	Ano de encerramento	k_0 (ano ⁻¹)	L_0 (m ³ .ton ⁻¹)	CH ₄ (% por volume biogás)
92 678,0	2035	0,02	100	50

7.1.5.3 Análise e discussão dos resultados

Os resultados foram obtidos pelo modelo *LandGEM*, tendo por pressuposto uma taxa de aumento anual dos RSU em torno de 3892 ton (Cenário Baixo), 6957 ton (Cenário Intermédio) e 18.341 (Cenário Elevado), com base nos dados estimativos das projeções do PENGeR. Usou-se o método aritmético, somando sempre a mesma quantidade de resíduos nos diferentes cenários, em termos da sua taxa anual, à atual, durante um período de 20 anos.

Estimativa da quantidade total dos resíduos depositados no ASS

A estimativa da quantidade total dos resíduos depositados no ASS até o ano de 2035, de acordo com a Tabela 7.8, é de: (i) Cenário Baixo – 170.518 ton; (ii) Cenário Intermédio – 317.539 ton; (iii) e Cenário Elevado – 459.498 ton. Esses números mostram o rápido aumento da produção dos resíduos urbanos nos 9 municípios da Ilha de Santiago, na sequência do crescimento populacional e do aumento das atividades industriais e comerciais.

Tabela 7.8 - Estimativa da deposição dos resíduos no ASS.

Ano	Waste Accepted (Mg/year)			Waste-In-Place (Mg)			Ano	Waste Accepted (Mg/year)			Waste-In-Place (Mg)		
	CB	CI	CE	CB	CI	CE		CB	CI	CE	CB	CI	CE
2015	92 678	92 678	92 678	0	0	0	2026	135 490	169 205	294 429	1 233 518	1 402 093	2 028 213
2016	96 570	99 635	111 019	92 678	92 678	92 678	2027	139 382	176 162	312 770	1 369 008	1 571 298	2 322 642
2017	100 462	106 592	129 360	189 248	192 313	203 697	2028	143 274	183 119	331 111	1 508 390	1 747 460	2 635 412
2018	104 354	113 549	147 701	289 710	298 905	333 057	2029	147 166	190 076	349 452	1 651 664	1 930 579	2 966 523
2019	108 246	120 506	166 042	394 064	412 454	480 758	2030	151 058	197 033	367 793	1 798 830	2 120 655	3 315 975
2020	112 138	127 463	184 383	502 310	532 960	646 800	2031	154 950	203 990	386 134	1 949 888	2 317 688	3 683 768
2021	116 030	134 420	202 724	614 448	660 423	831 183	2032	158 842	210 947	404 475	2 104 838	2 521 678	4 069 902
2022	119 922	141 377	221 065	730 478	794 843	1 033 907	2033	162 734	217 904	422 816	2 263 680	2 732 625	4 474 377
2023	123 814	148 334	239 406	850 400	936 220	1 254 972	2034	166 626	310 582	441 157	2 426 414	2 950 529	4 897 193
2024	127 706	155 291	257 747	974 214	1 084 554	1 494 378	2035	170 518	317 539	459 498	2 593 040	3 261 111	5 338 350
2025	131 598	162 248	276 088	1 101 920	1 239 845	1 752 125							

CB - Cenário Baixo; CI - Cenário Intermédio; CE - Cenário Elevado

A Tabela 7.9 mostra a estimativa da produção anual do CH₄, a partir dos resíduos descartados no aterro, que aumentou ao longo do tempo. Em 2016, foi de 122,6 ton e vai atingir, em 2035, o valor de 2911,3 ton (Cenário Baixo), 3710,5 ton (Cenário Intermédio) e 6144,4 ton (Cenário Elevado). Tal significa que a taxa de crescimento da quantidade de produção do CH₄ aumentou cerca de 2,48% (Cenário Baixo), 3,19% (Cenário Intermédio) e 5,35% (Cenário Elevado).

Tabela 7.9 - Estimativa da produção do CH₄ gerado no ASS.

Methane													
Ano	Production (Mg/year)			Extraction (m ³ /year)			Ano	Production (Mg/year)			Extraction (m ³ /year)		
	CB	CI	CE	CB	CI	CE		CB	CI	CE	CB	CI	CE
2015	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2026	1 489,1	1 699,3	2 480,0	2 232 104,8	2 547 155,3	3 717 313,7
2016	122,6	122,6	122,6	183 698,3	183 698,3	183 698,3	2027	1 638,8	1 889,4	2 820,2	2 456 462,7	2 832 101,8	4 227 297,6
2017	247,8	251,9	266,9	371 473,5	377 548,7	400 113,1	2028	1 790,7	2 085,0	3 178,0	2 684 092,4	3 125 195,5	4 763 537,2
2018	375,8	387,8	432,7	563 245,0	581 350,2	648 596,5	2029	1 944,7	2 285,8	3 552,9	2 914 929,1	3 426 275,1	5 325 512,4
2019	506,3	530,3	619,5	758 933,4	794 905,7	928 513,6	2030	2 100,8	2 491,9	3 944,7	3 148 909,4	3 735 182,5	5 912 713,7
2020	639,4	679,2	826,8	958 461,4	1 018 022,1	1 239 241,9	2031	2 258,9	2 703,1	4 352,9	3 385 970,9	4 051 762,7	6 524 641,6
2021	775,1	834,3	1 054,2	1 161 752,8	1 250 510,0	1 580 171,3	2032	2 419,1	2 919,4	4 777,3	3 626 052,7	4 375 863,7	7 160 806,4
2022	913,1	995,5	1 301,4	1 368 733,2	1 492 183,9	1 950 703,7	2033	2 581,3	3 140,5	5 217,6	3 869 094,9	4 707 336,7	7 820 728,3
2023	1 053,6	1 162,7	1 568,0	1 579 329,5	1 742 862,0	2 350 253,1	2034	2 745,3	3 366,5	5 673,4	4 115 038,9	5 046 035,7	8 503 936,8
2024	1 196,5	1 335,9	1 853,5	1 793 470,1	2 002 365,8	2 778 244,9	2035	2 911,3	3 710,5	6 144,4	4 363 827,3	5 561 726,2	9 209 970,8
2025	1 341,7	1 514,8	2 157,6	2 011 084,7	2 270 520,7	3 234 115,7							

CB - Cenário Baixo; CI - Cenário Intermédio; CE - Cenário Elevado

Estimativa da emissão do biogás, metano e dióxido de carbono – Cenário Baixo

O Gráfico 7.3 ilustra a tendência do aumento das emissões geradas pelo ASS, através da que, neste cenário, vão alcançar o valor máximo em 2035, com 7988 ton de CO₂, 2911 ton de CH₄ e 125 ton de NMOC (compostos orgânicos não metálicos).

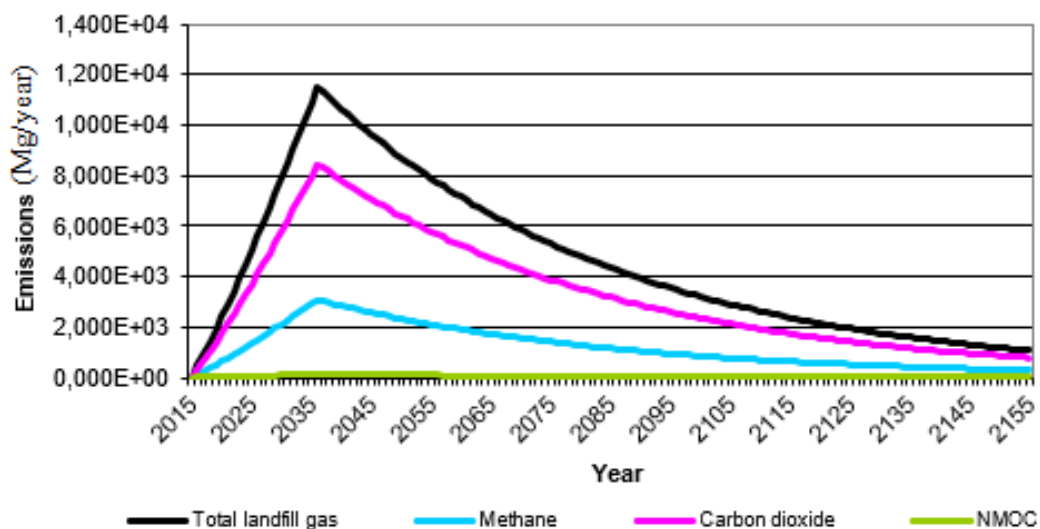


Gráfico 7.3 - Estimativa da emissão do biogás, metano e dióxido de carbono - Cenário Baixo.

Estimativa da emissão do biogás, metano e dióxido de carbono - Cenário Intermédio

O Gráfico 7.4 ilustra a tendência do aumento das emissões geradas pelo ASS, através da que, neste cenário, vão alcançar o valor máximo em 2035, com 10.181 ton de CO₂, 3710 ton de CH₄ e 159 ton de NMOC (compostos orgânicos não metálicos).

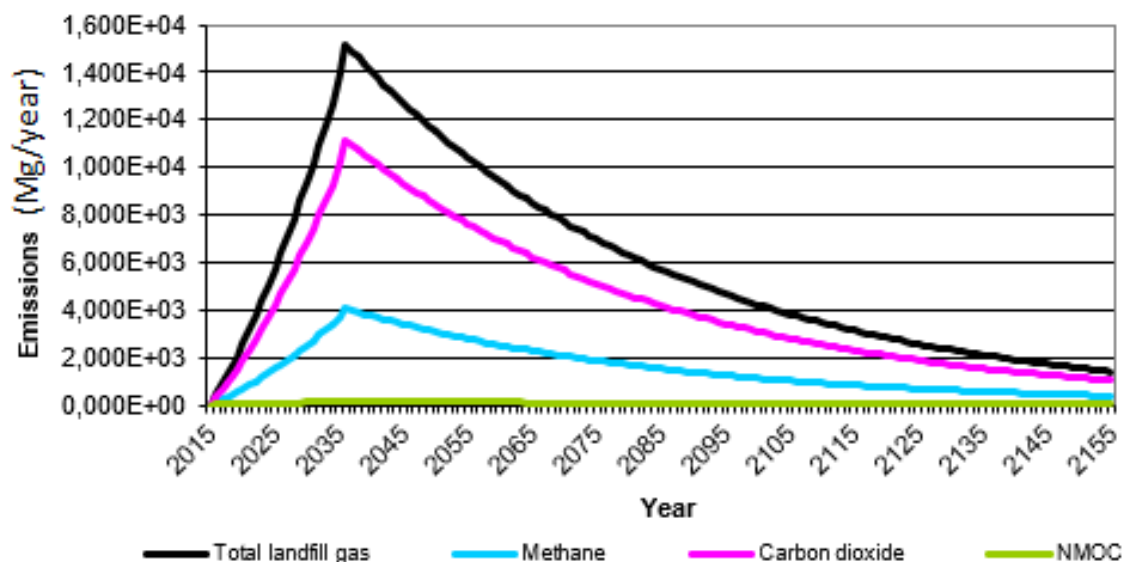


Gráfico 7.4 - Estimativa da emissão do biogás, metano e dióxido de carbono - Cenário Intermédio.

Estimativa da emissão do biogás, metano e dióxido de carbono – Cenário Elevado

O Gráfico 7.5 ilustra a tendência do aumento das emissões geradas pelo ASS, através da que, neste cenário, vão alcançar o valor máximo em 2035, com 16.859 ton de CO₂, 6144 ton de CH₄ e 264 ton de NMOC (compostos orgânicos não metálicos).

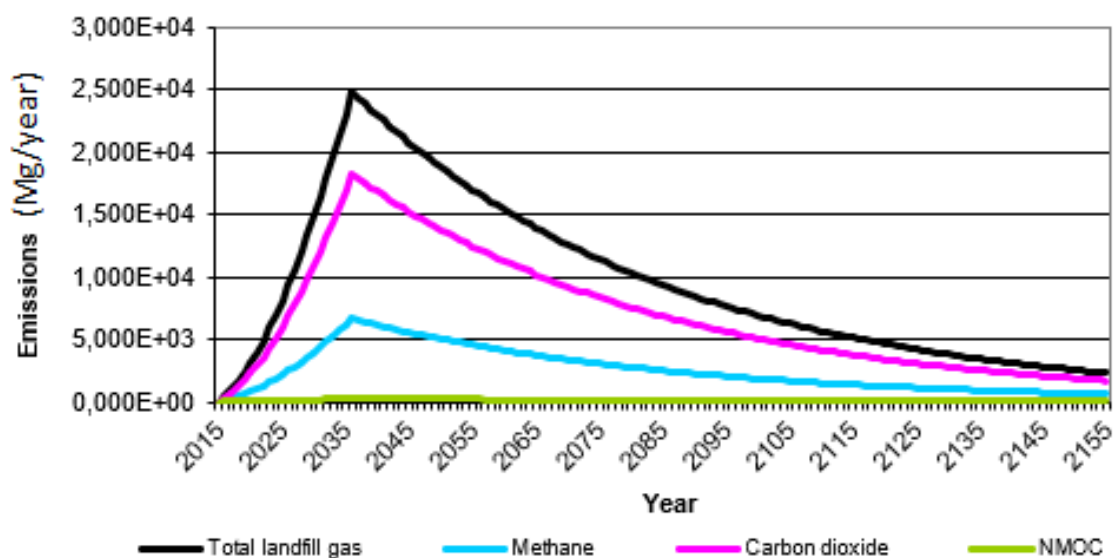


Gráfico 7.5 - Estimativa da emissão do biogás, metano e dióxido de carbono – Cenário Elevado.

Cálculo de potência e energia elétrica a partir do biogás do ASS

Com vista a estimar o potencial energético disponível no ASS, deve-se ter em linha de conta a geração do volume do potencial do biogás, obtido no modelo *LandGEM*, resultante da disposição dos RSU, no período compreendido entre 2015 e 2035. Adotou-se o PCI do biogás em 6,0 kWh/m³ e utilizaram-se as equações (2) e (3) para estimar a energia e potência disponíveis, por ano (Barragán-Escandón, Ruiz, Tigre, & Zalamea-León, 2020).

$$P = \frac{Q_{CH_4} * PCI * \eta}{T_o} \quad (2)$$

$$E_d = Q_{CH_4} * PCI \quad (3)$$

onde: P = Potência disponível (kW); Q_{CH_4} = Geração de CH_4 (m^3 /ano); PCI = Poder calorífico inferior do biogás (kWh/m^3); η = Eficiência na conversão elétrica dos motores (30%); E_d = Energia elétrica disponível (MWh_e /ano) e T_o = Tempo da operação dos motores em plena carga = 365×24 h.

Em função da vazão do gás, foi possível realizar os cálculos da potência energia e da energia disponíveis no aterro, cujos resultados são apresentados nas Tabelas 7.10 e 7.11.

Tabela 7.10 - Estimativa da potência elétrica disponível (Fonte: elaborado pelo autor).

Ano	Biogás (m^3 /year)			Potência Disponível(kW/ano)			Ano	Biogás (m^3 /year)			Potência Disponível(kW/ano)		
	CB	CI	CE	CB	CI	CE		CB	CI	CE	CB	CI	CE
2015	0	0	0	0,00	0,00	0,00	2026	4 464 210	5 094 311	7 434 627	917,30	1 046,78	1 527,66
2016	367 397	367 397	367 397	75,49	75,49	75,49	2027	4 912 925	5 664 204	8 454 595	1 009,51	1 163,88	1 737,25
2017	742 947	755 097	800 226	152,66	155,16	164,43	2028	5 368 185	6 250 391	9 527 074	1 103,05	1 284,33	1 957,62
2018	1 126 490	1 162 700	1 297 193	231,47	238,91	266,55	2029	5 829 858	6 852 550	10 651 025	1 197,92	1 408,06	2 188,57
2019	1 517 867	1 589 811	1 857 027	311,89	326,67	381,58	2030	6 297 819	7 470 365	11 825 427	1 294,07	1 535,01	2 429,88
2020	1 916 923	2 036 044	2 478 484	393,89	418,37	509,28	2031	6 771 942	8 103 525	13 049 283	1 391,49	1 665,11	2 681,36
2021	2 323 506	2 501 020	3 160 343	477,43	513,91	649,39	2032	7 252 105	8 751 727	14 321 613	1 490,16	1 798,30	2 942,80
2022	2 737 466	2 984 368	3 901 407	562,49	613,23	801,66	2033	7 738 190	9 414 673	15 641 457	1 590,04	1 934,52	3 214,00
2023	3 158 659	3 485 724	4 700 506	649,04	716,24	965,86	2034	8 230 078	10 092 071	17 007 874	1 691,11	2 073,71	3 494,77
2024	3 586 940	4 004 732	5 556 490	737,04	822,89	1 141,74	2035	8 727 655	11 123 452	18 419 942	1 793,35	2 285,64	3 784,92
2025	4 022 169	4 541 041	6 468 231	826,47	933,09	1 329,09							

CB - Cenário Baixo; CI - Cenário Intermédio; CE - Cenário Elevado

Tabela 7.11 - Estimativa da energia elétrica disponível (Fonte: elaborado pelo autor).

Ano	Biogás (m^3 /ano)			Energia Disponível(kWh/ano)			Ano	Biogás (m^3 /ano)			Energia Disponível(kWh/ano)		
	CB	CI	CE	CB	CI	CE		CB	CI	CE	CB	CI	CE
2015	0	0	0	0,00	0,00	0,00	2026	4 464 210	5 094 311	7 434 627	26 785,26	30 565,86	44 607,76
2016	367 397	367 397	367 397	2 204,38	2 204,38	2 204,38	2027	4 912 925	5 664 204	8 454 595	29 477,55	33 985,22	50 727,57
2017	742 947	755 097	800 226	4 457,68	4 530,58	4 801,36	2028	5 368 185	6 250 391	9 527 074	32 209,11	37 502,35	57 162,45
2018	1 126 490	1 162 700	1 297 193	6 758,94	6 976,20	7 783,16	2029	5 829 858	6 852 550	10 651 025	34 979,15	41 115,30	63 906,15
2019	1 517 867	1 589 811	1 857 027	9 107,20	9 538,87	11 142,16	2030	6 297 819	7 470 365	11 825 427	37 786,91	44 822,19	70 952,56
2020	1 916 923	2 036 044	2 478 484	11 501,54	12 216,26	14 870,90	2031	6 771 942	8 103 525	13 049 283	40 631,65	48 621,15	78 295,70
2021	2 323 506	2 501 020	3 160 343	13 941,03	15 006,12	18 962,06	2032	7 252 105	8 751 727	14 321 613	43 512,63	52 510,36	85 929,68
2022	2 737 466	2 984 368	3 901 407	16 424,80	17 906,21	23 408,44	2033	7 738 190	9 414 673	15 641 457	46 429,14	56 488,04	93 848,74
2023	3 158 659	3 485 724	4 700 506	18 951,95	20 914,34	28 203,04	2034	8 230 078	10 092 071	17 007 874	49 380,47	60 552,43	102 047,24
2024	3 586 940	4 004 732	5 556 490	21 521,64	24 028,39	33 338,94	2035	8 727 655	11 123 452	18 419 942	52 365,93	66 740,71	110 519,65
2025	4 022 169	4 541 041	6 468 231	24 133,02	27 246,25	38 809,39							

CB - Cenário Baixo; CI - Cenário Intermédio; CE - Cenário Elevado

7.1.5.4 Conclusão

Com base nos resultados obtidos neste estudo que indica um potencial teórico para a produção do biogás e, partindo do pressuposto de que existe uma fração orgânica constante de material biodegradável no aterro por unidade de tempo, conclui-se que, ao longo da vida útil do aterro estimada em 20 anos:

- i. a produção média anual do biogás extraído para o aproveitamento energético foi estimada em 4.147.301,42 m³/ano (cenário baixo), 4.868.819,29 m³/ano (cenário intermédio) e 7.472.391,47 m³/ano (cenário elevado);
- ii. a produção média anual do CH₄ disponível para o aproveitamento energético foi estimada na faixa de 2.073.650,71 m³/ano (cenário baixo), 2.434.409,64 m³/ano (cenário intermédio) e 3.736.195,73 m³/ano (cenário elevado);
- iii. o potencial da geração de energia elétrica disponível foi calculado em 24.883,81kWh_e/ano (cenário baixo), 29.212,92 kWh_e/ano (cenário intermédio) e 44.834,35 kWh_e/ano (cenário elevado);
- iv. o potencial da potência elétrica disponível foi calculado em 852,19 kW_e (cenário baixo), 1000,44 kW_e (cenário intermédio); 1535,42 kW_e (cenário elevado).

Face ao acima exposto, afigura-se importante salientar as seguintes observações:

1. Com a deposição de cerca de 467,17 ton/dia de RSU (cenário baixo), o ASS, com a capacidade a instalar de 0,85 MWe, produz, em média, 473,43 m³/h do biogás e 68,16 kWh_e/dia de eletricidade;
2. Com a deposição de cerca de 869,97 ton/dia de RSU (cenário intermédio), o ASS, com a capacidade a instalar de 1,0 MWe produz, em média, 555,8 m³/h do biogás e 80,03 kWh_e/dia de eletricidade;
3. Com a deposição de cerca de 1258,9 ton/dia de RSU (cenário elevado), o ASS, com a capacidade a instalar de 1,5 MWe produz, em média, 853,0 m³/h do biogás e 112,82 kWh_e/dia de eletricidade.

A possibilidade do aproveitamento do biogás no ASS merece, de igual modo, um estudo num futuro próximo, no que diz respeito à sua viabilidade económica.

Capítulo 8 - Digestão anaeróbia em pequena escala para as comunidades rurais na Ilha de Santiago

8.1 Introdução

Para atingir o objetivo de descarbonizar o setor elétrico, os sistemas da energia dependem, cada vez mais, das energias renováveis intermitentes, tal como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica (Lai et al., 2019). O biogás, enquanto recurso de energia renovável, possui um potencial para descarbonizar os sistemas elétricos (Budzianowski & Postawa, 2017). Nos últimos anos, aumentou-se o interesse pelas tecnologias do biogás em pequena escala em toda a África, a Ásia e a América Latina. Os dados divulgados no relatório IRENA (2016), da Agência Internacional para as Energias Renováveis (do inglês: *International Renewable Energy Agency*), explica que tal foi motivado pelos benefícios socioeconómicos e ambientais no uso do biogás. Embora a digestão anaeróbica (DA) da pequena quantidade dos resíduos orgânicos e dos alimentos tenha sido considerada inútil, alguns anos atrás, atualmente, a DA está a crescer com novos modelos da produção do biogás. Por exemplo, as unidades da digestão em pequena escala ou em microescala possuem uma capacidade entre 100 e 300 kW, enquanto algumas unidades industriais excedem os 1000 kW. Até o final de 2016, 130 instalações da digestão em microescala estavam em operação na Europa⁴⁶.

Para Lisowyj et al. (2020), a DA é uma tecnologia que está a ganhar maior projeção, devido à necessidade de mais fontes energéticas renováveis em todo o mundo. Tem-se verificado, à escala global, vários projetos de energias renováveis de pequena escala que visem fornecer energia às comunidades. Uma das vantagens da tecnologia do biogás é a sua adaptabilidade em pequena escala (Nape et al., 2019). Considera-se o biogás uma das formas mais baratas de energias renováveis, nas áreas rurais dos países em desenvolvimento. Contudo, o custo de investimento inicial dessa tecnologia é quase inacessível para as pessoas que vivem nessas referidas áreas (Roubík, Mazancová, Le Dinh, Dinh Van, & Banout, 2018).

⁴⁶ <https://www.biogasworld.com/news/future-small-scale-anaerobic-digestion/>- Autor: Lemonde M., maio 2020).

Estudos realizados por Mengistu et al. (2015) mostram que os digestores do biogás constituem uma opção promissora para fornecer a energia “doméstica” ao mundo rural da África Subsariana. Todavia, concluiu-se que a absorção é, de forma frequente, limitada por políticas e arranjos institucionais, restrições financeiras, falta de subsídios, disponibilidade de insumos e consciência e atitudes dos consumidores, em relação à tecnologia. De acordo com Roopnarain et al. (2017), os principais obstáculos à implementação da tecnologia do biogás em África são as implicações de custos, a falta de comunicação, a falta de propriedade e a imagem negativa da tecnologia causada pelas falhas ocorridas no passado.

Com a implementação dos digestores pré-fabricados, é expectável que haja um impacto significativo no aumento da aceitação da referida tecnologia em África, contribuindo para o bem-estar e a prosperidade económica do continente como um todo.

8.1.1 Objetivo

O foco principal deste estudo consiste em responder às seguintes questões:

1. Qual o potencial energético dos estrumes animais e dos resíduos alimentares gerados nas duas comunidades rurais da Ilha de Santiago, o Vale da Costa e a Achada Lagoa?
2. Qual a estimativa da produção do biogás, em m³, por dia?
3. Qual a estimativa da produção da energia elétrica, em kWh, por dia?
4. Conhecido o potencial energético, quais os potenciais benefícios, enquanto solução energética alternativa, que a DA oferecerá às tais comunidades rurais?
5. Quais as possibilidades e desafios para a instalação de uma unidade da co-DA para o tratamento dos resíduos produzidos nessas comunidades?

Como hipótese, levou-se em linha de conta, o seguinte aspeto:

A aplicação da tecnologia da em pequena escala, para o tratamento dos restos alimentares e dos estrumes animais, pode oferecer benefícios económicos e ambientais significativos, tais como: (i) redução das emissões dos GEE (CO_2 , CH_4 entre outros), advenientes da queima do combustível “lenha” para cocção dos alimentos; (ii) melhoria da qualidade do ar dentro das habitações; (iii) diminuição do volume dos resíduos animais expostos ao ar livre e, conseqüentemente, manutenção dos espaços rurais limpos; e (iv) redução dos custos relativos à aquisição de garrafa de gás de cozinha (butano).

Em função das questões levantadas e da hipótese colocada, o objetivo da pesquisa visa avaliar o potencial teórico do processo de tratamento da DA em microescala, através do aproveitamento dos resíduos alimentares (sobras da comida) e dos estrumes animais gerados nas comunidades rurais do Vale da Custa e da Achada Lagoa, com vista à produção da eletricidade.

Como objetivos específicos destacam-se:

- i. Levantamento dos dados da produção dos resíduos alimentares e animais das duas comunidades na Ilha de Santiago;
- ii. Quantificação teórica do potencial da geração de energia elétrica no tratamento anaeróbio dos resíduos alimentares e animais, a partir dos dados da produção do biogás;
- iii. Proposta da configuração do biodigestor que melhor adeque às comunidades em estudo.

8.1.2 Metodologia

Para o desenvolvimento dos cálculos estimativos referentes ao potencial de produção da energia elétrica nas duas comunidades rurais a partir do biogás gerado pela digestão anaeróbia dos estrumes animais e dos resíduos alimentares, tomou-se como base a metodologia abordada por Teferra et al. (2019) descrita na secção 8.3.1.1. Importa referir que, para o cálculo da eletricidade, estabeleceu-se um cenário onde adotou-se uma concentração teórica de 60% de volume do CH_4 presente no biogás.

8.2 Digestão anaeróbia

Uma das tecnologias para geração da energia, a partir de recurso da biomassa, é a DA (Liao & Li, 2015). A DA é uma série de processos biológicos em que, na ausência do oxigênio, os microrganismos degradam materiais biodegradáveis, tais como: estrumes animais; resíduos das águas residuais municipais; resíduos dos alimentos; gorduras; óleos e tantos outros. Um dos produtos finais é o biogás, usado para gerar a eletricidade e o calor. A DA configura-se como uma alternativa que proporciona o aproveitamento dos resíduos agropecuários e domésticos, enquanto fonte valiosa da energia, reduzindo, em simultâneo, os volumes dos resíduos, cujo potencial poluidor e riscos de contaminação sanitária são elevados (Jean, Kim, Sanchez, & Francesco, 2015). As vantagens da incluem a produção da energia (biogás), a recuperação dos materiais (fertilizantes) e a eliminação/tratamento dos resíduos (Mata-Alvarez, Macé, & Llabrés, 2000).

Segundo Appels et al. (2008) e (Farhad, Yoo, & Hamdullahpur, 2010), o biogás, resultante do processo de biodigestão, constitui um combustível limpo e, ecologicamente, amigável ao ambiente, embora contenha apenas cerca de 55-65% do CH₄. Ainda, pode ser utilizado como alternativa para a redução no consumo dos combustíveis fósseis que estão associados à problemática da emissão dos GEE, os causadores da poluição atmosférica. Os combustíveis da biomassa, enquanto substitutos dos fósseis, trazem benefícios na redução dos custos e das emissões dos GEE. O biogás, o combustível cujo custo está entre 80 e 90% do gás natural (Liu, Rasul, Amanullah, & Khan, 2011), pode reduzir as emissões dos GEE entre 60% e 80%⁴⁷, particularmente no setor de transporte, em comparação com a combustão da gasolina convencional. Segundo dados divulgados pela Associação Europeia de Biogás (*European Biogas Association* - EBA⁴⁸), atualmente, o preço do biometano está a ser 30% menor do que o do gás natural. O biometano pode ser produzido a partir de 55 €/MWh, enquanto o gás natural custa cerca de 80 €/MWh. Os sistemas de DA apresentam-se como uma opção para satisfazer as necessidades

⁴⁷ IRENA (2018), Biogas for road vehicles: Technology brief, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

⁴⁸ <https://www.europeanbiogas.eu/a-way-out-of-the-eu-gas-price-crisis-with-biomethane/>

energéticas das comunidades rurais e a sua tecnologia varia de país para país, dependendo, também, das condições climáticas e da própria legislação.

De acordo com a Agência Internacional da Energia (2015), os biodigestores domésticos permitem um uso mais eficiente do estrume, convertendo-o em biogás que se utiliza como combustível para cozinhar ou para a iluminação.

Gould⁴⁹ informa que os sólidos voláteis (SV) são utilizados para avaliar e quantificar o potencial de geração de biogás a partir das matérias-primas/resíduos orgânicos biodegradáveis, sendo que as gorduras, ricas em SV, geram maiores quantidades de biogás, em comparação com os estrumes animais. Substratos, tais como as lamas residuais, com um teor de sólidos de 5% - 10% são adequadas para a operação contínua de biodigestores. Os SV representam a fração orgânica que pode ser convertida em biogás e, portanto, é desejável/expectável que os seus teores sejam elevados. Na literatura, alguns autores informam que resíduos orgânicos como restos de comida e estrumes animais com teores de SV acima de 80% apresentam excelentes perfis de biodegradabilidade e podem ser utilizados em sistemas anaeróbios. A Tabela 8.10 da secção 8.3.2 apresenta os dados obtidos por diferentes autores no que tange à caracterização do teor de SV dos resíduos alimentares.

8.2.1 Fatores que influenciam o gerenciamento de resíduos para DA

De acordo com Malinauskaite et al. (2017), as soluções da gestão dos resíduos (GR) não devem ser apenas, em termos ambientais, sustentáveis, mas também económica e socialmente aceitáveis. Ainda, consideram a existência de vários fatores que influenciam esse processo complexo e que estão amplamente interligados. Em primeiro lugar, torna-se necessário a vontade política, a vontade de buscar mudanças. Embora a EU defina uma mudança para a economia circular, a GR é implementada a nível de cada Estado-membro.

⁴⁹ Bioenergy and anaerobic Digestion, Chapter 18 - Extension educator, Agriculture and Agribusiness Institute, Michigan State University, West Olive, MI, USA 2015

A GR contém um sistema de governança multiplural, abrangendo governos centrais para definir estratégias, criar planos nacionais e, em seguida, autoridades regionais, na maioria dos casos, autoridades locais para projetar, implementar políticas e organizar ferramentas para a coleta, tratamento e descarte dos resíduos. As regulamentações governamentais, os impostos e os esquemas de apoio desempenham um papel relevante no desenvolvimento deste setor e no incentivo de novas tecnologias que lutam para sobreviver, mesmo sem o apoio governamental. Não obstante os avanços na tecnologia sejam ferramentas indispensáveis para facilitar tal mudança, deve existir uma plataforma para a inovação e a demanda pela tecnologia. Às vezes, as barreiras regulatórias impedem a comercialização das novas tecnologias benéficas. O investimento privado pode desempenhar um papel importante no desenvolvimento do sistema de GR.



Figura 8.1 - Fatores que influenciam no gerenciamento de resíduos para DA (Fonte: Adaptado Malinauskaite et al., 2017).

8.2.2 Impacto da digestão anaeróbia no estilo de vida rural

Para incrementar a produção do biogás, exige-se uma transição cultural no seio das comunidades rurais que passa, necessariamente, tanto no aumento do nível da educação formal e do treinamento dos criadores de gados, como na capacitação das mulheres para que assumam um papel mais pró-ativo, pois representam a espinha dorsal e a matriarca das famílias rurais cabo-verdianas. No mundo rural, geralmente, são as mulheres que cozinham

para toda a família, usando a lenha e/ou o estrume do animal, como combustível.

As comunidades rurais devem ser educadas no que diz respeito aos benefícios ambientais, económicos, sociais e tecnológicos, através do uso de unidades da eficientes e eficazes. Além disso, a energia excedente cria potencial de renda adicional.

As Organizações Não-Governamentais (ONGs) e as Organizações Governamentais (OGs) têm um papel importante a desempenhar nessa transição cultural, porquanto podem motivar os agregados familiares das comunidades rurais para a instalação de unidades de produção do biogás (Kabir, Yegbemey, & Bauer, 2013).

Impacto Social (Desenvolvimento Rural e Social)

O biogás tem o potencial inato para atender à demanda da energia das comunidades rurais da Ilha de Santiago e contribuir para a geração de novas riquezas, impulsionando o seu desenvolvimento socioeconómico. As unidades da do biogás podem ganhar alguma relevância entre as referidas comunidades, enquanto fonte de energia alternativa, viável, e uma oportunidade de criar riqueza adicional. O estrume da maioria das pequenas propriedades de gado é adequado, como matéria-prima, para alimentar as referidas unidades de tamanho doméstico, de forma a garantir combustível para uma tradicional família cozinhar. Em média, uma família de cinco pessoas requer, aproximadamente, 2m³ de biogás/dia para cozinhar (K. M. Rahman, Melville, Edwards, Fulford, & Thwala, 2019).

Os digestores anaeróbicos de pequena escala são, geralmente, projetados para produzir biogás no domicílio ou na comunidade em áreas rurais. Os volumes variam de 1000 litros (1m³) para uma única família e até 100.000 litros (100m³) para aplicações em sanitários institucionais ou públicos⁵⁰. Um digestor com uma capacidade de 4 m³ produz, por dia, biogás que atinge 1,34 m³, equivalente a 6,30 kWh/dia. Usa-se tal volume do biogás para acender

⁵⁰ Swiss Federal Institute of Aquatic Science and Technology, 2014, a). Anaerobic Digestion (Small-scale)

lâmpadas incandescência de 60 a 100 watts, durante 8 horas (Wahyuni, Sutjahjo, Purwanto, Fuah, & Kurniawan, 2018).

Nguyen et al. (2019) consideram que um típico digestor anaeróbico doméstico possui uma capacidade de 2 a 8 m³ e, geralmente, são instalados nas áreas rurais dos países em desenvolvimento, tais como Nepal, Vietname, Bangladesh, Camboja, Índia, China, Quênia, Etiópia, entre outros.

Existe um imenso potencial e oportunidades para a implementação do biogás nos países em desenvolvimento, mas a falta de infraestruturas adequadas, capital suficiente e políticas adequadas têm condicionado a implementação bem-sucedida (Patinvoh & Taherzadeh, 2019). A aceitação pública, o custo e a eficiência energética são os principais critérios para instalar uma unidade de biodigestor e utilizar, de forma eficiente, a produção de biogás.

8.2.3 Tecnologia de conversão da biomassa

Os processos de conversão da biomassa encontram-se subdivididos em duas principais tecnologias (Figura 8.2): (i) Tecnologia de conversão termoquímica adequada para a biomassa com baixo teor de humidade (por exemplo, os resíduos resultantes da transformação da madeira); e (ii) tecnologia de conversão bioquímica adequada para a biomassa com alto teor de humidade (por exemplo, os resíduos alimentares).



Figura 8.2 - Tecnologias de conversão da Biomassa (Fonte: elaborado pelo autor).

Conforme se observa na Figura 8.3, de forma sintetizada, os processos de DA podem ser classificados em função: do teor da humidade nos reatores (via húmida e via seca); temperatura de operação (faixa psicrófila – 4 a 15°C; faixa mesófila - 20 a 40°C e faixa termófila - 45 a 70°C); e do modo da alimentação do digestor (contínua e descontínua).

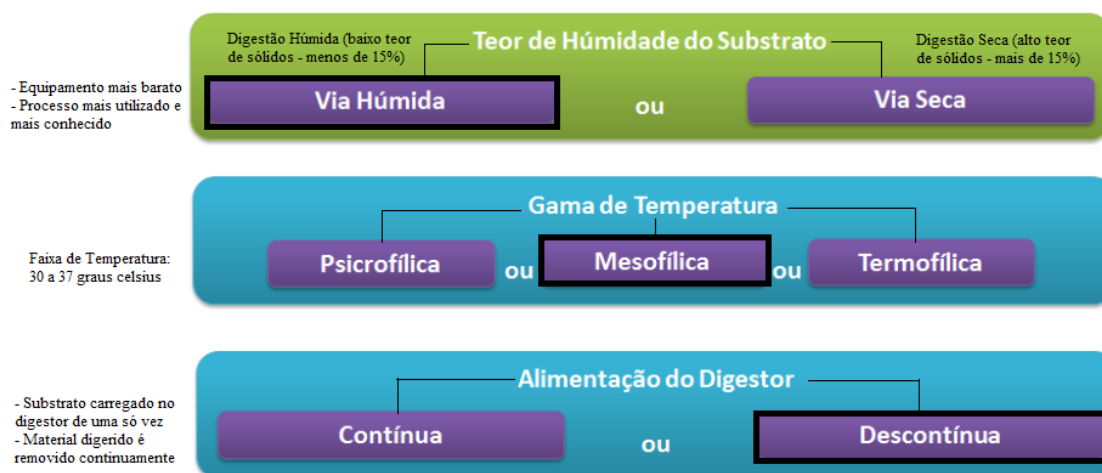


Figura 8.3 - Processos de DA (Fonte: Adaptado de <https://www.portaldobiogas.com/tecnologias-utilizadas-em-biodigestores/>⁵¹).

8.2.4 Modelos dos biodigestores de pequena escala para áreas rurais

De acordo com Scarlat et al.⁵², nos países em desenvolvimento, o biogás é produzido principalmente em digestores de pequena escala e utilizado para cozinhar e/ou para iluminação.

Jegede et al. (2019) referem que os digestores domésticos são reatores anaeróbicos, aplicados principalmente em áreas rurais de países em desenvolvimento, com clima tropical.

Nesta seção, apresentam-se os vários tipos de digestores domésticos.

8.2.4.1 Biodigestor modelo indiano

⁵¹ consultado em setembro de 2020)

⁵² Biogas: Developments and perspectives in Europe, Biogas: Developments and perspectives in Europe - <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.006>

O digester da cúpula flutuante indiano possui um tambor de aço móvel invertido, como o reservatório de gás, que é inserido no digester, conforme ilustrado na Figura 8.4. O biodigestor modelo indiano pode ser descrito como um cilindro vertical, construído com tijolos e revestido internamente por cimento impermeabilizante, tendo uma parede longitudinal que o divide em duas câmaras. Numa delas, conecta-se o tubo de entrada da biomassa e, na outra, o tubo de saída. Tal biodigestor, caracteriza-se por possuir uma campânula flutuante, como gasómetro feita de chapa de aço (NISHIMURA, 2009). O digester é operado num modo semicontínuo e tem padrões de alimentação de substrato e remoção de efluentes, à semelhança aos do digester da cúpula chinês (Jegade et al., 2019).

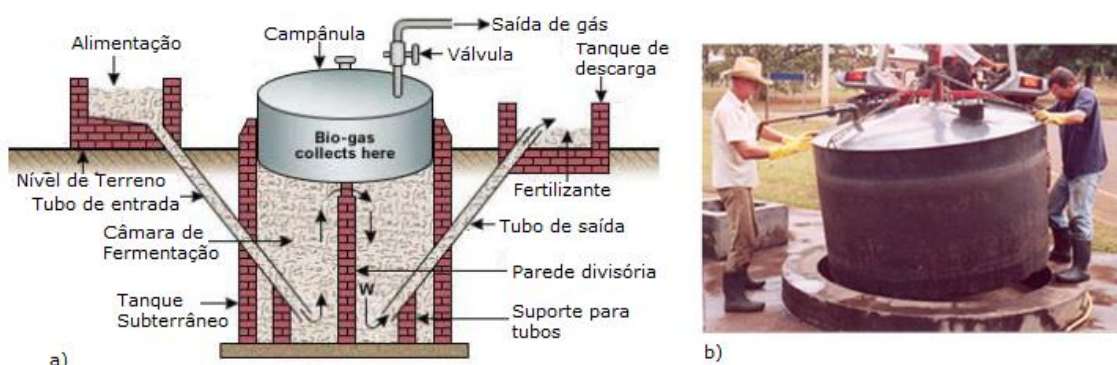


Figura 8.4 - Biodigestor de tambor flutuante ou indiano (Fonte: a) Adaptado de Saleh A.⁵³, b)⁵⁴.

8.2.4.2 Biodigestor modelo chinês

O biodigestor modelo chinês ou da cúpula fixa não possui gasómetro. Está subterrado no solo, construído de alvenaria de tijolos e o teto apresenta em forma de abóboda. O custo da construção é inferior ao do modelo indiano e, tal se deve ao facto de não necessitar do gasómetro e pode utilizar materiais de menores custos (NISHIMURA, 2009).

O digester de cúpula chinês é o tipo do digester doméstico mais comum na Ásia e em África e tornou-se a base para os desenvolvimentos

⁵³ Biogas potential in Pakistan - Biomass Conversion Research Centre, Department of Chemical Engineering, COMSATS Institute of Information Technology, Lahore, 2012
<https://www.researchgate.net/publication/275645496> - consultado em junho de 2020.

⁵⁴ <https://www.cpt.com.br/cursos-energiaalternativa/artigos/biodigestor-uma-implantacao-de-retorno-garantido> - consultado em junho de 2020

contemporâneos nesse setor em todo o mundo. Por norma, os biodigestores de pequena escala operam-se em modo semicontínuo ou descontínuo e faz-se uma vez ao dia (Jegade et al., 2019). O tamanho do digestor da cúpula chinês varia geralmente entre 6 e 10 m³ e gera cerca de 3 m³ de biogás ao dia para satisfazer a necessidade de cozinhar num domicílio com nove pessoas.

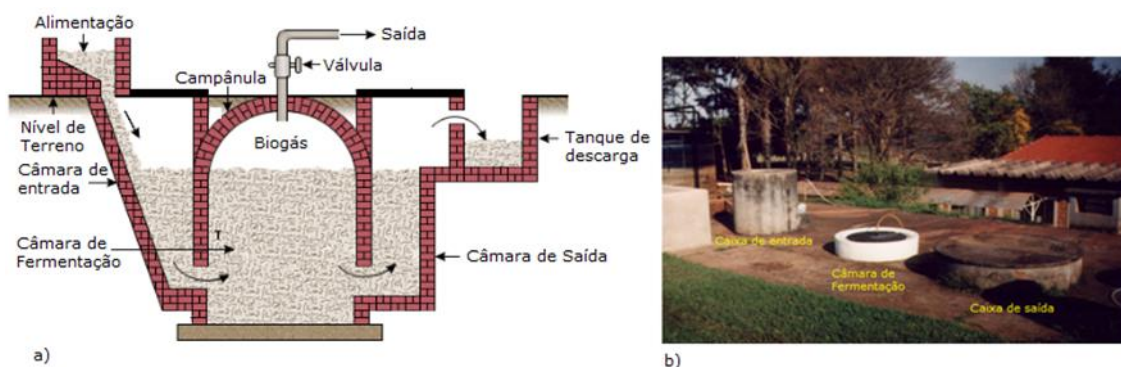


Figura 8.5 - Biodigestor da cúpula fixa ou modelo chinês (Fonte: a) Adaptado de Saleh A.⁵⁵, b)⁵⁶

8.2.4.3 Biodigestor modelo canadense

Este modelo de biodigestor caracteriza-se por possuir uma base retangular construída de alvenaria e um gasómetro feito em manta flexível de policloreto de vinilo (PVC), fixa sobre uma valeta de água que circunda a base, feita através de escavações de uns 40 cm de profundidade ao nível do solo, conforme se pode observar na Figura 8.6-a). A cobertura é feita com geomembrana sintética de polietileno de alta densidade (PEAD), ancorada ao redor do perímetro de todo o biodigestor.

⁵⁵ Biogas potential in Pakistan - Biomass Conversion Research Centre, Department of Chemical Engineering, COMSATS Institute of Information Technology, Lahore, 2012

<https://www.researchgate.net/publication/275645496> - consultado em junho de 2020

⁵⁶ Adaptado de Castanho et al., VI Semana de Tecnologia em Alimentos, VI Semana de Tecnologia em Alimentos - Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Campus Ponta Grossa - Paraná - Brasil, ISSN: 1981-366X / v. 02 n. 21, 2008

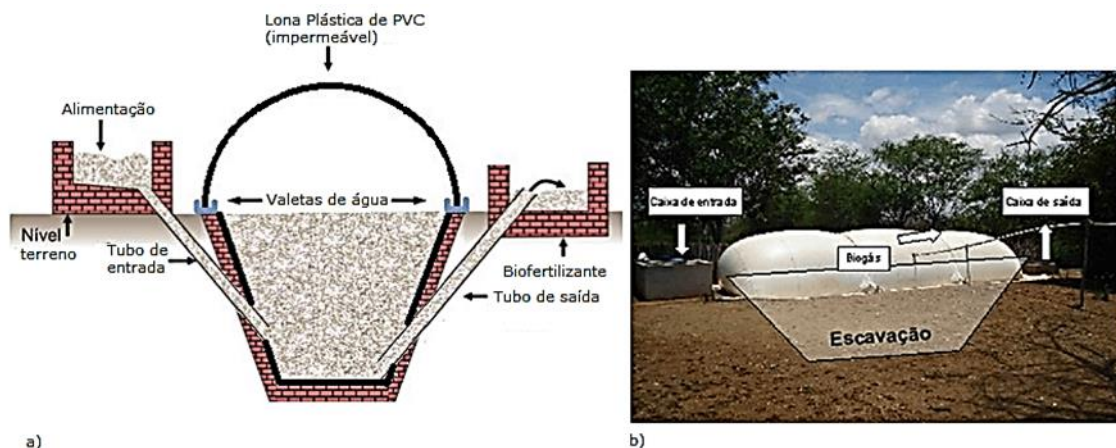


Figura 8.6 - Biodigestor do modelo canadense (Fonte: a) Adaptado de Perlingeiro, C. A. G.⁵⁷, b)⁵⁸.

A Tabela 8.1 sintetiza as principais vantagens e as desvantagens destes três tipos de digestores anaeróbios para aplicação doméstica.

Tabela 8.1 - Vantagens e desvantagens dos digestores anaeróbios domésticos (Fonte: Adaptado de Cheng et al., 2014).

Tipo de Digestor	Vantagens	Desvantagens
Digestor de cúpula fixa (Modelo "chinês")	<ul style="list-style-type: none"> · Baixo custo inicial de construção · Longo tempo de vida útil (20 anos ou mais) · Sem partes móveis envolvidas · Projeto básico compacto · Menos terra necessária se construída no subsolo · Baixa manutenção 	<ul style="list-style-type: none"> · Requer altas habilidades técnicas para construção à prova de gás · Difícil de reparar em caso de vazamento · Requer materiais de construção pesados · Quantidade de gás produzida não é imediatamente visível
Digestor de tambor flutuante (Modelo "indiano")	<ul style="list-style-type: none"> · Operação simples e fácil de entender · Volume de gás armazenado visível · Pressão de gás constante · Construção relativamente fácil 	<ul style="list-style-type: none"> · Elevados custos de material devido ao tambor de aço extra · Vida útil curta (5 a 15 anos) por causa da corrosão do tambor de aço · Alta manutenção devido à pintura regular do tambor
Digestor Tubular de Polietileno (Modelo "canadense")	<ul style="list-style-type: none"> · Baixo custo · Facilidade de transporte · Baixa sofisticação de construção · Manutenção simples · Menos sujeito a variações climáticas para tipo de domínio fixo 	<ul style="list-style-type: none"> · Vida útil relativamente curta (cerca de 2 a 5 anos) · Alta susceptibilidade a danos · Baixa pressão de gás · Criação limitada de emprego local · Alto impacto no meio ambiente, menos favorável ao meio ambiente

Independentemente do modelo escolhido, o uso dos biodigestores domésticos de pequena escala, pode contribuir de certa forma para a promoção ou cumprimento de alguns dos 17 Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS), tais como: (i) reduzir os impactos das mudanças climáticas (benefício ambiental), (ii) aprimorar o processo de gestão e agregação de valor agrônomico (benefício social) de resíduos orgânicos

⁵⁷ Biocombustíveis no Brasil: Fundamentos, Aplicações e Perspetivas. Rio de Janeiro: Synergia, 2014

⁵⁸ <https://www.revistaea.org/artigo.php?idartigo=1248> – consultado em junho de 2020

biodegradáveis, mediante a utilização de biogás para energia e de biofertilizante, (iii) combater a pobreza, através da criação de empregos (vertente económico), (iv) possibilitar o acesso a uma fonte energética renovável e limpa (tecnologia sustentável), sobretudo nas áreas rurais e remotas dos países em desenvolvimento. Importa referir que um dos desafios para a Engenharia é a construção de um modelo de biodigestor que tenha uma vida útil considerável, exceto o chinês, usando materiais acessíveis e adequados, tendo em consideração a economia de cada local/região/ilha.

8.2.5 Tecnologia de digestores anaeróbios em pequena escala para áreas urbanas

Segundo dados divulgados pelo *BiogasWorld*⁵⁹, um dos desafios, para os próximos anos, será desenvolver a digestão anaeróbia em pequena escala nas cidades, particularmente, francesas. Várias empresas fabricaram digestores de pequena escala, para o tratamento de resíduos orgânicos biodegradáveis e alimentares, adaptados também aos espaços urbanos.

Atualmente, é possível encontrar no mercado internacional várias tecnologias de digestores anaeróbios em microescala. Nesta seção, apresentam-se algumas dessas tecnologias.

HomeBiogas⁶⁰

- Montagem simples, sem necessidade de um profissional ou técnico;
- Instalado até a uma distância de 20 metros da cozinha;
- Sistema alimentado com resíduos alimentares (a partir de 12 e até 20 litros/dia e/ou estrumes animais (36 litros/dia misturados com 72 litros de água));

⁵⁹ <https://www.biogasworld.com/news/future-small-scale-anaerobic-digestion/> (consultado em 15/08/2020)

⁶⁰ Adaptado de <https://www.biogasworld.com/product-category/anaerobic-digestion/small-scale-digester-en/> (consultado em 15/08/2020)

- A unidade *HomeBiogas 2.0* gera até 600 litros de biogás por dia a uma pressão de 10 milibar (mbar) e temperatura ambiente (20°C a 25°C)⁶¹, e o custo é na ordem de 720 USD;
- Gera, diariamente, até 2 horas de gás de cozinha e fertilizante;
- Vida útil estimada de 15 anos.



Figura 8.7 - Biodigestor do tipo "*HomeBiogas*" (Fonte: Adaptado de <https://www.biogasworld.com/product-category/anaerobic-digestion/small-scale-digester-en>)⁶².

MyGug⁶³

- Tecnologia totalmente automatizada e é muito fácil de ser usada;
- Tamanhos variam entre os domésticos e os comerciais (0,5 a ton de resíduos alimentares por ano);
- Pode digerir até 2,66 kg de resíduos alimentares em média por dia. Os modelos comerciais podem tratar até 25 ton de resíduos alimentares por ano;
- À escala doméstica, gera normalmente cerca de 200 L a 500 L de biogás por dia, o equivalente a 0,2 e 0,5 m³/dia, respetivamente, a uma pressão cerca de 23 mbar e a uma temperatura de -20°C (Norte da Noruega) até

⁶¹ http://qualitysolar.com.au/docs/Biogas/HomeBiogas_2.0_Technical_Data.pdf

⁶² consultado em 15/08/2020

⁶³ Adaptado de <https://www.biogasworld.com/product-category/anaerobic-digestion/small-scale-digester-en/> (consultado em 20/08/2020)

+40°C (Sul da Espanha)⁶⁴. Para os digestores comerciais, regra geral, em cada 10 kg de resíduo alimentar, produz-se o equivalente a 1 kg de gás.

- Uma unidade doméstica requer cerca de 2m x 1,5m de espaço;
- O sistema é totalmente fechado para que não haja problemas de cheiros ou vermes;
- Desde abril de 2018, os volumes médios de alimentos aumentaram para 1,98 kg por dia, com uma produção média de biogás de 348 L/dia (0,34 m³/dia)⁶⁵.



Figura 8.8 - Biodigestor do tipo "MyGug" (Fonte: Adaptado de <https://www.biogasworld.com/product-category/anaerobic-digestion/small-scale-digester-en>)⁶⁶

AGAMA BiogásPro3⁶⁷

Os digestores *AGAMA BiogásPro3* são soluções pré-fabricadas para a transformação de resíduos em energia. O *BiogásPro* é um sistema exclusivo e patenteado, projetado e fabricado na África do Sul para as condições africanas⁶⁸. Um digestor *AGAMA BiogásPro3* gera até 800 L de biogás por dia, a uma pressão de até 58 mbar e a uma temperatura de +10°C a +40°C⁶⁹.

A Tabela 8.2. ilustra os principais parâmetros do biodigestor pré-fabricado do tipo *AGAMA BiogásPro3*.

⁶⁴ <https://www.seai.ie/documents/research-projects/RDD-000157.pdf>

⁶⁵ Public Report for SEAI RDD/000157 - Kieran Coffey, June 2018

⁶⁶ (consultado em 15/08/2020)

⁶⁷ Adaptado de <https://www.agamabiogas.co.za/agama-biogaspro-3/> (consultado em 15/08/2020)

⁶⁸ www.agamabiogas.co.za/about-us/

⁶⁹ www.agamabiogas.co.za/agama-biogaspro-3/

Tabela 8.2 - Parâmetros do biodigestor pré-fabricado do tipo *AGAMA BiogásPro3* (Fonte: Adaptado de <https://www.agamabiogas.co.za/agama-biogaspro-3/>⁷⁰ (consultado em 15/08/2020).

	Temperatura de operação (°C)	Carga máxima (kg/dia)	Água mínima (litros/dia)	Produção de gás (m ³ /dia)	% de CH ₄
Resíduos alimentares	15	15	25	1,72	60
	17,5	15	25	1,97	60
	20	15	25	2,23	60
	25	20	35	3,51	60
Estrumes animais	15	20	20	0,61	60
	17,5	20	20	0,70	60
	20	25	25	0,97	60
	25	30	30	1,41	60



Figura 8.9 - Biodigestor do tipo "AGAMA BiogásPro3" (Fonte: Adaptado de <https://www.agamabiogas.co.za/agama-biogaspro-3/>)

SimGas⁷¹

Trata-se de empresa holandesa, com a instalação de fabrico em massa na Tanzânia e uma unidade de produção no Quênia e na Ruanda. É o maior fornecedor de sistemas domésticos do biogás em África. O tamanho do biodigestor *SIMGas* é adaptável e escalonável (2 m³ a 25 m³ em incrementos de 1 m³) às necessidades de qualquer família com gado e pode ser instalado num dia. O sistema é projetado para receber alguma variedade de substratos biodegradáveis, sendo que esta codigestão contribui para uma melhoria significativa no rendimento do gás. O conceito do biodigestor baseia-se em peças de plástico reciclado durável que são leves e empilháveis. Com isso,

⁷⁰ consultado em 15/08/2020

⁷¹ Adaptado de <http://simgas.org/biogas-system/> (consultado em 23/08/2020)

reduzem-se os custos do material e do impacto ambiental e agiliza, de igual modo, o transporte e o processo da instalação.



Figura 8.10 - Biodigestor do tipo "SIMGas" (Fonte: Adaptado de <http://simgas.org/biogas-system/>⁷²).

8.2.6 Biodigestores domésticos instalados no mundo

Em 2018, instalaram-se mais de 38.000 biodigestores domésticos em 17 países na Ásia, em África e na América Latina, conforme mostra a Tabela 8.3. Quase todos esses digestores são alimentados com estrume animal e fornecem dois produtos preciosos: o biogás, usado, em particular, para cozinhar limpo e o fertilizante orgânico para aumentar a produção agrícola (SNV, 2019) Na Ásia, encontra-se a maioria dos digestores (superiores a 27.000 unidades), em particular, no Vietname, no Nepal, na Indonésia e no Bangladesh. A África ultrapassou os 10.000 digestores, com a maioria das unidades instaladas na Etiópia, no Quênia, na Zâmbia e no Burkina Faso. Na América Latina, o número de unidades instaladas é mais baixo.

Tabela 8.3 - Número de biodigestores domésticos instalados em 2018 e, cumulativamente, até o final de 2018 nos países da África, da Ásia e da América Latina (Fonte: Elaborado e adaptado de SNV, 2019).

⁷² consultado em 23/08/2020

América Latina			África			Ásia		
País	2018	Até 2018	País	2018	Até 2018	País	2018	Até 2018
Bolívia	/	50	Benim	25	132	Bangladesh	2 105	50 374
Honduras	36	40	Burkina-Faso	1 699	11 986	Butão	240	5 239
Nicaragua	317	1 466	Camarões	/	355	Cambodja	903	27 757
Perú	/	26	Etiópia	4 148	22 574	Indonésia	1 370	23 817
Total	353	1 582	Gana	13	17	Laos	/	2 888
			Quênia	2 139	20 699	Nepal	9 574	385 490
			Ruanda	/	10 009	Paquistão	45	6 121
			Senegal	/	2 287	Vietnã	13 354	279 049
			Tanzânia	28	6 570	Total	27 591	780 735
			Uganda	663	8 235			
			Zâmbia	1 738	3 394	Todas as regiões	2018	Até 2018
			Zimbabué	/	97	Total	38 397	868 672
			Total	10 453	86 355			

8.2.6.1 Custos dos biodigestores domésticos

Nas Tabela 8.4 e 8.5, apresentam-se os custos de investimentos, em USD, relativos aos diferentes tipos de biodigestores em diferentes países e a nível global.

Tabela 8.4 - Custos dos biodigestores domésticos em várias regiões do mundo (Fonte: Elaborado pelo autor e adaptado da IRENA, 2017a).

Região/País	Tipo	Custo Unitário (USD)	Referência
Ásia	Biodigestor	612	REN21, 2015
África	Biodigestor	886	REN21, 2016
China	Biodigestor	368 - 792	Zuzhang, 2014
Índia	Biodigestor pré-fabricado (BPF) - indústria sintética	350 - 750	Putti et al., 2015
Tanzânia	BPF <i>SimGas</i>	350 - 750	Putti et al., 2015
África do Sul	BPF <i>Agama Biogás</i>	2 800	Cheng el al., 2014
	Biodigestor de saco de plástico (BSP)	20 - 200	Cheng el al., 2014
Mundo	Biodigestor composto (BC)	100 - 300	Cheng el al., 2014
	Unidade de biogás doméstico e fogão (BDF)	500 - 1 500	Putti et al., 2015
	Biodigestor construído no local (BCL)	300 - 800	Cheng el al., 2014

Tabela 8.5 - Custos de investimentos, em USD, para o tamanho típico de digestores domésticos nos países da África, da Ásia e da América Latina. (Fonte: Elaborado pelo autor e adaptado de SNV, 2019).

Região/País	Número Digestor instalado (2018)	Tamanho típico (m ³)	Especificação (implementação)	Custo médio de investimento (USD)
África				
Benim	25	4	No local	553

Região/País	Número Digestor instalado (2018)	Tamanho típico (m ³)	Especificação (implementação)	Custo médio de investimento (USD)
Burkina Faso	1699	4	No local	560
Etiópia	4148	6	No local	571
Quênia	2139	6	Pré-fabricado	662
Uganda	663	6	No local	501
Zâmbia	1738	6	No local	806
Ásia				
Bangladesh	2105	6	No local	592
Butão	240	6	No local	774
Camboja	903	4	No local	550
Indonésia	1370	4	No local	741
Nepal	9574	6	No local	1044
Paquistão	45	15	No local	1454
Vietname	13 354	6,5	Pré-fabricado	610
América Latina				
Nicarágua	317	6	Pré-fabricado	1193

8.3 – Digestão anaeróbia: Caso de Estudo – Vale da Custa

8.3.1 Potencial de energia do biogás na área em estudo a partir do estrume animal

Para gerar o biogás, a partir da digestão anaeróbia do estrume animal, torna-se necessário averiguar a existência ou não do potencial pecuário suficiente para a produção de biogás.

Como forma de quantificar o potencial de estrume animal existente na comunidade do Vale da Custa, aplicou-se um inquérito por questionário aos moradores da referida comunidade.



Figura 8.11 - Animais no Vale da Custa ((Fonte: a) e b) - Adaptado de http://www.rtc.cv/index.php?paginas=47&id_cod=58260 (maio, 2017); c), d) e f) autor (agosto, 2020)).

A Tabela 8.6 apresenta a quantidade de animais para a área em estudo, com um total de 302 animais, entre os quais se destacam bovino, suíno, ovino, caprino e galináceo.

Tabela 8.6 - Quantificação dos animais no Vale da Custa (Fonte: elaborado pelo autor).

Tipo de Animais	Quantidade
Vaca	19
Porco	135
Ovelha/Carneiro	6
Cabra	67
Galinha	75
Total	302

Na Tabela 8.7 são apresentados valores do potencial de produção de estrume por diversos tipos de animais analisados neste trabalho, e vão servir de suporte para cálculo da estimativa de produção de biogás. A média do estrume fresco obtido dos bovinos é de 4,5 kg/dia/cabeça, do burro, do cavalo e da mula de 10 kg/dia/cabeça, dos ovinos e caprinos de 1 kg/dia/cabeça e do frango de 0,08 kg/dia/cabeça. O rendimento médio do biogás do estrume do cavalo, da mula e do burro é de 0,24 m³/kg da matéria seca (MS), dos porcos, das ovelhas, das cabras de 0,37 m³/kg MS e, por último, do frango de 0,4 m³/kg MS (Mitiku Teferra & Wubu, 2019).

Tabela 8.7 - Conteúdo da matéria seca total do estrume fresco do animal e a proporção do CH₄ na produção total do biogás (Fonte: Adaptado de Mitiku Teferra & Wubu, 2019).

Tipo de animais	Média do estrume fresco [kg/dia/cabeça]	Matéria seca do estrume fresco [%massa]	m ³ _{PTN} biogás/kg de matéria seca total	CH ₄ (%volume) no Biogás
Vaca	4,5	16,7	0,24	60,0 - 65,0
Porco	2,0	4,4	0,37	60,0 - 65,0
Ovelha/Carneiro	1,0	30,7	0,37	60,0 - 65,0
Cabra	1,0	30,7	0,37	60,0 - 65,0
Galinha	0,08	30,7	0,40	60,0 - 65,0
Cavalo, Mula	10,0	7,0	0,24	60,0 - 65,0
Burro	10,0	15,0	0,24	60,0 - 65,0

8.3.1.1 Procedimento de cálculo da estimativa de produção de biogás e de energia elétrica

De acordo com Teferra et al. (2019), adotaram-se, para efeitos dos cálculos, os procedimentos abaixo indicados:

- a) Potencial total do estrume fresco na área em estudo (kg/dia) = Média do estrume fresco (kg/dia/cabeça) × Número total do gado na área em estudo;
- b) Matéria seca total (MST) proveniente do estrume fresco (kg/dia) = Matéria seca do estrume (%massa) × Potencial total do estrume fresco (kg/dia);
- c) Produção total do biogás (m³_{PTN}/dia) = m³_{PTN}/kg biogás da matéria seca total × MST (kg/dia);
- d) Produção total da eletricidade (kWh/dia) = produção da eletricidade por gerador a biogás, a partir de 1 m³ de biogás em kWh_e × produção total do biogás (m³_{PTN}/dia).

Para o cálculo teórico da eletricidade produzida a partir da combustão do biogás, sob condições normais de pressão e temperatura, estabeleceu-se um cenário baseado no seguinte pressuposto, de acordo com (i) a concentração percentual do volume de CH₄ presente no biogás e (ii) o poder calorífico

inferior (PCI) do CH₄ e, por conseguinte, o seu equivalente energético em kWh_e:

- ✓ Cenário: 60% volume de CH₄; PCI = 5,0 MJ (1,4 kWh_e)

Neste cenário, utilizou-se uma gama de rendimento de conversão elétrica (η_e), no motor-gerador, que varia entre 25% e 35%.

8.3.1.2 Resultados

De acordo com IRENA (2016), 1 m³ de CH₄ contém cerca de 5 MJ de energia, em condições de pressão de 101325 Pa e temperatura de 0°C. Sabendo que 1 kWh_e equivalente 3,6 MJ, tem-se para 5 MJ um valor energético de cerca de 1,4 kWh_e (5 MJ/3,6 MJ).

Os resultados obtidos são apresentados nas Tabelas 8.8 e 8.9, respetivamente.

Tabela 8.8 - Resumo do potencial estimado do estrume animal na área em estudo - Vale da Custa (Fonte: elaborado pelo autor).

Tipo de Animais	Média de estrume fresco [kg/dia/cabeça]	Quantidade de animais	Potencial total de estrume fresco [kg/dia]	Rendimento			
				Matéria seca total [kg/dia]	médio de biogás de esterco (m ³ _{PTN} /kg SV)	Produção total de biogás [m ³ _{PTN} /dia]	Produção de eletricidade [kWh _e /dia]
Vaca	4,5	19	85,5	14,28	0,24	3,4	4,9
Porco	2,0	135	270,0	10,80	0,37	4,0	5,7
Ovelha/Carneiro	1,0	6	6,0	1,84	0,37	0,7	1,0
Cabra	1,0	67	67,0	20,57	0,37	7,6	10,9
Galinha	0,08	75	6,0	1,84	0,40	0,7	1,1
Biomassa total de estrume animal			434,5	49,3	1,8	16,5	23,5

Tabela 8.9 - Estimativa da produção da energia elétrica a partir dos estrumes animais na área em estudo - Vale da Custa (Fonte: elaborado pelo autor).

Número total de animais	Produção estimativa					
	Estrume [kg/dia]	Biogás [m ³ /dia]	Eletricidade [kWh/dia]			
			1m ³ Biogás (60% volume CH ₄) \cong 1,428 kWh	$\eta = 25\%$	$\eta = 30\%$	$\eta = 35\%$
302	434,50	16,50	23,56	5,89	7,07	8,25

8.3.1.3 Conclusões

O potencial de produção de estrume animal no Vale da Costa é estimado em 434,5 kg/dia e com capacidade de produzir cerca de 16,5 m³/dia de biogás. Considerando, ainda, a eficiência da conversão (η) do biogás em energia elétrica, através dos motores-geradores de (i) $\eta=25\%$, (ii) $\eta=30\%$ e (iii) $\eta=35\%$, a produção real da energia será de 5,89; 7,07 e 8,5 kWh/dia, respetivamente.

Porém, este potencial de produção de estrume animal disponível para geração de biogás pode ser afetado por vários motivos, e ficar em valores aquém do estimado. De facto, em consequência da escassez da água, resultante da falta da chuva desde 2017 a esta parte, as ilhas de Cabo Verde vêm enfrentando uma seca severa, com graves efeitos nas atividades agropecuárias. Por conseguinte, os criadores de animais do Vale da Costa acabaram por diminuir, em larga medida, o número de cabeça dos seus gados, vendendo-os a baixo custo. Uma outra razão pela qual tem havido uma redução de animais, sobretudo de caprinos, se deve ao facto do ataque frequente de cães vadios, a ponto de os matar.

A quantidade de estrume obtido por animal depende do animal e do tipo da alimentação do animal. Nas épocas agrícolas produtivas, abundam pastos para o animal e presume-se um aumento percentual nos recursos de estrume. Tal traduz num aumento da capacidade de produção do biogás.

A solução robusta e em microescala apresenta-se como alternativa sustentável para produzir a eletricidade no local, a partir da recuperação dos resíduos orgânicos e dos estrumes de origem animal.

8.3.2 Potencial de produção de biogás e energia elétrica a partir dos resíduos alimentares

Nesta seção é analisado o potencial de produção de biogás por digestão anaeróbia dos resíduos alimentares (restos dos alimentos), provenientes das 77 moradias da comunidade do Vale da Costa. Neste contexto, é importante o conteúdo de sólidos totais (ST) nos resíduos, também conhecido como matéria seca (MS), como parâmetro que determina o potencial de geração de biogás por digestão anaeróbia. As propriedades dos resíduos alimentares, nomeadamente a sua massa volúmica, são influenciadas também pelo seu conteúdo em água, e este pode variar significativamente. O conteúdo em ST atua como um fator determinante para a seleção do tipo de digestor adequado para a DA. Para além dos ST, quantidade de sólidos voláteis (SV) presentes nos ST são um parâmetro importante na caracterização dos resíduos alimentares na perspetiva do processo de DA, pois estão associados à fração biodegradável que pode originar o biogás. De acordo com a Tabela 8.10, verifica-se que a percentagem dos SV que compõem os resíduos alimentares varia na gama de 80,0%massa a 90,1%massa. Neste caso de estudo, adotou-se o valor médio de 87,0%massa para a fração de SV presentes nos ST dos resíduos alimentares.

Tabela 8.10 - Conteúdo da matéria seca e dos sólidos voláteis que compõem os resíduos alimentares (Fonte: elaborado pelo autor).

Referência	Conteúdos em Sólidos Totais ST- (%massa)	Conteúdos em Sólidos Voláteis-SV (%massa)
a)	28,7	90,1
b)	18,28	87,48
c)	-	89
d)	10	80
Média	18,99	86,65

a) (Chiew, Spångberg, Baky, Hansson, & Jönsson, 2015); b) (He et al., 2012); c) (Ph, Tech, Piippo, Tech, & Pongrácz, 2018); d) Al Seadi et al., 2008)

8.3.2.1 Cálculo da estimativa de produção de resíduos alimentares

Segundo o PENGeR, em 2015, no concelho de São Domingos, cuja população é estimada em 14.037 habitantes, produziu-se 2556 ton de resíduos sólidos (RS), o que corresponde a uma capitação de 0,5 kg/dia/habitante, ou seja, uma produção diária de RS igual a 7018 kg/dia no referido concelho (6108,8 kg/dia). De entre os 2556 ton de RS, 11,12% são bioresíduos. Atendendo que o Vale da Custa tem cerca de 400 habitantes (censo 2010) e 98 moradias, presume-se que haja uma produção diária de 200 kg de resíduos, de entre os quais se deduziu que 0,32% correspondem bioresíduos.

Para efeitos de cálculos da estimativa da produção de energia elétrica a partir da combustão do biogás produzido por DA dos resíduos alimentares, fez-se um trabalho de campo em 77 moradias com cerca de 314 pessoas através do qual aplicou-se um inquérito por questionário com o propósito de obter uma perceção dos moradores quanto ao destino final dos restos de comida após as refeições (Anexo 3 – Ponto 6). Nestas 77 moradias, produzem-se cerca de 150 kg/dia de resíduos sólidos, contendo uma fração de bioresíduos (resíduos alimentares) estimada na ordem de 0,25%, correspondente a 0,39 kg/dia, conforme se observa na Tabela 8.11.

Tabela 8.11- Estimativa da produção de bioresíduos em Vale da Custa

	Unidade	Concelho de São Domingos	Vale da Custa	
			98 moradias	77 moradias
Número de habitante	/	14 037	400	314
Produção total de RS	ton/ano	2 556	72,84	57,18
	ton/dia	7,003	0,200	0,157
Bioresíduos	%	11,20	0,32	0,25
	ton/ano	286,27	0,232	0,143
	ton/dia	0,784	0,000637	0,000392

8.3.2.2 Resultados

Considerando que os resíduos alimentares possuem, em média, 87,0% dos SV na sua composição, conforme se observa na Tabela 8.10, a quantidade dos SV será igual a 0,34 kg SV/dia. De acordo com Ferreira (2015), uma ton de SV produz, em média, um volume de 400 m³ de CH₄/dia ou 0,4 m³_{PTN}CH₄/kg SV. Assim sendo, 0,34 kg SV/dia de bioresíduos estimados,

poderá gerar cerca de $0,14 \text{ m}^3_{\text{PTN}}\text{CH}_4/\text{dia}$, conforme apresentado na Tabela 8.12.

Tabela 8.12 - Produção da energia elétrica a partir da combustão do biogás produzido por DA dos resíduos alimentares na área em estudo - Vale da Costa (Fonte: elaborado pelo autor).

Número de Moradia abrangida	Produção estimativa						
	Resíduos [kg/dia]	87% de SV em resíduos alimentares [kg SV/dia]		Biogás [$\text{m}^3_{\text{PTN}}/\text{dia}$]	Eletricidade [kWh_e/dia]		
		$1 \text{ m}^3_{\text{PTN}}$ Biogás (60% CH_4) $\cong 1,428 \text{ kWh}$	$\eta = 25\%$		$\eta = 30\%$	$\eta = 35\%$	
77	0,39	0,34	0,14	0,1938	0,0485	0,0581	0,0678

Atendendo que $1 \text{ m}^3_{\text{PTN}}$ biogás (60% volume CH_4) equivale cerca de $1,428 \text{ kWh}$ de eletricidade, então, $0,14 \text{ m}^3_{\text{PTN}}$ biogás /dia produzirá cerca de $193,8 \text{ Wh}_e/\text{dia}$. Considerando, ainda, a eficiência da conversão (η) do biogás em energia elétrica, através dos motores-geradores de (i) $\eta=25\%$, (ii) $\eta=30\%$ e (iii) $\eta=35\%$, a produção real da energia será de $48,5$; $58,1$ e $67,8 \text{ Wh}_e/\text{dia}$, respetivamente.

8.3.2.3 Conclusões e sugestões para futuros trabalhos

Com base na avaliação do potencial de biogás, a partir de uma percentagem dos SV (87,0% massa) que compõem os resíduos alimentares a serem digeridos na DA ($0,39 \text{ kg}/\text{dia}$), será produzido, em média, $58,1 \text{ Wh}_e/\text{dia}$ ($\eta=30\%$) de energia elétrica para as 77 moradias do Vale da Costa. Uma unidade de biodigestor anaeróbio terá a capacidade para valorizar, cerca de $142,35 \text{ kg}/\text{ano}$ de resíduos alimentares, em regime de operação por cargas (*batch*), mesofílico ($35 \text{ }^\circ\text{C}$) e por via húmida.

A contribuição energética da dos resíduos alimentares para satisfazer a necessidade energética nas zonas rurais de baixa densidade permitirá que os digestores tenham um nicho de aplicabilidade na Ilha de Santiago, bem como em todo o território nacional. Para trabalhos posteriores, e na mesma linha de investigação, sugere-se um estudo capaz de abranger todas as moradias da referida comunidade (estimadas em quase uma centena) e avaliar técnica

e economicamente as diferentes configurações de biodigestores que melhor se adequará à sua implementação.

8.3.3 Análise comparativa do estrume animal e dos resíduos alimentares a nível do potencial da produção do biogás

Na área em estudo, o estrume animal é a principal matéria-prima disponível para produção de biogás por DA, responsável por 99,91% da sua massa para produção de biogás por DA, enquanto os restos alimentares constituem uma expressão insignificante de cerca de 0,09% da sua massa, conforme se observa no Gráfico 8.1.

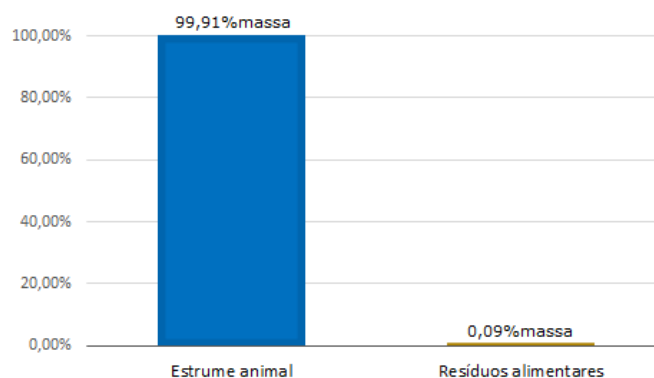


Gráfico 8.1 - Potencial, em percentagem em massa, de estrume animal e restos alimentares disponíveis na área em estudo - Vale da Costa.

No entanto, de acordo com o Gráfico 8.2, o potencial de produção do biogás proveniente do estrume animal e dos restos alimentares é de 99,15% e 0,84%, respetivamente.

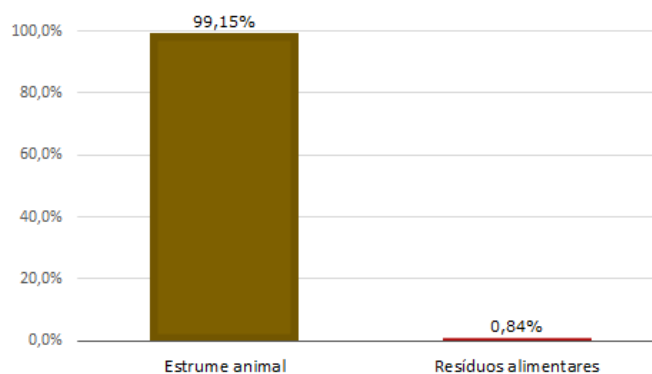


Gráfico 8.2 - Produção, em termos percentuais, do biogás a partir do estrume animal e dos restos alimentares na área em estudo - Vale da Costa.

8.4 – Digestão anaeróbia: Caso de Estudo – Achada Lagoa

8.4.1 Potencial da energia do biogás na área em estudo a partir do estrume animal

Como forma de quantificar o potencial de estrume animal existente na comunidade da Achada Lagoa, aplicou-se um inquérito por questionário aos moradores da referida comunidade.

A Tabela 8.13 apresenta a quantidade de animais para a área em estudo, com um total de 71 animais, entre os quais se destacam bovino, suíno, ovino, caprino, galináceo e asinino.

Tabela 8.13 - Quantificação dos animais em Achada Lagoa (Fonte: elaborado pelo autor).

Tipo de Animais	Quantidade
Vaca	14
Porco	8
Ovelha/Carneiro	6
Cabra	1
Galinha	33
Burro	9
Total	71

Os procedimentos adotados para os cálculos estimativos de produção de biogás e de energia elétrica são idênticos aos da subseção 8.3.1.1.

8.4.1.2 Resultados

De acordo com IRENA (2016), 1 m³ de CH₄ contém cerca de 5 MJ de energia, em condições de pressão de 101325 Pa e temperatura de 0°C. Sabendo que 1 kWh_e equivalente 3,6 MJ, tem-se para 5 MJ um valor energético de cerca de 1,4 kWh_e (5 MJ/3,6 MJ).

Os resultados obtidos são apresentados nas Tabelas 8.14 e 8.15, respetivamente.

Tabela 8.14 - Resumo do potencial estimado do estrume animal na área em estudo – Achada Lagoa (Fonte: elaborado pelo autor).

Tipo de Animais	Média de estrume fresco [kg/dia/cabeça]	Quantidade de animais	Potencial total de estrume fresco [kg/dia]	Matéria seca total [kg/dia]	Rendimento		
					médio de biogás de estrume ($m^3_{PTN}/kg\ SV$)	Produção total de biogás [m^3_{PTN}/dia]	Produção de eletricidade [kWh_e/dia]
Vaca	4,5	14	63,0	10,5	0,24	2,5	3,6
Porco	2,0	8	16,0	0,64	0,37	0,2	0,3
Ovelha/Carneiro	1,0	6	6,0	1,842	0,37	0,7	1,0
Cabra	1,0	1	1,0	0,307	0,37	0,1	0,2
Galinha	0,08	33	2,6	0,8	0,40	0,3	0,5
Burro	10,00	9	90,0	63,0	0,24	15,1	21,6
Biomassa total de estrume animal			178,6	77,1	2,0	19,0	27,1

Tabela 8.15 - Estimativa da produção da energia elétrica a partir dos estrumes animais na área em estudo – Achada Lagoa (Fonte: elaborado pelo autor).

Número total de animais	Produção estimativa					
	Estrume [kg/dia]	Biogás [m^3_{PTN}/dia]	1m ³ Biogás (60% volume CH ₄) \cong 1,428 kWh	Eletricidade [kWh_e/dia]		
				$\eta = 25\%$	$\eta = 30\%$	$\eta = 35\%$
71	178,6	19,0	27,1	6,8	8,1	9,5

8.4.1.3 Conclusão

O potencial de esterco animal em Achada Lagoa é estimado em 178,6 kg/dia e com capacidade de produzir cerca de 19,0 m³/dia do biogás. Atendendo que 1 m³_{PTN} biogás (60% volume CH₄) equivale cerca de 1,428 kWh de eletricidade, então, 0,14 m³_{PTN} de biogás/dia produzirá cerca de 193,8 Wh_e/dia. Considerando, ainda, a eficiência da conversão (η) do biogás em energia elétrica, através dos motores-geradores de (i) $\eta=25\%$, (ii) $\eta=30\%$ e (iii) $\eta=35\%$, a produção real da eletricidade será de 48,5; 58,1 e 67,8 Wh_e/dia, respetivamente.

8.4.2 Potencial de produção de biogás e energia elétrica a partir dos resíduos alimentares

8.4.2.1 Cálculo da estimativa de produção de resíduos alimentares

Segundo o PENGeR, em 2015, no concelho do Tarrafal, cuja população é estimada em 18.314 habitantes, produziu-se 3455 ton de RS, o que correspondente a uma capitação de 0,52 kg/dia/habitante. Ou seja, uma produção diária de RS igual a 9466 kg/dia no referido concelho. De entre os 3455 ton de RS, 17,7% correspondem bioresíduos. Atendendo que a Achada Lagoa tem atualmente cerca de 20 habitantes em 8 moradias, presume-se que haja uma produção diária de 10,33 kg de resíduos, de entre os quais se deduziu que 0,02% são bioresíduos, correspondente a 0,0019 kg/dia, conforme apresentada na Tabela 8.16.

Para efeitos de cálculos da estimativa da produção de energia elétrica a partir da combustão do biogás produzido por DA dos resíduos alimentares, fez-se um trabalho de campo nestas 8 moradias através do qual aplicou-se um inquérito por questionário com o propósito de obter uma perceção dos moradores quanto ao destino final dos restos de comida após as refeições (Anexo 4 – Ponto 6). 100% dos moradores inquiridos responderam que dão aos seus animais as sobras de comida o que terá um forte impacto na produção do biogás a partir dos resíduos alimentares e, conseqüentemente, no cálculo da estimativa de produção de energia elétrica.

Tabela 8.16 - Produção da energia elétrica a partir dos resíduos alimentares na área em estudo – Achada Lagoa (Fonte: elaborado pelo autor).

	Unidade	Concelho de Tarrafal	Achada Lagoa 8 moradias
Número de habitante	/	18 314	20
Produção total de RSU	ton/ano	3 455	3,77
	ton/dia	9,466	0,010
	%	17,70	0,02
Bioresíduos	ton/ano	611,54	0,001
	ton/dia	1,675	0,000002

8.4.2.2 Resultados

Considerando-se que os resíduos alimentares possuem, em média, 87,0% dos SV na sua composição, conforme se observa na Tabela 8.10, a quantidade dos SV será igual a 0,00165 kg SV/dia. Sabendo que uma ton de SV produz, em média, um volume de 400 m³_{PTN} CH₄/dia ou 0,4 m³_{PTN}CH₄/kg SV. Assim sendo, 0,00165 kg SV/dia de bioresíduos estimados, poderá gerar cerca de 0,00066 m³_{PTN}CH₄/dia, conforme apresentado na Tabela 8.17.

Tabela 8.17 - Estimativa da produção da energia elétrica a partir dos resíduos alimentares na área em estudo – Achada Lagoa (Fonte: elaborado pelo autor).

Número de Moradia abrangida	Produção estimativa						
	Resíduos [kg/dia]	87% de SV em resíduos alimentares [kg SV/dia]		Biogás [m ³ _{PTN} /dia]	Eletricidade [kWh _e /dia]		
		1 m ³ _{PTN} Biogás (60% CH ₄) ≅ 1,428 kWh	η = 25%		η = 30%	η = 35%	
8	0,0019	0,00165	0,00066	0,00094	0,00024	0,00028	0,00033

Atendendo que 1 m³ biogás (60% volume de CH₄) equivale cerca de 1,428 kWh_e de eletricidade em CNTP, então, 0,00066 m³_{PTN} de biogás/dia produzirá cerca de 0,94 Wh_e/dia. Considerando, ainda, a eficiência de conversão (η) do biogás em energia elétrica, através dos motores-geradores de (i) η=25%; (ii) η=30% e (iii) η=35%, a produção real da eletricidade será de 0,24; 0,28 e 0,33 Wh_e/dia, respetivamente.

8.4.2.3 Conclusão

Com base na avaliação do potencial de biogás gerado por DA dos SV (87,0% massa) que compõem os resíduos alimentares (0,019 kg/dia), será produzido, em média, 0,28 Wh_e/dia (η=30%) de energia elétrica para as 8 moradias da Achada Lagoa. Uma unidade de biodigestor anaeróbio terá a capacidade para valorizar cerca de 0,693 kg/ano de resíduos alimentares em regime de operação por cargas (*batch*), mesofílico (35 °C) e por via húmida.

8.4.3 Análise comparativa do estrume animal e dos restos alimentares a nível do potencial da produção do biogás

Na área em estudo, o estrume animal é a principal e, praticamente, a única matéria-prima disponível para produção de biogás, responsável por 99,99% do potencial total da mesma, enquanto os restos alimentares não têm qualquer expressão, conforme se observa no Gráfico 8.3.

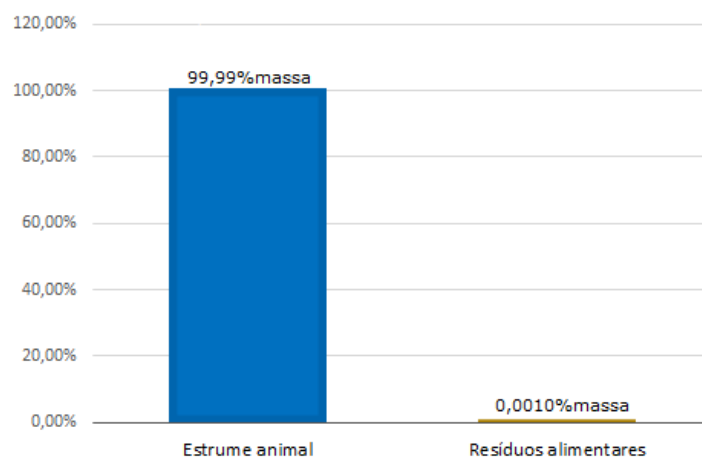


Gráfico 8.3 - Potencial, em termos percentuais, do biogás a partir do estrume animal e dos restos alimentares na área em estudo – Achada Lagoa.

No entanto, de acordo com o Gráfico 8.4, a parcela da produção estimativa do biogás proveniente do estrume animal e dos restos de comida é de 99,90% e 0,099%, respectivamente.

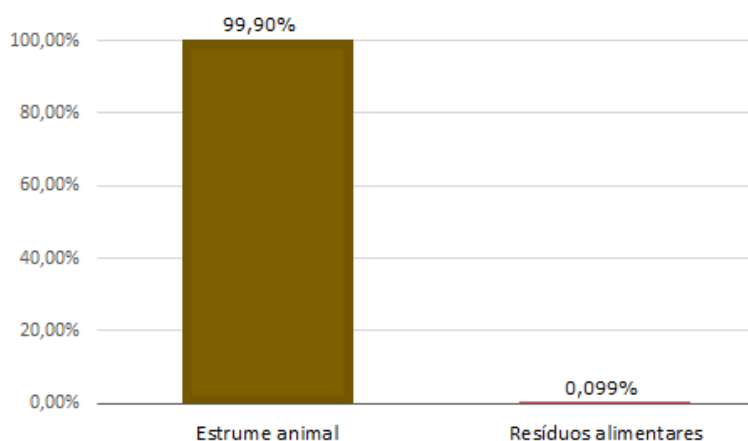


Gráfico 8.4 - Potencial, em termos percentuais, do biogás a partir do estrume animal e dos restos alimentares na área em estudo – Achada Lagoa.

8.5 – Dimensionamento teórico dos biodigestores

De acordo com Singh et al. (2016), para o adequado dimensionamento da capacidade do biodigestor, é possível utilizar um método prático de cálculo,

desde que se tenha a carga diária da matéria orgânica colocada no digestor e o tempo de retenção hidráulica (Equação 4).

$$V_d = V_c \times TRH \quad (4)$$

onde, V_d : Volume do biodigestor (m^3); V_c : Volume ou quantidade de substrato introduzida no reator (m^3 /dia) e TRH: tempo da retenção hidráulica (dias)⁷³.

Na Tabela 8.18, consideraram-se os principais fatores que influenciam na modelagem do volume do biodigestor, em função do tipo do substrato de origem animal.

Tabela 8.18 - Parâmetros considerados no dimensionamento do volume de biodigestores (Fonte: elaborado pelo autor).

Tipo de animal	Teor de sólidos totais no estrume, ST [%]	Teor de sólidos voláteis em relação aos sólidos totais, SV [%]
Vaca	20	80
Cabra	30	80
Ovelha/Carneiro	30	80
Mula/Burro	25	80
Galinha	40	75
Porco	17,5	75
Valor médio	27,08	78,33

Para o cálculo do volume do biodigestor baseou-se na Equação (5) (Thomas, 1995):

$$V_d = \frac{I_s \times MS \times SV}{TCO} \quad (5)$$

onde,

V_d : Volume do digestor [m^3]

I_s : Entrada do substrato ou da matéria seca total [kg/dia]

MS: Conteúdo da matéria seca do resíduo ou conteúdo dos sólidos totais [%]

SV: Conteúdo dos SV em relação aos sólidos totais [%]

TCO: Taxa de carga orgânica [kg SV/(m^3_{PTN} dia)]

⁷³ O THR quantifica o tempo que a fração orgânica líquida permanece no biodigestor/reactor biológico. O THR recomendado para resíduos tratados num digestor mesófilo varia de 10 a 40 dias.

A carga orgânica do digestor ou a taxa do carregamento orgânico (TCO) indica quanto material orgânico, por dia, deve ser fornecido ao digestor, ou seja, expressa a quantidade dos SV alimentados ao reator, por dia. Além disso, TCO é uma medida do tempo, em relação à matéria orgânica seca, por metro cúbico. Segundo Kothari *et al.* (2014), é a medida da capacidade na conversão biológica de um sistema de DA.

Tabela 8.19 – Taxa de carga orgânica típica no dimensionamento do volume de biodigestores.

Taxa de carga orgânica, TCO [kg SV/(m ³ xdia)]	Fonte
3 - 6	a)
6*	
1 - 6	b)
1**	c)

* recomendada para codigestão; ** Digestor de cúpula fixa (modelo "chinês")

a) (Li et al., 2015); b) (Jørgensen, 2009); c) (Garfí, Cadena, Pérez, & Ferrer, 2014)

A Tabela 8.20 fornece uma visão geral dos diferentes tipos de digestores domésticos analisados na seção 8.2.4, em que apresentam a TCO e o volume semelhantes.

Tabela 8.20 - Visão geral dos diferentes tipos de digestores domésticos e os seus parâmetros operacionais (Fonte: Adaptado de Jegede et al., 2019).

	Cúpula Fixa	Tambor Flutuante	Pré-fabricado
Taxa de Carga Orgânica (kg VDM/m ³ xdia)	0,05 – 2	0,05 – 2	0,05 – 2
Volume, Tamanho (m ³)	6 – 10	4 – 10	4 – 10

8.5.1 Resultados e Discussão

Os valores encontrados na literatura mostram que a TCO pode variar numa faixa entre 1 e 6 kg SV/m³xdia, conforme se observa na Tabela 8.19. Assim sendo, estabeleceram-se três cenários distintos em função da variação da TCO:

a) Cenário Baixo: TCO = 1,0 kg SV/m³xdia;

b) Cenário Intermédio: TCO = 3,0 kg SV/m³xdia;

c) Cenário Elevado: TCO = 6,0 kg SV/m³xdia.

Optou-se pela aplicação da Equação 5 para o dimensionamento do volume do biodigestor, em função de cada tipo de substrato, considerando os cenários acima referidos. No caso da utilização dos resíduos alimentares, adotaram-se, de acordo com a literatura, valores médios de (i) MS igual a 20%massa (ii) SV igual a 85%massa (Rajendran, Aslanzadeh, & Taherzadeh, 2012), enquanto para a utilização dos estrumes animais estimaram-se, em média, a MS em 27%massa e os SV em 78%massa, de acordo com a Tabela 8.16.

As Tabelas 8.21, 8.22 e 8.23 apresentam os resultados do dimensionamento teórico do biodigestor tanto para a utilização de (i) estrume animal e (ii) resíduos alimentares como para (iii) combinação dos dois tipos de substratos.

Tabela 8.21 - Dimensionamento teórico do biodigestor para utilização de estrume animal.

		Cenário de TCO			Comunidade rural
		Baixo	Intermédio	Elevado	
Estrume Animal	Volume do Biodigestor [m ³]	10,38	3,46	1,73	Vale da Costa
		16,24	5,41	2,71	Achada Lagoa

Tabela 8.22 - Dimensionamento teórico do biodigestor para utilização dos resíduos alimentares.

		Cenário de TCO			Comunidade rural
		Baixo	Intermédio	Elevado	
Resíduos Alimentares	Volume do Biodigestor [m ³]	0,06630	0,02210	0,01105	Vale da Costa
		0,00323	0,00108	0,00054	Achada Lagoa

Tabela 8.23 - Dimensionamento teórico do biodigestor para utilização dos resíduos alimentares e do estrume animal.

Estrume Animal & Resíduos Alimentares	Cenário de TCO			Comunidade rural
	Baixo	Intermédio	Elevado	

Volume total do Biodigestor	10,45	3,48	1,74	Vale da Custa
[m ³]	16,24	5,41	2,71	Achada Lagoa

Segundo Bansal et al.⁷⁴, os substratos mais vulgarmente usados para a DA na África Subsariana são estrumes de vaca e de porco. Para este estudo, considerou-se a utilização de estrumes de todos os animais existentes nas comunidades da Vale da Custa e da Achada Lagoa. Para que os dados fossem mais realistas, poder-se-ia considerar apenas os estrumes de porcos, vacas e ovelhas, os animais de “referências” nas aludidas comunidades.

A fim de melhorar a taxa de produção de biogás nas duas comunidades, recomenda-se o processo de codigestão anaeróbia e para aplicações de pequena escala, como é o caso, propõem-se biodigestores cujos volumes estão apresentados no cenário Intermédio da Tabela 8.23 ($V_{\text{biodigestor,Vale Custa}}=3,48 \text{ m}^3$; $V_{\text{biodigestor,Achada Lagoa}}=5,41 \text{ m}^3$), alimentados com estrume animal e resíduos alimentares.

De acordo com os dados recolhidos, através de um trabalho de campo, onde se aplicou um inquérito aos moradores do Vale da Custa e da Achada Lagoa, no que tange ao destino final dos restos de comida (Anexos 3 e 4 – Ponto 6), cerca de 98,6% dos inquiridos no Vale da Custa responderam que dão aos seus animais o que sobra das refeições pelo que apenas 1,4% os coloca nos contentores. Em contrapartida, em Achada Lagoa, 100% dos inquiridos afirmaram que os restos alimentares se destinam aos animais. Assim, havendo uma baixa ou quase nula disponibilidade de resíduos alimentares em ambas as comunidades, deve-se optar pela escolha do biodigestor, para a utilização de estrume animal, de (i) 4 m³ para o Vale da Custa e (ii) 6 m³ para a Achada Lagoa.

No cenário baixo, dimensionou-se um biodigestor de 10,4 m³ para o Vale da Custa e cerca de 16,2 m³ para a Achada Lagoa. Tendo em consideração que um típico biodigestor anaeróbio doméstico possui uma capacidade de 2 a 8 m³, o referido cenário seria inadequado para a implementação destes biodigestores nessas comunidades.

⁷⁴ Bansal, V., Tumwesige, V., & Smith, J. U. (2016). Water for small-scale biogas digesters in sub-Saharan Africa. *GCB Bioenergy*, 9(2), 339–357. doi:10.1111/gcbb.12339.

No cenário elevado, calculou-se um volume de biodigestor de cerca de 2 m³ para o Vale da Costa e de 3 m³ para a Achada Lagoa, nos quais estariam dentro da faixa considerada típica. No entanto, para os biodigestores domésticos de pequena escala, sobretudo nos países em desenvolvimento, recomenda-se uma TCO de até 3 kg SV/m³xdia. Como neste cenário, definiu-se que a TCO é de 6 kg SV/m³xdia, então não seria uma opção adequada a ser levada em consideração.

Considerando o custo médio de investimento (CMI) para digestores anaeróbios de pequena escala nalguns países africanos (Tabela 8.5), o de 6 m³ seria de, aproximadamente, 635 USD, enquanto o CMI de 4 m³ equivaleria a 557 USD.

Propõe-se que o biodigestor escolhido seja alimentado em regime descontínuo ou alternado onde a matéria orgânica (estrupe animal e resíduos alimentares) deve ser introduzida na totalidade no biodigestor, de forma que fique retida durante um determinado período de tempo. Para que exista a possibilidade de posteriormente se optar por um regime de alimentação contínua, isto é, uniforme de modo a potenciar uma maior produção de biogás, é necessário que se verifiquem as condições apresentadas de seguida:

- Forte aposta na atividade pecuária por parte dos moradores destas comunidades de molde a aumentar a criação de animais, sobretudo os suínos e bovinos, permitindo que haja uma elevada disponibilidade de matéria-prima para o processo de DA;
- A população de animais deve permanecer em pequenas pocilgas e/ou currais, em regime fechado durante todo o dia, facilitando uma recolha apropriada dos estrumes para a utilização nos biodigestores;
- Atribuição de um subsídio regular aos criadores de gados por parte das entidades governamentais centrais e/ou municipais para efeitos da aquisição de ração, a fim de evitar que os animais de produção sejam alimentados por restos de comida.

Com os resultados obtidos neste trabalho, pretende-se contribuir para aumentar o conhecimento técnico e científico no domínio da produção de biogás por processo de DA utilizando, em particular, estrumes animais nas áreas rurais da Ilha de Santiago, tendo em vista o desenvolvimento de uma solução sustentável económica e ambiental que possa responder, por um lado, à valorização energética destes tipos de materiais orgânicos biodegradáveis e, por outro, chamar atenção às autoridades público-privadas no sentido de se criar um quadro legal e regulatório no que diz respeito aos incentivos para a promoção e disseminação do biogás no mundo rural.

Tanto a população do Vale da Custa como a da Achada Lagoa são dependentes da lenha para fins energéticos. Na confeção de alimentos, a lenha ocupa um lugar de destaque, pois é utilizada por 87% das famílias no Vale da Custa e 100% em Achada Lagoa. Nas referidas comunidades, verificou-se que, embora a lenha seja a fonte energética primordial para cozinhar, utilizam-se também outros recursos complementares, tais como o gás butano (81,7% no Vale da Custa) e o petróleo (87,5% em Achada Lagoa).

Torna-se imperioso encontrar uma solução alternativa à utilização da lenha para produção de energia nestas comunidades. Assim, os biodigestores irão permitir o uso mais eficiente dos estrumes animais, convertendo-os em biogás para cozinhar, de modo a diminuir o consumo da lenha e, conseqüentemente, reduzir a emissão da fumaça que produz altos níveis de poluição do ar doméstico com efeitos prejudiciais à saúde humana. Aliás, informações recolhidas no trabalho de campo evidenciaram que 67,5% dos agregados familiares do Vale da Custa apresentaram-se dispostos a utilizar o biogás como fonte de energia para cozer os alimentos (Anexo 3 – Ponto 9), porquanto, em Achada Lagoa, foram de 62,5% (Anexo 4 – Ponto 9).

8.5.2 Determinação do potencial elétrico do gerador a biogás

Para o dimensionamento da capacidade nominal do gerador a biogás, deve-se utilizar, como parâmetros, o PCI, a eficiência do motor-gerador, o potencial do biogás disponível ou a vazão do biogás e o tempo de operação

do motor a biogás. Para o caso em estudo, assumiu-se o PCI do biogás em 5000 kcal/m³. Obtém-se a potência/capacidade do gerador a biogás, através da Equação (6).

$$P_E = Q_{Biogás} * PCI_{Biogás} * \eta_{Gerador} * \frac{4,1868}{86.400} \quad (6)$$

onde, P_E: Potência elétrica (kW_e); Q_{biogás}: Vazão do biogás (m³/dia); PCI_{Biogás}: Poder calorífico inferior do biogás (kcal/m³); η_{Gerador}: Eficiência do motor-gerador (%); 4,1868: Fator de conversão de "kcal" para "kJ"; 86.400: Fator de conversão de "dia" para "segundos" (24h*3600s).

Considerando a produção total do biogás, resultante da soma dos estrumes animais e dos resíduos alimentares nas respectivas áreas em estudo e, ainda, partindo-se do princípio que seja constante ao longo do ano, obtém-se a estimativa da potência elétrica a instalar, conforme se observa na Tabela 8.24.

Tabela 8.24 - Estimativa da potência elétrica do gerador a biogás.

Comunidade rural	P _{gerador, biogás} [kW _e]		
	η _e = 25%	η _e = 30%	η _e = 35%
Vale da Costa	1,01	1,21	1,41
Achada Lagoa	1,15	1,38	1,61

Importa referir que o gerador a biogás é de pequeno porte, por se tratar de pequenas quantidades de estrumes animais e de resíduos alimentares, com uma potência nominal a variar entre 1,0 e 1,5 kW_e e cujos custos investimentos podem estar na faixa compreendida entre 678,8€ e 1500€, conforme se observa na Tabela 8.25.

8.6 Custos associados aos geradores a biogás

Em função das capacidades nominais, após uma pesquisa em diversas fontes bibliográficas, obtém-se os custos do investimento, da substituição e da O&M dos geradores a biogás, conforme se apresenta na Tabela 8.25.

Tabela 8.25 - Custos da aquisição e da operação e manutenção dos geradores a biogás (Fonte: elaborado pelo autor).

Capacidade nominal	Custo						Referência	
	Investimento		Reposição ^{a)}		Operação & Manutenção ^{b)}			
[kW _e] [kVA]		[€]	[ECV]	[€]	[ECV]	[€/ano]	[ECV/ano]	
1	1,25	1 500,0	165 397,5	1 200,0	132 318,0	75,0	8 269,9	c)
		1 060,7	116 954,8	848,5	93 563,8	53,03	5 847,74	Shenzhen Teenwin Environment Co., Ltd.- China
1,5	1,9	678,8	74 851,2	543,1	59 881,0	33,94	3 742,56	Shenzhen Puxin Technology Co., Ltd. - China
2,4	3	1 727,2	190 444,2	1 381,7	152 355,4	86,36	9 522,21	Indianmart, MJ Automation - Índia
4	5	2 418,0	266 620,8	1 934,4	213 296,6	120,90	13 331,04	Enersolbiopower - Índia
		1 148,0	126 587,5	918,4	101 270,0	57,40	6 329,38	Indiamart, Proddetail - Índia
8	10	3 339,2	368 191,4	2 671,3	294 553,1	166,96	18 409,57	Indiamart, RamIndustries - Índia
		3 394,2	374 255,9	2 715,3	299 404,8	169,71	18 712,80	Shandong Pulita New Energy Technology Co., Ltd. - China
10	12,5	2 870,1	316 468,3	2 296,1	253 174,6	143,50	15 823,41	Indiamart, RamIndustries - Índia
		3 054,7	336 829,8	2 443,8	269 463,8	152,74	16 841,49	Shandong Green Power Co., Ltd. - China
12	15	4 030,0	444 369,1	3 224,0	355 495,2	201,50	22 218,45	Indiamart, RamIndustries - Índia

a) Custos da substituição: 80% dos custos do investimento

b) Custos da O&M: 5% dos custos do investimento

c) (Yimen, Hamandjoda, Meva'a, Ndzana, & Nganhou, 2018)

A geração da eletricidade, através do motor-gerador que utiliza o biogás como combustível, é uma alternativa sustentável para atender à demanda energética das áreas rurais e tem sido uma das melhores formas de mitigar a emissão do CH₄ e promover a redução do efeito estufa (Fusi, Bacenetti, Fiala, & Azapagic, 2016).

Segundo Yasar *et al.* (2015), o gerador a biogás tem sido amplamente identificado como um mecanismo eficiente da geração de energia elétrica, a partir das fontes energéticas renováveis.



Figura 8.12 - Eficiência da conversão do biogás em energia elétrica e calor (Fonte: Jørgensen, 2009).

Com a escolha da potência do gerador a biogás estimada em 2,4 kWh_e, cujo custo de investimento inicial, de acordo com a Tabela 8.25, é na ordem de 190.444,2 ECV (1727,2 €), adicionando ao custo do biodigestor proposto de

6 m³, obtém-se o montante total de 249.546,2 ECV (2263,2€) que traduz o investimento no processo de codigestão anaeróbia, a partir dos resíduos alimentares e dos estrumes animais nas comunidades do Vale da Costa e da Achada Lagoa.

8.7 Cálculo do potencial teórico da redução de emissão do equivalente de carbono

O uso do biogás, enquanto fonte energética, é considerado neutro, em termos do CO₂, e a própria produção da energia ajuda, também, a reduzir a emissão dos GEE, cuja magnitude depende do tipo de combustível a ser substituído. Por exemplo, se o biogás substituir o combustível óleo, haverá uma redução nas emissões, isto é, por cada 1 m³ de biogás, a redução dos GEE será de 1,2 kg CO_{2eq} (Jørgensen, 2009).

Com base na (i) produção total do estrume animal; (ii) quantidade anual dos resíduos alimentares usados na produção do biogás nas comunidades do Vale da Costa e da Achada Lagoa e (iii) suposição de que, para cada uma ton de biogás (65% de CH₄), as emissões estão sujeitas a uma redução em cerca de 26 kg CO_{2eq} (Jørgensen, 2009). Assim sendo, obteve-se o potencial teórico da redução da emissão do equivalente de carbono, cujos resultados estão apresentados na Tabela 8.26.

Tabela 8.26 - Potencial da produção anual do biogás e da redução de CO₂, usando os estrumes animais e os resíduos alimentares na DA.

Comunidade Rural	Tipo de substrato	Quantidade [ton/ano]	Produção total de biogás [m ³ /ano]	Redução total de CO ₂ equivalente [tCO _{2eq} /ano]
Vale da Costa	Estrume Animal	158,59	6 022,50	4,12
	Resíduos Alimentares	20,87	4 307,00	0,54
Achada Lagoa	Estrume Animal	65,19	6 935,00	1,69
	Resíduos Alimentares	1,38	1 310,35	0,04

No processo de combustão de biogás produzido por DA dos estrumes animais e resíduos alimentares, no Vale da Costa estima-se uma redução de CO_{2eq} na ordem de 4,66 tCO_{2eq}/ano, enquanto em Achada Lagoa prevê-se uma diminuição na ordem de 1,73 tCO_{2eq}.

Capítulo 9 - Avaliação dos cenários da evolução do sistema energético até 2040

– Caso de estudo: Ilha de Santiago, Cabo Verde

9.1 Introdução

O consumo da energia tem sido um dos melhores indicadores do desenvolvimento e da qualidade de vida almejados por qualquer país. A necessidade de satisfazer uma demanda energética prevista para uma sociedade e num determinado período de tempo é a principal justificação para o planeamento energético (Emodi, Emodi, Murthy, & Emodi, 2017).

O PE torna-se uma questão fundamental e estratégica para garantir/assegurar a continuidade do fornecimento de eletricidade ao menor custo, com menos risco, atendendo aos padrões da qualidade pré-estabelecidos, e com reduzidos impactos, tanto ambientais como socioeconómicos de qualquer país ou região.

O sistema elétrico é constituído, no essencial, pelos sistemas de: Produção, Transporte, Distribuição e Consumo da energia elétrica. Assim, toda a cadeia, desde a produção até ao consumo final, necessita de um planeamento.

O planeamento de um sistema elétrico classifica-se em função do horizonte temporal a ser analisado. Em qualquer processo do PE, distinguem-se quatro componentes principais (IRENA, 2017b), em que se destacam:

1. Planeamento de expansão da geração a longo prazo – abrange um período de 20 a 40 anos ou até mais. Tal planeamento representa um amplo compromisso político para integrar as energias renováveis e, geralmente, vincula-se a metas de longo prazo. Publica-se, de forma frequente, tal como o plano diretor do setor da energia;

2. Planeamento geoespacial da transmissão – refere-se à localização do local dos projetos das energias renováveis e à economia das necessidades da expansão da rede de transmissão e abrange um longo período, de 5 a 20 anos. Alguns países realizam o planeamento da expansão da rede de transmissão a longo prazo (mais de 20 anos), enquanto outros se concentram apenas no planeamento a curto prazo (por exemplo, 5 anos), combinado, geralmente, com estudos técnicos da rede;

3. Simulação de despacho - compreende um período de planeamento de semanas a um ano, no máximo de alguns anos, durante o qual a capacidade de geração num sistema de energia permanece constante. Aplica-se, tanto num sistema atual como num em vias de implementação;

4. Estudos técnicos da rede - usados para análises estáticas ou dinâmicas minuciosas de um sistema e aplicados ao horizonte de planeamento atual e de curto prazo (por exemplo, 5 anos) ou de longo prazo, para análises menos pormenorizadas. Abordam-se, em princípio, questões de segurança da rede, a fim de identificar problemas relacionados com a estabilidade da tensão na rede, entre outros.

A Figura 9.1 apresenta as quatro principais etapas de um planeamento, em função do horizonte temporal.

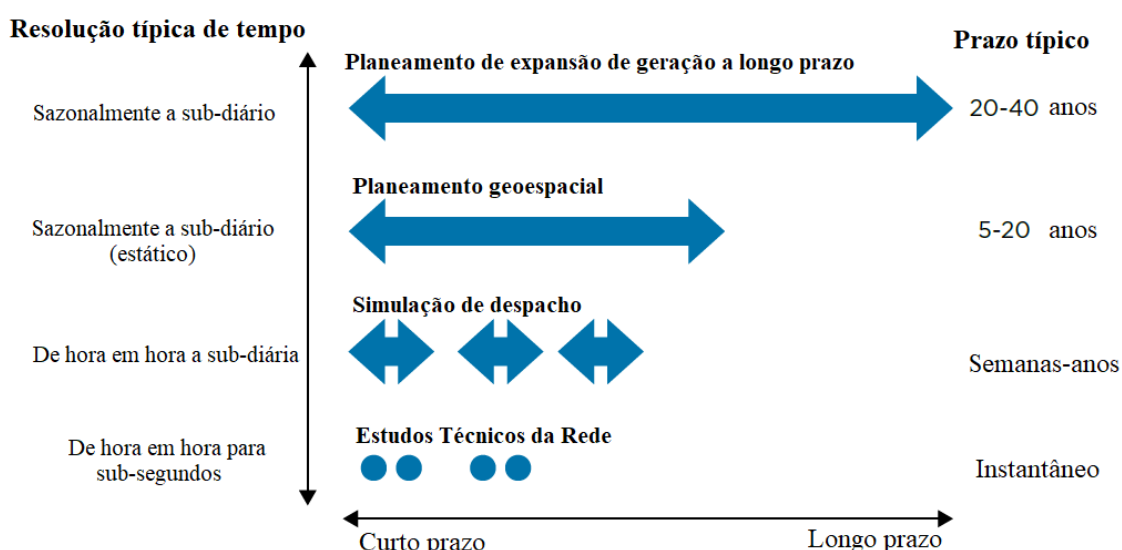


Figura 9.1 - Componentes do planeamento da transição no horizonte de tempo (Fonte: Adaptado da IRENA, 2017b).

O conceito do desenvolvimento sustentável (DS)⁷⁵ reforça a importância de um PE em que se evita o desperdício dos recursos energéticos não-renováveis, ao apontar alternativas e assegurar a oferta necessária ao desenvolvimento da sociedade. Desta forma, o PE torna-se imprescindível nas tomadas de decisões e na elaboração de políticas públicas sustentáveis,

⁷⁵ "O desenvolvimento que procura satisfazer as necessidades da geração atual, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades, significa possibilitar que as pessoas, agora e no futuro, atinjam um nível satisfatório de desenvolvimento social e económico e de realização humana e cultural, fazendo, ao mesmo tempo, um uso razoável dos recursos da terra e preservando as espécies e os habitats naturais".

de forma a garantir a governança, a segurança energética e a redução de desperdícios indispensáveis para um país.

O conceito da sustentabilidade abrange 7 aspetos principais: social, económico, ecológico, cultural, espacial ou territorial, político e ambiental. De entre estes, o desenvolvimento sustentável tem como pilares as dimensões económica, social e ambiental, em que cada um deles envolve indicadores. O aspeto económico envolve os investimentos públicos e privados, a regularização do fluxo destes investimentos, a compatibilidade entre padrões da produção e do consumo, o equilíbrio no balanço de pagamento e o acesso à ciência e à tecnologia. O social diz respeito a melhoria da qualidade de vida da população, a equidade na distribuição da renda e a diminuição das diferenças sociais, com a participação e a organização popular. Por último, a dimensão ambiental refere-se: à preservação geográfica, ao equilíbrio dos ecossistemas, à erradicação da pobreza e da exclusão, ao respeito aos direitos humanos e à integração social (Silva, 2013), (Ávila, Madruga, & Beuron, 2016) e (Moura, 2012).

Sem a disponibilidade da energia elétrica de forma segura e competitiva, torna-se difícil promover o desenvolvimento económico e garantir o bem-estar dos cidadãos de um país. A situação energética dos Pequenos Estados Insulares, o caso de Cabo Verde, depende em grande medida da importação dos combustíveis fósseis, principalmente o petróleo e os seus derivados, para satisfazer as suas necessidades energéticas. O aumento da procura energética global e os problemas ambientais, que se relacionam com a utilização da energia, oriunda dos recursos fósseis, exigem que as novas fontes energéticas substituam os combustíveis convencionais (Chen et al., 2007). Ainda, se afirma que o desenvolvimento global das tecnologias das energias renováveis proporciona o fornecimento sustentável da energia para as ilhas.

Com vista a averiguar a existência de um documento estruturante e estratégico ligado ao setor elétrico que sirva para a previsão da procura/oferta energética, avaliação do impacto ambiental, entre outros aspetos, fez-se uma revisão da literatura, cujos resultados, de forma sucinta, estão apresentados, na Tabela 9.1.

Tabela 9.1 - Evolução histórica e a projeção do consumo e da procura energética na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor).

	Ano	Procura energética [GWh]	Consumo energético [GWh]	Fonte de consulta
Histórico	2009	155,5	/	<i>Gesto Energy, 2011</i>
		/	156,6	<i>DGE</i>
	2015	212,2	121,5	<i>JICA Study Team, pg. 42/434</i>
	2016	224,9	202,1	<i>Electra, Relatório e Contas</i>
	2020	313,05	224,1	<i>Gesto Energy, 2011</i>
Projeção		297,5	/	
	2030	340	/	<i>Boletim Oficial (BO) da República de Cabo Verde - N° 40 de 08 de abril de 2019</i>
	2040	428,8	/	

Em termos históricos, verifica-se que a procura energética teve uma tendência crescente, passando de 155,5 GWh em 2009 para 315 GWh em 2020 (*Gesto Energy*), enquanto as projeções estimativas para 2040 apontam por uma demanda energética de cerca de 429 GWh.

9.2 Objetivo

O objetivo consiste em analisar o comportamento da evolução do sistema elétrico da Ilha de Santiago a longo prazo, isto é, até o horizonte temporal de 2040, no que tange à procura energética final e ao consumo da energia final, relativo a 8 setores: Doméstico, Comércio/Indústria/Serviços, Hoteleiro, Instituições Públicas, Iluminação Pública, Dessalinização (produção da água potável), Consumo Interno (Central Única) e Perdas Totais.

Pretende-se, de igual modo, obter dados estimativos projetados até ao ano 2040, a partir do ano base 2017, no que tange à capacidade instalada e à produção da energia elétrica. Assim sendo, atendeu-se a inserção/incorporação da componente de energia elétrica que pode ser gerada a partir dos RSU, através da geração e conversão de biogás do ASS, cujos valores médios da energia elétrica e da potência elétrica são 32,97 MWh_e/ano e 1,12 MW, respetivamente, relativos aos três cenários (Baixo, Intermédio e Elevado) analisados na seção 7.1.5.3.

9.3 Metodologia

Os modelos de sistemas energéticos evoluíram substancialmente a partir do início dos anos 70, com a primeira “crise energética” de 1973/74. A previsão energética era essencialmente feita com recursos a modelos econométricos que se baseavam em registos históricos para avaliar as tendências futuras. Os modelos de planeamento começaram a desenvolver-se e a adaptar-se à realidade da procura energética, de entre os quais se destacam: MARKAL (1978), MESSAGE (1980), LEAP (1980), PRIMES (1984), RETscreen (1996), MESAP (1997), EnergyPLAN (1999).

Neste trabalho, usou-se o software energético LEAP (*Long Range Energy Alternatives Planning System*)⁷⁶ que é uma ferramenta de modelação integrada para simular as projeções futuras da evolução dos sistemas energéticos e a análise da mitigação dos GEE, através da inserção de dados da procura energética, da conversão de energia e dos recursos relativos a um ano base, entre outros (Stockholm Environment Institute, 2005). No LEAP, quanto mais informações se dispõem, mais detalhados e específicos são os resultados. Para as previsões realizadas neste trabalho, os dados usados foram objeto de pesquisa e de recolha junto de algumas instituições cabo-verdianas, tais como o INE de Cabo Verde (2017), a DGE e a Electra (2017). Escolheu-se o horizonte de estudo de 23 anos e utilizou-se, enquanto ano base, 2017, o primeiro ano do cálculo 2018 e o último 2040. A escolha recaiu no ano 2017, pelo facto de se dispor de uma quantidade significativa de dados económicos e tecnológicos, em comparação ao ano 2018. Um período de estudo superior a 23/25 anos poderá, eventualmente, apresentar resultados mais instáveis e menos realistas, decorrente das incertezas económicas e tecnológicas que causam impactos nas políticas e tomada de decisões sobre um PE.

9.3.1 Software LEAP

O LEAP, criado pelo *Stockholm Environment Institute*, permite realizar projeções do consumo e da produção de energia em todos os setores da economia. É utilizado em diversas organizações em diferentes países, tanto para a análise das políticas energéticas, como para o resultado de políticas energéticas sobre a mitigação das mudanças climáticas.

⁷⁶ Software version 2015.0.19.0. Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA. Disponível em: <http://www.energycommunity.org>

No LEAP, inserem-se os dados numa estrutura de árvore, cujas ramificações são definidas pelo utilizador. O LEAP foi desenvolvido a partir de um conceito da análise dos cenários da longa duração que oferecem situações consistentes de quão o sistema energético pode evoluir ao longo do tempo. Assim, torna-se possível, de um lado, criar e avaliar tais cenários em que se compara, tanto as demandas energéticas, os custos sociais e os benefícios, como os impactos ambientais. Por outro lado, o LEAP é conhecido por proporcionar uma análise energética complexa, de forma transparente e intuitiva, e ao mesmo tempo apresenta flexibilidade e de fácil uso (Kuylenstierna, Heaps, Malley, Vallack, & Hick, 2017).

Enquanto plataforma da modelação, o LEAP também caracteriza-se por ser um modelo *bottom-up* do tipo técnico-paramétrico, através do qual se consegue representar o sistema energético, com considerável precisão, ao pormenorizar as tecnologias utilizadas na geração e no consumo da energia. Assim, possibilita observar os diferentes efeitos sobre o comportamento do consumo da eletricidade final, num determinado intervalo de tempo.

O LEAP apresenta uma interface amigável, uma área para a demonstração dos resultados e uma integração ao Excel, permitindo que o usuário exporte as folhas de cálculo com os resultados. Ainda, pode incorporar a oferta e a transformação da energia, mas sem a otimização, o que o torna limitado para a tarefa desejada.

9.4 Formulação e projecção de cenários energéticos

Nos dias de hoje, os cenários energéticos são os principais instrumentos para a realização de um PE sustentável e a sua elaboração é fundamental no estudo do comportamento do setor energético, principalmente no período de médio e longo prazo. Tais cenários caracterizam situações hipotéticas em que existe, por exemplo, um consumo energético associado a uma conjuntura económica. O LEAP permite fazer a distinção entre os diferentes cenários da evolução de diversas situações da procura energética, das políticas, entre outros aspetos que possam ocorrer ao longo do tempo. Na Figura 9.2, encontra-se representada a repartição da procura setorial da energia eléctrica final na Ilha de Santiago, relativo ao ano 2016.

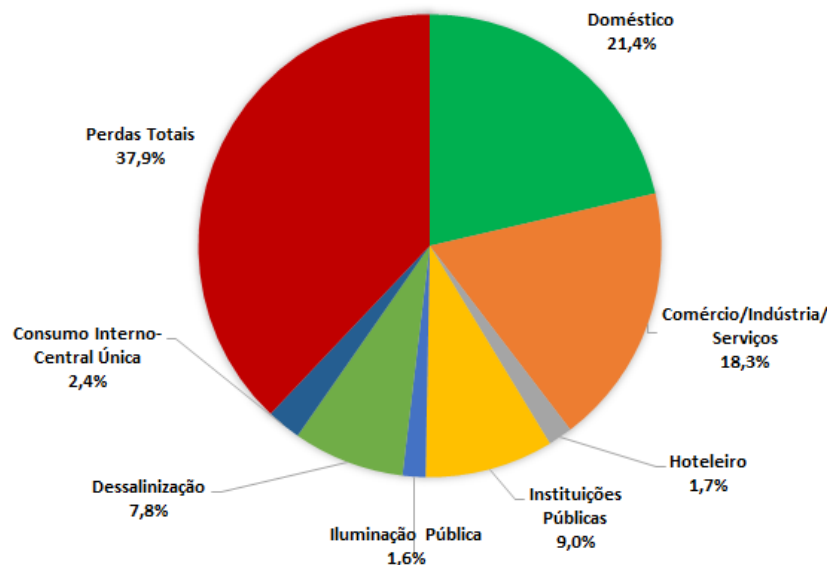


Figura 9.2 – Repartição, por setor, do consumo energético na Ilha de Santiago em 2016 (Fonte: elaborado pelo autor baseado nos dados da DGE).

As Perdas Totais (perdas técnicas e não-técnicas) é aquele que apresenta o maior peso no consumo total da eletricidade (37,9%). A seguir, vêm os setores Doméstico e Comércio/Indústria/Serviços, com 21,4% e 18,3%, respetivamente, do consumo total da energia final.

Os cenários energéticos desenvolvidos neste estudo baseiam-se, basicamente no conhecimento da forma como a energia elétrica é consumida pelos diversos setores na Ilha de Santiago e sob um conjunto de hipóteses sobre o crescimento económico, demográfico e tecnológico.

Tendo disponível o consumo energético de cada setor no ano 2016, e atendendo os dados apresentados, de forma sintética, na Tabela 9.2, estabeleceram-se, por hipótese, três cenários para a projeção da matriz energética e dois indicadores relativos à taxa de crescimento médio anual (TCMA), tais como económicos e demográficos, até o horizonte temporal de 2040.

Tabela 9.2 - Cenários e Indicadores para a projeção da matriz energética na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor).

Cenários	TCMA (%)	
	Económico (<i>PIB</i>)	Demográfico (<i>população</i>)
Referência (REF)	3,9	1,30
Intermédio (INT)	5,2	1,35

Eficiência (EFI)	7,0	1,55
------------------	-----	------

No cenário Referência, considerou-se uma TCMA de 3,9% do PIB e 1,3% da população, de acordo com os dados divulgados no relatório do INE relativo ao ano de 2017. No cenário Intermédio, supõe-se uma TCMA de 5,2% do PIB e 1,35% da população, enquanto no cenário Eficiente, projeta-se uma TCMA de 7,0% do PIB (muito acima da tendência observada nos últimos anos) e 1,55% da população.

Na Tabela 9.3, elencam-se os pressupostos percentuais dos diferentes cenários relativos aos setores em análise no modelo LEAP, com base numa projeções preliminares realizadas pela DGE em 2017 no que diz respeito ao consumo energético.

Tabela 9.3 – Pressupostos do consumo energético para os diferentes setores sob os cenários REF, INT e EFI (Fonte: elaborado pelo autor).

Setor	Pressupostos (em %) do consumo energético para o ano 2040		
	REF	INT	EFI
Doméstico	46,8	53,5	58,2
Comércio/Indústria/Serviços	19,4	18,1	16,5
Hoteleiro	2,2	1,8	1,6
Instituições Públicas	8,1	6,8	6,0
Iluminação Pública	1,7	1,3	1,2
Dessalinização	7,6	6,3	5,6
Consumo Interno	2,5	2,0	1,8
Perdas Totais	11,7	10,2	9,1

9.5 Apresentação e análise dos resultados

Neste subcapítulo, apresentam-se, os vários resultados das projeções respeitante aos módulos da capacidade total instalada, da produção, da demanda, do consumo e das perdas da energia elétrica, obtidos nos cenários Referência, Intermédio e Eficiente para a Ilha de Santiago.

9.5.1 Capacidade total instalada

De acordo com a projeção dos resultados apresentados na Tabela 9.4 relativa ao ano 2040, nos cenários Referência e Eficiente, a taxa de crescimento da capacidade instalada será na ordem de 10,2% e 12,3% ao

ano, respetivamente. Contudo, no cenário Intermédio, tal crescimento será menor, correspondendo a 8,1%.

Tabela 9.4 - Capacidade total instalada em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes (Fonte: elaborado pelo autor).

Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Capacidade total instalada [MW _e]	370,78	316,93	424,93
Taxa de crescimento (%)/ano	10,2	8,1	12,3

Nas Tabelas 9.5, 9.6 e 9.7, apresentam-se as projeções dos resultados desagregados referentes às capacidades instaladas na Ilha de Santiago, até o ano 2040, quer a nível das renováveis (eólica e solar fotovoltaica), quer a nível térmico (diesel).

Tabela 9.5 – Potência elétrica total instalada a gerar a partir de energia solar fotovoltaica em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Capacidade total solar FV [MW _e]	44,77	101,81	225,04
Taxa de crescimento (%) /ano	34,6	84,2	191,3

Tabela 9.6 – Potência elétrica total instalada a gerar a partir de energia eólica em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Capacidade total eólico [MW _e]	28,72	44,32	103,1
Taxa de crescimento (%) /ano	9,0	16,3	43,6

Tabela 9.7 - Potência elétrica total instalada a gerar a partir de diesel em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Capacidade total diesel [MWe]	297,29	170,8	96,79
Taxa de crescimento (%) /ano	9,0	3,3	0,0

Com o aproveitamento energético do potencial teórico estimado para o biogás do ASS, proveniente do RSU, poderia ser satisfeita parte da demanda energética da Ilha de Santiago e, até ser funcional para as prioridades estratégicas definidas pelas políticas públicas energéticas em relação à geração do valor acrescentado e a promoção do desenvolvimento rural sustentável, com inclusão social. Assim sendo, as projeções dos resultados relativos à capacidade de geração de energia elétrica instalada encontram-se

expostas na Tabela 9.8. A taxa de crescimento anual, para os cenários Referência, Intermédio e Eficiente, é de 9,0%, 34,5%, e 84,2, respetivamente.

Tabela 9.8 - Potência elétrica total instalada a gerar a partir de energia dos RSU em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Capacidade dos RSU [MW _e]	3,44	10,02	22,8
Taxa de crescimento (%) /ano	9,0	34,5	84,2

9.5.2 Produção de energia elétrica

Na inserção das variáveis energéticas no LEAP, adotaram-se os seguintes pressupostos para a projeção da produção de energia elétrica em 2040:

- No cenário Referência, a produção de eletricidade com base no combustível diesel sofrerá um crescimento de 5%, no cenário Intermédio apenas de 2,5%, enquanto no cenário Eficiente não haverá nenhum crescimento percentual, ou seja, a produção de energia elétrica se manterá com o mesmo valor de MWh_e do ano base (2017);
- A produção de energia elétrica com base na fonte renovável solar fotovoltaica sofrerá um crescimento de 10%, 14% e 18% nos cenários Referência, Intermédio e Eficiente, respetivamente;
- A produção de energia elétrica com base na fonte renovável eólica sofrerá um crescimento de 5%, 7% e 11% nos cenários Referência, Intermédio e Eficiente, respetivamente.

Tabela 9.9 - Produção total de energia elétrica em 2040 (a partir de diesel, solar fotovoltaica e eólica) e as taxas de crescimento correspondentes (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Produção da Eletricidade (MWh _e)	766 989	596 814	737 959
Taxa de crescimento (%) /ano	9,4	6,4	8,9

Na Tabela 9.10, apresenta-se a projeção do resultado desagregado relativo à produção de energia elétrica com base nas fontes renováveis, até o ano 2040, na Ilha de Santiago.

Tabela 9.10 - Produção total de energia elétrica de origem renovável relativo ao ano 2040 (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Produção de energia elétrica total de origem renovável (MWh _e)	133 291	232 750	531 645
Taxa de crescimento (%) /ano	12,0	24,2	60,8

Em termos da projeção dos resultados relativos à produção de energia elétrica de origem solar fotovoltaica no ano 2040, estima-se, em todos os cenários, um incremento na taxa de crescimento anual, conforme ilustra a Tabela 9.11.

Tabela 9.11 – Produção de energia elétrica de origem solar fotovoltaica relativo ao ano 2040 (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Produção solar fotovoltaica [MWh _e]	36 999	84 134	185 972
Taxa de crescimento (%) /ano	10,0	14,0	18,0

Na produção da energia elétrica associada à conversão do biogás gerado a partir dos RSU do ASS apresentada na Tabela 9.12, prevê-se uma taxa de crescimento ao ano de 9,0% no cenário Referência, 34,6% no Intermédio e 84,2% no Eficiente.

Tabela 9.12 - Produção energética associada ao biogás dos RSU relativo ao ano 2040 (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Produção de energia elétrica a partir de biogás dos RSU [MWh _e]	101,1	294,8	670,3
Taxa de crescimento (%) /ano	9,0	34,6	84,2

9.5.3 Demanda de energia elétrica

A procura final da energia elétrica é um dos principais parâmetros da simulação que espelha o comportamento dos consumos energéticos nos diversos setores de atividade. Em 2017, na Ilha de Santiago, registou-se uma procura total de 209,6 GWh_e. Conforme a Tabela 9.13, estima-se que a procura final da energia elétrica venha a ter uma tendência crescente, até 2040, nos diferentes cenários analisados. No cenário Referência, vislumbra-se que na Ilha de Santiago se alcance uma procura total de 327,8 GWh_e e 431,5 GWh_e, em 2030 e 2040, respetivamente.

Tabela 9.13 - Projeção da demanda de energia elétrica [GWh_e] em todos os setores de atividade até 2040 na Ilha de Santiago (Fonte: elaborado pelo autor, baseado nos resultados do LEAP).

Cenários	Ano Base	Demanda de energia elétrica em GWh _e relativa ao período em análise											
	2017	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040
Referência	209,6	226,8	235,5	253,3	271,3	289,7	308,6	327,8	347,5	367,7	388,4	409,7	431,5
Intermediário	209,6	237,1	251,1	279,6	308,8	338,8	369,7	401,5	434,4	468,4	503,7	540,2	578,0
Eficiente	209,6	242,6	259,5	293,9	329,5	366,2	404,4	444,0	485,3	528,3	573,2	620,1	669,3

O maior crescimento da procura da energia elétrica será no cenário Eficiente, com uma TCMA de 9,5%, conforme mostra a Tabela 9.14. Esse aumento pode ser explicado, enquanto previsão no aumento demográfico/PIB que conduzirá a uma maior necessidade no uso da eletricidade, em particular, no setor doméstico. Para o cenário Referência, assiste-se um incremento na procura por energia elétrica, a uma taxa de 4,6% ao ano, passando de 209.553 MWh em 2017 para 431.521 MWh em 2040. No cenário Intermédio, verifica-se uma tendência para uma maior procura da energia elétrica de cerca de 7,6% ao ano, atingindo 578.017 MWh em 2040.

Tabela 9.14 - Estimativas das taxas de crescimento na procura de energia elétrica relativo ao ano 2040 (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Demanda da eletricidade (MWh _e)	431 521	578 017	669 254
Taxa de crescimento (%) / ano	4,6	7,6	9,5

9.5.4 Consumo da energia elétrica

Para o módulo do consumo de energia elétrica no LEAP, definiram-se vários cenários até o horizonte temporal 2040, com incidência nas variáveis: nível da atividade e intensidade energética, para cada setor.

No LEAP, a demanda/procura total de energia elétrica é expressa pelo somatório do produto do nível de atividade (NA) (social ou económico que influencia o consumo de energia elétrica) e da intensidade energética (IE) (energia consumida por unidade de NA PIB). A equação é dada por:

$$\text{Demanda Energética} = \sum_{i=1}^n NA_i \times IE_i$$

O consumo total de energia elétrica é obtido pela expressão:

$$EC_n = \sum_i \sum_j AL_{n,j,i} * EI_{n,j,i}$$

Onde: EC = consumo agregado da energia de um determinado setor; AL = nível de atividade; EI = intensidade energética, n = tipo de combustível; i = o setor e j = dispositivo.

Os resultados obtidos na Tabela 9.15 mostram que para: o cenário Referência, espera-se uma taxa de crescimento anual no consumo final da energia elétrica de 3,4% até 2040; o cenário Intermédio tem um crescimento 5,6% superior ao Referência e, no cenário Eficiente, prevê-se um incremento de 6,8% /ano no consumo de energia elétrica para o período 2017-2040.

Tabela 9.15 - Consumo total de energia elétrica relativo a todos os setores em 2040 e as taxas de crescimento correspondentes (Fonte: elaborado pelo autor).

Nome de Cenário	Referência	Intermédio	Eficiente
Consumo da Eletricidade (MWh _e)	355 129	458 259	512 626
Taxa de crescimento (%) /ano	3,4	5,6	6,8

De forma resumida, encontram-se na Tabela 9.16, os resultados da projeção do consumo de energia elétrica, alusivo a diversos setores de atividade. O consumo energético na Ilha de Santiago continuará a ser, na sua maioria, no setor doméstico. Assim, estima-se que o segmento doméstico represente, em média, cerca de 57,3% de todo o consumo de energia elétrica, seguido dos setores comércio/indústria/serviços e instituições públicas, com cerca de 19,5% e 7,6%, respetivamente.

Tabela 9.16 - Consumo desagregado da eletricidade em cada setor de atividade (Fonte: elaborado pelo autor).

Setor	Unidade	Ano Base -2017	2040		
			Referência	Intermédio	Eficiente
Doméstico		68 606	181 405	266 232	323 721
Comércio/Indústria/Serviços		44 146	75 349	89 985	91 608
Hoteleiro		3963	8553	8741	8706
Instituições Públicas	MWh _e	15 788	31 355	33 889	33 661
Iluminação Pública		3224	6602	6714	6692
Dessalinização		18 931	29 312	31 527	31 308
Consumo Central Única		5166	9833	10 082	10 037

Setor	Unidade	Ano Base -2017	2040		
			Referência	Intermédio	Eficiente
Perdas Totais		39 464	12 720	11 089	9893
Total	MWh _e	199 288	355 129	458 259	515 626

9.5.5 Perdas da eletricidade

Na Tabela 9.17, pode-se observar que, nos diferentes cenários, a quantidade da energia perdida diminui de 2018 para 2040, como consequência direta dos valores atribuídos, em termos da redução percentual das perdas, isto é, 11,7% no cenário Referência, 10,2% no Intermédio e 9,1% no Eficiente. Assim, prevê-se que, no cenário Eficiente, as perdas técnicas na rede elétrica fiquem próximas de 9,0% no ano 2040.

Tabela 9.17 - Perdas da eletricidade e as taxas de crescimento correspondentes (Fonte: elaborado pelo autor).

	Ano Base (2017)	Ano 2040		
		Referência	Intermédio	Eficiente
Perda da eletricidade [MWh _e]	39 464	12 720	11 089	9893
Taxa de redução (%) /ano	/	-2,9	-0,6	-0,5

9.5.6 Síntese dos resultados de indicadores energéticos dos setores de atividade na Ilha de Santiago

A Tabela 9.18 resume os resultados obtidos dos principais indicadores energéticos dos diversos sectores de atividade, no que diz respeito aos anos 2017 e 2040, tendo em linha de conta os cenários propostos. O cenário Intermédio afigura-se como o caminho mais adequado, equilibrado e sustentável em termos de desperdícios entre a produção e consumo de energia elétrica.

Tabela 9.18 - Resultados obtidos dos indicadores para a produção e consumo de energia elétrica relativos aos anos 2017 e 2040 nos cenários propostos (Fonte: elaborado pelo autor).

Indicador energético	Unidade	Ano Base - 2017	2040			
			Referência	Intermédio	Eficiente	
Capacidade Instalada	Solar FV		5,0	44,77	101,81	225,04
	Eólico	MW _e	9,35	28,72	44,32	103,10
	Diesel		96,79	297,29	170,80	96,79
	<i>Subtotal</i>	MW _e	<i>111,14</i>	<i>370,78</i>	<i>316,93</i>	<i>424,93</i>
	Biomassa (RSU)		1,12	3,44	10,02	22,80
	Total	MW _e	112,26	374,22	326,95	447,73
Produção Energética	Solar FV		4 132	36 999	84 134	185 972
	Eólico	MWh _e	31 350	96 292	148 616	345 673
	Diesel		206 314	633 698	364 064	206 314
	<i>Subtotal</i>	MWh _e	<i>241 796</i>	<i>766 989</i>	<i>596 814</i>	<i>737 959</i>
	Biomassa (RSU)		32,9	101,1	294,8	670,3
	Total	MWh _e	241 829	767 090	597 109	738 629
Demanda Energética Final			209 553	431 521	578 017	669 254
Consumo Energético Total	MWh _e		199 288	355 129	458 259	512 626
Perda Energética nas Redes			39 464	12 720	11 089	9 893

9.5.7 Emissões de gases com efeito de estufa (GEE)

Foram quantificadas, nos cenários estabelecidos, as emissões dos GEE, expressas em forma de dióxido de carbono equivalente (CO_{2eq}), que serão evitadas, portanto, uma redução na emissão, através da não utilização das centrais termoelétricas a combustível fóssil (diesel neste caso). Assim sendo, em 2040, a energia elétrica passa a ser fornecida pelas fontes renováveis solar fotovoltaica e a eólica. Projetou-se a quantidade estimada das emissões de CO_{2eq} em cinco etapas, estando apresentado na Figura 9.3 um esquema do procedimento utilizado.

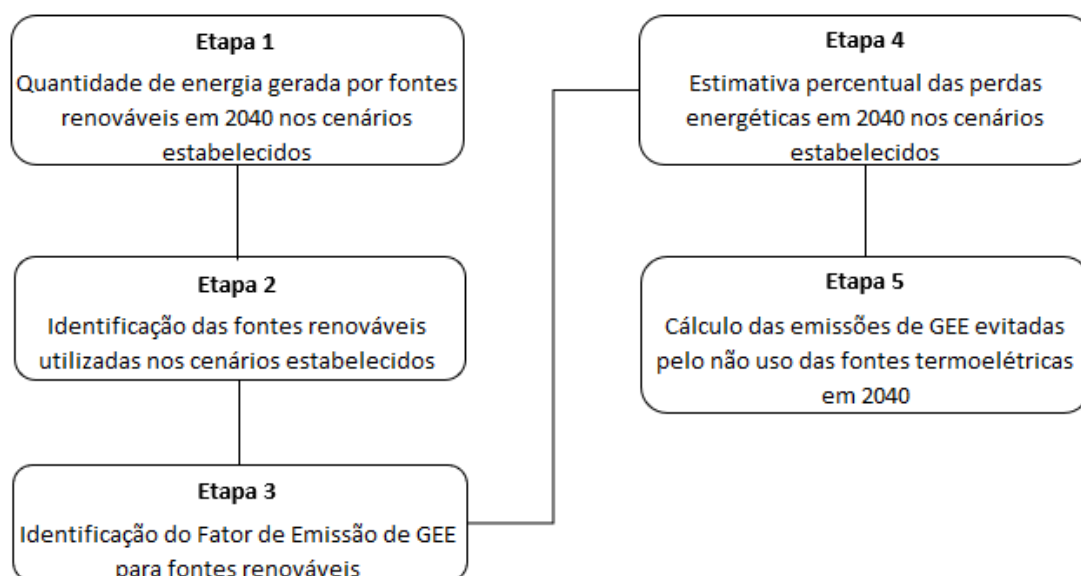


Figura 9.3 - Esquema do procedimento utilizado para o cálculo da redução das emissões de CO_{2eq} em resultado da alteração na geração de energia elétrica (Fonte: elaborado pelo autor).

Para o cálculo das emissões de CO_{2eq} no período indicado, usou-se a metodologia adaptada do IPCC (2006) e do Chuang, Lien, Den, Iskandar, & Liao, (2018), conforme a Equação (8).

$$ECO_{2eq} = FE \times (GEE - GEE \cdot PE) \quad (8)$$

onde, ECO_{2eq} = Emissões do dióxido de carbono equivalente (ton); FE = Fator de Emissão (0,305 toneladas CO_{2eq}/MWh); GEE = Geração da Energia Elétrica (MWh/ano) e PE = Perdas Energéticas (%).

No cenário Referência estima-se uma redução de 36.181,84 ton nas emissões de CO_{2eq}, para uma produção total de energia renovável de 133,3 GWh em 2040, em função da substituição da eletricidade de origem térmica (produzida através da combustão de Diesel). Para os cenários Intermédio e Eficiente, as reduções da emissão de CO_{2eq} são estimadas na ordem de 63.889,8 e 147.558,0 tCO_{2eq}, respetivamente.

A Tabela 9.19 mostra os resultados previstos referentes às emissões de CO_{2eq} que serão evitadas, resultantes da geração de energia elétrica por meio das fontes renováveis em 2030 e 2040.

Tabela 9.19 - Redução das emissões dos GEE em resultado da modificação da fonte de geração de energia elétrica (elaborado pelo autor).

	Ano	Cenário		
		Referência	Intermédio	Eficiente
Redução das emissões CO _{2eq} (ton)	2030	8 542,51	54 377,38	125 343,28
	2040	36 181,84	63 889,88	147 558,07

Capítulo 10 – Considerações finais

10.1 Conclusões

Nos tempos que correm, os cenários energéticos são os principais instrumentos para a realização de um PE integrado e sustentável. O LEAP, modelo energético de modelação integrada, permite investigar, ao longo de um período de tempo, e a partir de um cenário Referência, a inserção dos dados energéticos da Ilha de Santiago.

Com base nos resultados, verifica-se que a tendência atual da evolução energética da Ilha é de uma crescente procura e deverá atingir, no cenário Eficiente, aproximadamente, 670 GWh, em 2040, ou seja, mais do triplo ao ano base 2017. Chegou-se à conclusão de que o consumo estimado no setor doméstico na Ilha de Santiago representa, em média, 57,3% de todo o consumo, seguido dos setores comércio/indústria/serviços e instituições públicas, cerca de 19,5% e 7,6%, respetivamente. Em relação aos aspetos ambientais, para um consumo total da energia renovável de 133,3 GWh em 2040, em detrimento da eletricidade de origem térmica, estima-se, no cenário Referência, uma redução de 36.181,84 ton nas emissões de CO_{2eq}. Em contrapartida, para os cenários Intermédio e Eficiente, as reduções serão estimadas na ordem de 63.889,8 e 147.558,0 tCO_{2eq}, respetivamente.

Com o aproveitamento do potencial teórico do gás de ASS, resultantes dos RSU para a geração de energia elétrica, prevê-se, em relação à capacidade instalada, até 2040, uma TCMA de 9,0%, 34,5%, e 84,2 (contra 44,77%, 101,81% e 225,4% da capacidade solar PV), para os cenários REF, INT e EFI, respetivamente. Quanto à produção energética do recurso PV, espera-se uma TCMA na ordem de 34,6%, 84,2% e 191,3%, para os cenários REF, INF e EFI (contra 9,0%, 34,6% e 84,2% da produção energética, através do biogás).

As simulações efetuadas no *HOMER Pro* permitem concluir que em todos os cenários do sistema híbrido (*off-grid*) redimensionado, referente à comunidade rural do Vale da Custa, apresentam melhores soluções alternativas e sustentáveis, quer a nível social (custo de energia), quer a ambiental (emissão de GEE), comparativamente ao sistema elétrico tradicional. A título de exemplo, num dos cenários (A1): (i) um perfil médio da demanda de 193,0 kWh/dia, (ii) um incremento na capacidade do sistema

de armazenamento (qualquer energia elétrica excedente pode ser armazenada, para uso posterior), (iii) o custo da energia estimado em 19,57 ECV/kWh (0,18 €/kWh), e (iv) uma emissão de 1927 kg de CO₂/ano, será a melhor solução, ao invés de se considerar a ligação do sistema elétrico à rede convencional (*on-grid*), com: (i) um consumo estimado em cerca de 135,25 kWh/d, (ii) o custo da energia elétrica estimado em 28 ECV/kWh (0,25 €/kWh) e (iii) uma emissão prevista de 31.195 kg de CO₂/ano.

Em relação à pequena comunidade rural da Achada Lagoa, cuja previsão do consumo energético diário na ordem de 27,0 kWh, os resultados simulados mostram que a configuração ótima da estrutura do sistema híbrido em que ocorre o menor custo da energia e uma baixíssima emissão de CO₂, é composta por uma geração elétrica, a partir dos painéis fotovoltaicos de 9,9 kWp, do gerador a biogás de 2,4 kW_e e do inversor de 5,0 kW. Nesse cenário (E), estima-se o custo da energia em 20,53 ECV/kWh (0,186 €/kWh), com uma emissão de 11,70 kg de CO₂ por ano.

Em julho de 2020, instalaram-se, nas habitações em Achada Lagoa, sistemas individuais autónomos, através de kits solares fotovoltaicos. Todavia, justifica-se a modelação e simulação de um sistema híbrido renovável, tal como PV/biogás, que atenda outras necessidades energéticas e que possibilite: (i) atrair pessoas que abandonaram a aldeia nos últimos anos, (ii) manter a fixação dos poucos habitantes que, ainda, lá residem, (iii) criar riquezas e postos do trabalho no local, (iv) gerar rendimentos, através da construção de uma unidade de transformação dos produtos agrícolas e, por último, (v) promover o turismo rural sustentável.

A produção do biogás, a partir dos resíduos, quer orgânicos quer de origem animal, pode trazer benefícios ambientais e constituir uma alternativa competitiva, em relação à eletricidade fóssil. O biogás usado para produzir a energia elétrica, através de um motor conectado a um gerador elétrico, pode ajudar a manter os preços da eletricidade mais atrativos, em comparação com os praticados pelos sistemas tradicionais da energia. A desvantagem reside-se no custo da implementação, ou seja, nos custos de investimentos nas infraestruturas. Ademais, fatores tais como: (i) ausência de políticas públicas, (ii) burocracias sanitárias, (iii) capacitação técnica (recursos humanos não capacitados) e (iv) acesso à tecnologia, constituem, ainda,

entraves para que a produção do biogás seja expandida nas zonas rurais da Ilha de Santiago ou nas outras do arquipélago.

Um sistema híbrido de geração da energia como PV/biogás, que usa duas fontes, praticamente não exploradas nas ilhas de Cabo Verde, torna-se uma proposta muito atrativa, com vista a reduzir a elevada dependência dos combustíveis fósseis. Tal proposta, enquanto mecanismo de geração da eletricidade, pode ser, ainda, considerada um modelo para promover o desenvolvimento local, pois possibilita a adoção de novas tecnologias no arquipélago, em jeito de exemplo: veículos elétricos, fogões elétricos, entre outros, gera empregos e aumenta a renda dos seus habitantes.

10.2 Limitações do estudo

No que diz respeito às limitações deste estudo, salienta-se o acesso limitado aos softwares energéticos. Após um período de utilização gratuita do software LEAP, a sua aquisição fica sujeita apenas à compra. De resto, a própria Universidade do Aveiro não dispõe de um licenciamento académico, tanto do aludido software, como de outros, por exemplo, o HOMER Pro, pois a sua aquisição requer um determinado custo. Importa referir que, enquanto trabalhador-estudante, se fez a opção pela modalidade de inscrição, em regime de tempo parcial, no programa de Doutoramento. Tal se deve à necessidade de assegurar, a *full-time*, todas as atividades letivas, tais como aulas, seminários, orientações de trabalhos do fim de curso, entre outras, na Universidade de Cabo Verde, pelo facto de em momento nenhum ter beneficiado de qualquer subsídio. Outra limitação, prende-se com a indisponibilidade de alguns dados oficiais, em termos energéticos. Mesmo que tais existam, nem sempre estão atualizados e podem apresentar discrepâncias, em função de cada entidade pública.

10.3 Sugestões e orientações para futuras investigações

Com este trabalho, exploraram-se alguns aspetos interessantes, nomeadamente o potencial energético relacionado com o aproveitamento dos estrumes animais e dos resíduos alimentares em duas localidades rurais da

Ilha de Santiago. Sugere-se que a investigação do género seja aplicada noutras regiões ou comunidades rurais das outras ilhas de Cabo Verde, com vista a averiguar até que ponto a combinação dos recursos energéticos PV/biogás contribua para o desenvolvimento social, económico e ambiental dessas comunidades.

Em termos do PE, devido à carência no processo da difusão de algumas informações estatísticas oficiais, como recomendação futura, sugere-se, tanto um levantamento mais apurado dos dados, como a organização de um banco de informações fidedignas que possibilitem alimentar o modelo energético utilizado, permitindo, desde logo, uma análise mais pormenorizada, no que diz respeito às vertentes social, económica e ambiental.

Referências bibliográficas

- Aghdam, E. F., Scheutz, C., & Kjeldsen, P. (2019). Impact of meteorological parameters on extracted landfill gas composition and flow. *Waste Management*, *87*, 905–914. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2018.01.045>
- Akikur, R. K., Saidur, R., Ping, H. W., & Ullah, K. R. (2013). Comparative study of stand-alone and hybrid solar energy systems suitable for off-grid rural electrification: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *27*, 738–752. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.043>
- Appels, L., Baeyens, J., Degrève, J., & Dewil, R. (2008). Principles and potential of the anaerobic digestion of waste-activated sludge. *Progress in Energy and Combustion Science*, *34*(6), 755–781. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2008.06.002>
- Ávila, L., Madruga, L., & Beuron, T. (2016). Planejamento e Sustentabilidade: O Caso das Instituições Federais de Ensino Superior. *Revista de Gestão Ambiental e Sustentabilidade*, *5*(1), 18–32. <https://doi.org/10.5585/geas.v5i1.218>
- Bagheri, M., Shirzadi, N., Bazdar, E., & Kennedy, C. A. (2018). Optimal planning of hybrid renewable energy infrastructure for urban sustainability: Green Vancouver. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *95*(November 2017), 254–264. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.037>
- Bahramara, S., Moghaddam, M. P., & Haghifam, M. R. (2016). Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *62*, 609–620. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.039>
- Barragán-Escandón, A., Ruiz, J. M. O., Tigre, J. D. C., & Zalamea-León, E. F. (2020). Assessment of power generation using biogas from landfills in an equatorial tropical context. *Sustainability (Switzerland)*, *12*(7), 1–18. <https://doi.org/10.3390/su12072669>
- Baudoin, S., Vechiu, I., Camblong, H., Vinassa, J. M., & Barelli, L. (2016). Sizing and control of a Solid Oxide Fuel Cell/Gas microTurbine hybrid power system using a unique inverter for rural microgrid integration. *Applied Energy*, *176*, 272–281. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.066>
- Beluco, A., Souza, P. K., & Krenzinger, A. (2008). PV hydro hybrid systems. *IEEE Latin America Transactions*, *6*(7), 626–631. <https://doi.org/10.1109/TLA.2008.4917434>
- Bhattacharjee, S., Das, R., Deb, G., & Thakur, B. N. (2019). Techno-Economic Analysis of a Grid-Connected Hybrid System in Portugal Island. *International Journal of Computer Sciences and Engineering*, *7*(1), 1–14. <https://doi.org/10.26438/ijcse/v7i1.114>
- Budzianowski, W. M., & Postawa, K. (2017). Renewable energy from biogas with reduced carbon dioxide footprint: Implications of applying different plant configurations and operating pressures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *68*, 852–868. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.076>
- Capellán-Pérez, I., Mediavilla, M., de Castro, C., Carpintero, Ó., & Miguel, L. J. (2014). Fossil fuel depletion and socio-economic scenarios: An integrated approach. *Energy*, *77*, 641–666. <https://doi.org/10.1016/>

- j.energy.2014.09.063
- Chen, F., Duic, N., Manuel Alves, L., & da Graça Carvalho, M. (2007). Renewalands-Renewable energy solutions for islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(8), 1888–1902. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.12.009>
- Cheng, S., Li, Z., Mang, H. P., Huba, E. M., Gao, R., & Wang, X. (2014). Development and application of prefabricated biogas digesters in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, 387–400. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.035>
- Chiew, Y. L., Spångberg, J., Baky, A., Hansson, P. A., & Jönsson, H. (2015). Environmental impact of recycling digested food waste as a fertilizer in agriculture - A case study. *Resources, Conservation and Recycling*, 95(2015), 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2014.11.015>
- Chuang, J., Lien, H. L., Den, W., Iskandar, L., & Liao, P. H. (2018). The relationship between electricity emission factor and renewable energy certificate: The free rider and outsider effect. *Sustainable Environment Research*, 28(6), 422–429. <https://doi.org/10.1016/j.serj.2018.05.004>
- Dhar, H., Kumar, S., & Kumar, R. (2017). A review on organic waste to energy systems in India. *Bioresource Technology*, 245(August), 1229–1237. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.08.159>
- Du, M., Peng, C., Wang, X., Chen, H., Wang, M., & Zhu, Q. (2017). Quantification of methane emissions from municipal solid waste landfills in China during the past decade. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78(December 2016), 272–279. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.082>
- Dunham, M. T., & Iverson, B. D. (2014). High-efficiency thermodynamic power cycles for concentrated solar power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 758–770. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.010>
- El-Fadel, M., Findikakis, A. N., & Leckie, J. O. (1997). Environmental impacts of solid waste landfilling. *Journal of Environmental Management*, 50(1), 1–25. <https://doi.org/10.1006/jema.1995.0131>
- Electra. (2017). Report and Accounts.
- Emodi, N. V., Emodi, C. C., Murthy, G. P., & Emodi, A. S. A. (2017). Energy policy for low carbon development in Nigeria: A LEAP model application. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68(August 2015), 247–261. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.118>
- EPA. (2005). Landfill Gas Emissions Model (LandGEM) user's guide, (May), 48.
- Eziyi, I., & Krothapalli, A. (2014). Sustainable rural development: Solar/Biomass hybrid renewable energy system. *Energy Procedia*, 57, 1492–1501. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.141>
- Fallahizadeh, S., Rahmatinia, M., Mohammadi, Z., Vaezzadeh, M., Tajamiri, A., & Soleimani, H. (2019a). Estimation of methane gas by LandGEM model from Yasuj municipal solid waste landfill, Iran. *MethodsX*, 6(December 2018), 391–398. <https://doi.org/10.1016/j.mex.2019.02.013>
- Fallahizadeh, S., Rahmatinia, M., Mohammadi, Z., Vaezzadeh, M., Tajamiri, A., & Soleimani, H. (2019b). Estimation of methane gas by LandGEM model from Yasuj municipal solid waste landfill, Iran. *MethodsX*, 6(February), 391–398. <https://doi.org/10.1016/j.mex.2019.02.013>
- Farhad, S., Yoo, Y., & Hamdullahpur, F. (2010). Effects of fuel processing

- methods on industrial scale biogas-fuelled solid oxide fuel cell system for operating in wastewater treatment plants. *Journal of Power Sources*, 195(5), 1446–1453. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.09.032>
- Feng, Y. Y., & Zhang, L. X. (2012). Scenario analysis of urban energy saving and carbon abatement policies: A case study of Beijing city, China. *Procedia Environmental Sciences*, 13(2011), 632–644. <https://doi.org/10.1016/j.proenv.2012.01.055>
- Ferreira, B. O. (2015). Avaliação de um sistema de metanização de resíduos alimentares com vistas ao aproveitamento energético do biogás. *Programa de Pós-Graduação Em Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos*, 1–124. Retrieved from <http://www.smarh.eng.ufmg.br/defesas/1132M.PDF>
- Fusi, A., Bacenetti, J., Fiala, M., & Azapagic, A. (2016). Life cycle environmental impacts of electricity from biogas produced by anaerobic digestion. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*, 4(MAR). <https://doi.org/10.3389/fbioe.2016.00026>
- Garfí, M., Cadena, E., Pérez, I., & Ferrer, I. (2014). Technical, economic and environmental assessment of household biogas digesters for rural communities. *Renewable Energy*, 62, 313–318. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.07.017>
- Goel, S., & Sharma, R. (2019). Optimal sizing of a biomass–biogas hybrid system for sustainable power supply to a commercial agricultural farm in northern Odisha, India. *Environment, Development and Sustainability*, 21(5), 2297–2319. <https://doi.org/10.1007/s10668-018-0135-x>
- Guo, S., Liu, Q., Sun, J., & Jin, H. (2018). A review on the utilization of hybrid renewable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91(December 2017), 1121–1147. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.105>
- He, M., Sun, Y., Zou, D., Yuan, H., Zhu, B., Li, X., & Pang, Y. (2012). Influence of Temperature on Hydrolysis Acidification of Food Waste. *Procedia Environmental Sciences*, 16, 85–94. <https://doi.org/10.1016/j.proenv.2012.10.012>
- Henner, D., & REN21. (2017). *Ren21*. Retrieved from [https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21\(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e\).html](https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e).html)
- Heydari, A., & Askarzadeh, A. (2016a). Optimization of a biomass-based photovoltaic power plant for an off-grid application subject to loss of power supply probability concept. *Applied Energy*, 165, 601–611. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.095>
- Heydari, A., & Askarzadeh, A. (2016b). Techno-economic analysis of a PV/biomass/fuel cell energy system considering different fuel cell system initial capital costs. *Solar Energy*, 133, 409–420. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.04.018>
- IEA. (2016). *International Energy Outlook 2016. Doe/Eia-0484* (Vol. 0484). Retrieved from [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- IEA (International Energy Agency). (2015). *World Energy Outlook 2015 - Executive Summary - English Version*. Retrieved from http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEB_WorldEnergyOutlook2015ExecutiveSummaryEnglishFinal.pdf
- IPCC. (2006). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories – A primer*, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Miwa K., Srivastava N. and Tanabe K. *Iges*,

- 20.
- IRENA. (2017a). *Biogas for domestic cooking: Technology brief*. International Renewable Energy Agency. Retrieved from www.irena.org
- IRENA. (2017b). *Planning for the Long-Term Modelling and Tools To Expand*.
- IRENA, Heezen, P. A. M., Gunnarsdóttir, S., Gooijer, L., Mahesh, S., & Ghiandelli, M. (2016). *Measuring small-scale biogas capacity and production*. *Chemical Engineering Transactions* (Vol. 31). Retrieved from www.irena.org
- Islam, M. S., Akhter, R., & Rahman, M. A. (2018). A thorough investigation on hybrid application of biomass gasifier and PV resources to meet energy needs for a northern rural off-grid region of Bangladesh: A potential solution to replicate in rural off-grid areas or not? *Energy*, *145*, 338–355. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.125>
- Jean, D., Kim, R., Sanchez, S., & Francesco, N. (2015). *developing countries The Emissions Gap Report 2015*.
- Jegade, A. O., Zeeman, G., & Bruning, H. (2019). A review of mixing, design and loading conditions in household anaerobic digesters. *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*, *49*(22), 2117–2153. <https://doi.org/10.1080/10643389.2019.1607441>
- Jørgensen, P. J. (2009). Biogas - green energy.
- Kabir, H., Yegbemey, R. N., & Bauer, S. (2013). Factors determinant of biogas adoption in Bangladesh. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *28*, 881–889. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.046>
- Kalantari, N. T., Ahangari Hassas, M., & Pourhossein, K. (2018). Bibliographic Review and Comparison of Optimal Sizing Methods for Hybrid Renewable Energy Systems. *Journal of Energy Management and Technology (JEMT)*, *2*(2), 66. Retrieved from <http://dx.doi.org/10.22109/jemt.2018.102306.1039>
- Karytsas, S., Mendrinou, D., & Karytsas, C. (2020). Measurement methods of socioeconomic impacts of renewable energy projects. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, *410*(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/410/1/012087>
- Kothari, R., Pandey, A. K., Kumar, S., Tyagi, V. V., & Tyagi, S. K. (2014). Different aspects of dry anaerobic digestion for bio-energy: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *39*, 174–195. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.011>
- Kuylensstierna, J. C. ., Heaps, C., Malley, C. ., Vallack, H. W., & Hick, W. K. (2017). The Long-range Energy Alternatives Planning - Integrated Benefits Calculator (LEAP-IBC). SEI Factsheet.
- Lai, C. S., Locatelli, G., Pimm, A., Tao, Y., Li, X., & Lai, L. L. (2019). A financial model for lithium-ion storage in a photovoltaic and biogas energy system. *Applied Energy*, *251*(January), 113179. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.175>
- Li, D., Liu, S., Mi, L., Li, Z., Yuan, Y., Yan, Z., & Liu, X. (2015). Effects of feedstock ratio and organic loading rate on the anaerobic mesophilic co-digestion of rice straw and cow manure. *Bioresource Technology*, *189*, 319–326. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.04.033>
- Liao, X., & Li, H. (2015). Biogas production from low-organic-content sludge using a high-solids anaerobic digester with improved agitation. *Applied Energy*, *148*, 252–259. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.082>
- Ligus, M. (2017). Evaluation of economic, social and environmental effects of

- low-emission energy technologies development in Poland: A multi-criteria analysis with application of a fuzzy analytic hierarchy process (FAHP). *Energies*, 10(10). <https://doi.org/10.3390/en10101550>
- Lisowyj, M., & Wright, M. M. (2020). A review of biogas and an assessment of its economic impact and future role as a renewable energy source. *Reviews in Chemical Engineering*, 36(3), 401–421. <https://doi.org/10.1515/revce-2017-0103>
- Liu, G., Rasul, M. G., Amanullah, M. T. O., & Khan, M. M. K. (2011). Feasibility study of stand-alone PV-wind-biomass hybrid energy system in Australia. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2011.5749125>
- Malinauskaitė, J., Jouhara, H., Czajczyńska, D., Stanchev, P., Katsou, E., Rostkowski, P., ... Spencer, N. (2017). Municipal solid waste management and waste-to-energy in the context of a circular economy and energy recycling in Europe. *Energy*, 141, 2013–2044. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.128>
- Mata-Alvarez, J., Macé, S., & Llabrés, P. (2000). Anaerobic digestion of organic solid wastes. An overview of research achievements and perspectives. *Bioresource Technology*, 74(1), 3–16. [https://doi.org/10.1016/S0960-8524\(00\)00023-7](https://doi.org/10.1016/S0960-8524(00)00023-7)
- Mengistu, M. G., Simane, B., Eshete, G., & Workneh, T. S. (2015). A review on biogas technology and its contributions to sustainable rural livelihood in Ethiopia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48, 306–316. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.026>
- Mitiku Teferra, D., & Wubu, W. (2019). Biogas for Clean Energy. *Anaerobic Digestion*, 3, 1–20. <https://doi.org/10.5772/intechopen.79534>
- Moura, V. S. de. (2012). Caminhos para o Desenvolvimento Sustentável. *Boletim de Geografia*, 31(1). <https://doi.org/10.4025/bolgeogr.v31i1.17897>
- Nacional Estatística, I. (2017). Anuário Estatístico Cabo Verde.
- Nag, A. K., & Sarkar, S. (2018). Modeling of hybrid energy system for futuristic energy demand of an Indian rural area and their optimal and sensitivity analysis. *Renewable Energy*, 118, 477–488. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.047>
- Nape, K. M., Magama, P., Moeletsi, M. E., Tongwane, M. I., Nakana, P. M., Mliswa, V. K., ... Madikiza, S. (2019). Introduction of household biogas digesters in rural farming households of the Maluti-a-Phofung municipality, South Africa. *Journal of Energy in Southern Africa*, 30(2), 28–37. <https://doi.org/10.17159/2413-3051/2019/v30i2a5885>
- Neto, M. R. B. (2010). Biogas / photovoltaic hybrid power system for decentralized energy supply of rural areas, 38, 4497–4506.
- Nguyen, D., Nitayavardhana, S., Sawatdeenarunat, C., Surendra, K. C., & Khanal, S. K. (2019). *Biogas production by anaerobic digestion: Status and perspectives. Biomass, Biofuels, Biochemicals: Biofuels: Alternative Feedstocks and Conversion Processes for the Production of Liquid and Gaseous Biofuels* (2nd ed.). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816856-1.00031-2>
- NISHIMURA, R. (2009). Análise de balanço energético de sistema de produção de biogás em granjades suínos: implementação de aplicativo computacional, 84. Retrieved from http://www.dominiopublico.gov.br/pesquisa/DetalheObraForm.do?select_action=&co_obra=140760
- Nogueira, C. E. C. (2004). Dimensionamento de Sistemas Integrados de

- Energia em Ambientes Rurais, 134.
- Olatomiwa, L., Mekhilef, S., Ismail, M. S., & Moghavvemi, M. (2016). Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 821–835. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>
- Patinvoh, R. J., & Taherzadeh, M. J. (2019). Challenges of biogas implementation in developing countries. *Current Opinion in Environmental Science and Health*, 12, 30–37. <https://doi.org/10.1016/j.coesh.2019.09.006>
- Ph, D., Tech, M. S., Piippo, S., Tech, D. S., & Pongrácz, E. (2018). FACULTY OF TECHNOLOGY SUSTAINABLE ENERGY SYSTEMS FOR RURAL COMMUNITIES: SIZING OF A DIGESTER FOR ENERGY GENERATION FROM FARM AND FOOD WASTE Akoore Akelibilna Alfred Supervisors: Master ' s Thesis October 2018, (October).
- Pradhan, S. R., Bhuyan, P. P., Sahoo, S. K., & Prasad, G. R. K. D. S. (2013). Design of Standalone Hybrid Biomass & PV System of an Off- Grid House in a Remote Area. *Int. Journal of Engineering Research and Applications*, 3(6), 433–437.
- Rahman, K. M., Melville, L., Edwards, D. J., Fulford, D., & Thwala, W. D. (2019). Determination of the Potential Impact of Domestic Anaerobic Digester Systems: A Community Based Research Initiative in Rural Bangladesh. *Processes*, 7(8), 512. <https://doi.org/10.3390/pr7080512>
- Rahman, M. M., Hasan, M. M., Paatero, J. V., & Lahdelma, R. (2014). Hybrid application of biogas and solar resources to fulfill household energy needs: A potentially viable option in rural areas of developing countries. *Renewable Energy*, 68, 35–45. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.030>
- Rajbongshi, R., Borgohain, D., & Mahapatra, S. (2017). Optimization of PV-biomass-diesel and grid base hybrid energy systems for rural electrification by using HOMER. *Energy*, 126, 461–474. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.056>
- Rajendran, K., Aslanzadeh, S., & Taherzadeh, M. J. (2012). *Household biogas digesters-A review*. *Energies* (Vol. 5). <https://doi.org/10.3390/en5082911>
- Ramakumar, R. (1996). Energizing rural areas of developing countries using IRES. *Proceedings of the Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*, 3, 1536–1541. <https://doi.org/10.1109/iecec.1996.553327>
- Ranaboldo, M., Lega, B. D., Ferrenbach, D. V., Ferrer-Martí, L., Moreno, R. P., & García-Villoria, A. (2014). Renewable energy projects to electrify rural communities in Cape Verde. *Applied Energy*, 118, 280–291. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.12.043>
- Reddy, K. S., Aravindhan, S., & Mallick, T. K. (2016). Investigation of performance and emission characteristics of a biogas fuelled electric generator integrated with solar concentrated photovoltaic system. *Renewable Energy*, 92, 233–243. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.008>
- Renovável, P. E. (n.d.). CABO VERDE.
- Roopnarain, A., & Adeleke, R. (2017). Current status, hurdles and future prospects of biogas digestion technology in Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 1162–1179. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.087>
- Roubík, H., Mazancová, J., Le Dinh, P., Dinh Van, D., & Banout, J. (2018).

- Biogas quality across small-scale biogas plants: A case of central vietnam. *Energies*, 11(7), 1–12. <https://doi.org/10.3390/en11071794>
- Sarkar, T., Bhattacharjee, A., Samanta, H., Bhattacharya, K., & Saha, H. (2019). Optimal design and implementation of solar PV-wind-biogas-VRFB storage integrated smart hybrid microgrid for ensuring zero loss of power supply probability. *Energy Conversion and Management*, 191(April), 102–118. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.04.025>
- Sasse, L. (1988). Biogas Plants by Ludwig Sasse, 1–66.
- Sawle, Y., Gupta, S. C., & Bohre, A. K. (2016). PV-wind hybrid system: A review with case study. *Cogent Engineering*, 3(1), 1–31. <https://doi.org/10.1080/23311916.2016.1189305>
- Sen, R., & Bhattacharyya, S. C. (2014). Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER. *Renewable Energy*, 62, 388–398. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.07.028>
- Sheikh, N. J., Kocaoglu, D. F., & Lutzenhiser, L. (2016). Social and political impacts of renewable energy: Literature review. *Technological Forecasting and Social Change*, 108, 102–110. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2016.04.022>
- Shoib, A., & Ariaratnam, S. (2016). A Study of Socioeconomic Impacts of Renewable Energy Projects in Afghanistan. *Procedia Engineering*, 145, 995–1003. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2016.04.129>
- Silva, D. D. A. (2013). Revista Eletrônica Geoaraguaia. Barra do Garças-MT. Edição Especial. p. 232 - 235. Setembro. 2013., 232–235.
- Singh, A. K., & Kaushal, R. K. (2016). Design of Small Scale Anaerobic Digester for Application in Indian Village: A Review. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, (8), 11–16.
- Singh, K. (2010). Study of Solar / Biogas Hybrid Power Generation, (July 2010), 1–78.
- Singh, S., Singh, M., & Kaushik, S. C. (2016). Feasibility study of an islanded microgrid in rural area consisting of PV, wind, biomass and battery energy storage system. *Energy Conversion and Management*, 128, 178–190. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.09.046>
- SNV. (2019). Household biodigesters installed in Asia , Africa and Latin America in 2018 Installation rate in 2018 : A status brief.
- Stockholm Environment Institute. (2005). User Guide for LEAP 2005 May 2005, (May).
- Sun, Q., Li, H., Yan, J., Liu, L., Yu, Z., & Yu, X. (2015). Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 521–532. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.029>
- Surroop, D., & Raghoo, P. (2018). Renewable energy to improve energy situation in African island states. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 88(July 2017), 176–183. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.024>
- Teodorita Al Seadi, Domiik Rutz, Heinz Prassl, Michael Kottner, Tobias Finsterwalder, Silke Volk, R. J. (2008). *Downloaded from <http://lemvigbiogas.com/>*.
- Thomas, J. V. (1995). Petroleum and Coal. *Coal. Analytical Chemistry*, 67(12), 317–319. <https://doi.org/10.1021/ac00108a600>
- Timilsina, G. R., & Shah, K. U. (2016). Filling the gaps: Policy supports and interventions for scaling up renewable energy development in Small

- Island Developing States. *Energy Policy*, 98, 653–662. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.028>
- Tiwary, A., Spasova, S., & Williams, I. D. (2019). A community-scale hybrid energy system integrating biomass for localised solid waste and renewable energy solution: Evaluations in UK and Bulgaria. *Renewable Energy*, 139, 960–967. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.129>
- Toribio, L. K. P., Castro, G. O., Flores, J. W. V., Olivera, C. A. C., & Benites-Alfaro, E. G. (2020). Calorific value of biogas obtained by cavia porcellus biomass. *Chemical Engineering Transactions*, 80(March), 271–276. <https://doi.org/10.3303/CET2080046>
- Wahyuni, S., Sutjahjo, S. H., Purwanto, Y. A., Fuah, A. M., & Kurniawan, R. (2018). Application of small digester biogas for energy supply in rural areas. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 141(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/141/1/012035>
- Yasar, A., Ali, A., Tabinda, A. B., & Tahir, A. (2015). Waste to energy analysis of shakarganj sugar mills; Biogas production from the spent wash for electricity generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 126–132. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.038>
- Yimen, N., Hamandjoda, O., Meva'a, L., Ndzana, B., & Nganhou, J. (2018). Analyzing of a photovoltaic/wind/biogas/pumped-hydro off-grid hybrid system for rural electrification in Sub-Saharan Africa - Case study of Djoundé in Northern Cameroon. *Energies*, 11(10). <https://doi.org/10.3390/en11102644>
- Zhang, C., Sun, J., Ma, J., Xu, F., & Qiu, L. (2019). Environmental assessment of a hybrid solar-biomass energy supplying system: A case study. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 16(12). <https://doi.org/10.3390/ijerph16122222>

Anexos

Anexo 1 – Questionário do campo – Vale da Costa

Inquérito por questionário

Solicita-se e agradece-se a máxima objectividade e sinceridade nas respostas ao questionário que se segue, garantindo-lhe que as mesmas serão anónimas e as informações recolhidas com o máximo de confidencialidade

Concelho:

Localidade:

Faixa etária (anos) dos Inquiridos

≤ 19 20-29 30-39 40-49 50-59 ≥ 60

Habilitações Académicas dos Inquiridos

Ensino Básico Ensino Secundário Ensino Superior Sem Escolaridade

Data de Aplicação do Inquérito:

Considerando o acesso à energia elétrica na sua habitação e, numa escala de 1 a 5, qual o seu grau de satisfação?

Sendo que:

1 = Discordo totalmente

2 = Discordo

3 = Satisfeito

4 = Concordo

5 = Concordo totalmente

	<u>Produção Renovável (PV+Wind+Diesel)</u>					<u>Produção Térmica (expansão da rede elétrica)</u>				
I. Energia elétrica contínua e segura	1()	2()	3()	4()	5()	1()	2()	3()	4()	5()
II. Corte frequente no fornecimento de energia elétrica	1()	2()	3()	4()	5()	1()	2()	3()	4()	5()
III. Tempo rápido na reposição do fornecimento após interrupção	1()	2()	3()	4()	5()	1()	2()	3()	4()	5()
IV. Informação prestada durante interrupções, problemas	1()	2()	3()	4()	5()	1()	2()	3()	4()	5()
V. Capacidade de resolução de problemas técnicos	1()	2()	3()	4()	5()	1()	2()	3()	4()	5()
VI. Baixo custo no pagamento do consumo de energia elétrica	1()	2()	3()	4()	5()	1()	2()	3()	4()	5()
VII. Tecnologia mais amiga do ambiente	1()	2()	3()	4()	5()	1()	2()	3()	4()	5()

Anexo 2 – Questionário do campo – Vale da Custa e Achada Lagoa

Inquérito por questionário

Solicita-se e agradece-se a máxima objectividade e sinceridade nas respostas ao questionário que se segue, garantindo-lhe que as mesmas serão anónimas e as informações recolhidas com o máximo de confidencialidade

Dados Gerais:

Concelho: _____

Localidade: _____

Faixa etária (anos) dos Inquiridos

_____ ≤ 19 _____ 20-29 _____ 30-39 _____ 40-49 _____ 50-59 _____ ≥ 60

Habilitações Académicas dos Inquiridos

Ensino Básico _____ Ensino Secundário _____ Ensino Superior _____ Sem Escolaridade _____

Data de Aplicação do Inquérito: _____

A. Habitação

I. Tem cozinha? _____ Sim _____ Não Caso sim, onde? _____ Dentro da casa _____ Fora da casa

II. Tem Latrina (casa de banho) _____ Sim _____ Não Caso não, como evacua seus dejetos? _____ Dentro da casa (bacia)

_____ Espaço livre _____ Outro sítio

B. Energia

I. Qual/quais a(s) fonte(s) de energia que usa? _____ Carvão _____ Lenha _____ Eletricidade _____ Petróleo _____ Vela

_____ Outro Qual (gás butano/gasóleo/gasolina)?

II. Qual/quais a(s) fonte(s) de energia que usa para cozinhar? _____ Carvão _____ Lenha _____ Eletricidade _____ Petróleo _____ Vela

_____ Outro Qual (gás butano/gasóleo/gasolina)?

Caso usa Lenha, indicar onde vai recolher: _____ Na natureza _____ Outro sítio

Quem desempenha a tarefa: _____ Homem _____ Mulher _____ Criança

C. Resíduos Domésticos

I. Número de refeições feitas/confeccionadas por dia: _____ 1x _____ 2x _____ 3x _____ Mais vezes

II. Qual o destino final dos resíduos das refeições (restos de comida)? _____ Contentores _____ Em redor da casa _____ Enterro _____ Outro/Animais

D. Resíduos Animais

I. Tem animais? Caso sim, quantos? _____ Vacas _____ Porcos _____ Galinhas _____ Cabras _____ Ovelha

_____ Burro _____ Cavallo _____ Carneiro _____ Outros

II. Qual o destino final dos dejetos ou resíduos de origem animal? _____ Contentores _____ Ar livre (mesmo sítio) _____ Enterro _____ Outro Tratamento

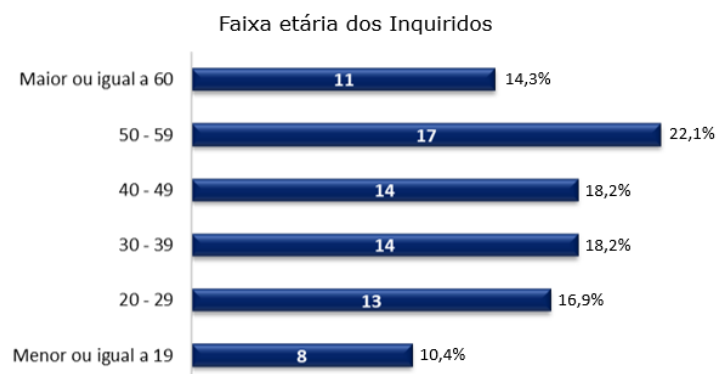
E. Separação de Lixo/Produção de gás

I. Costuma fazer separação de plásticos, metais e outros dos restos de comida? _____ Sim _____ Não

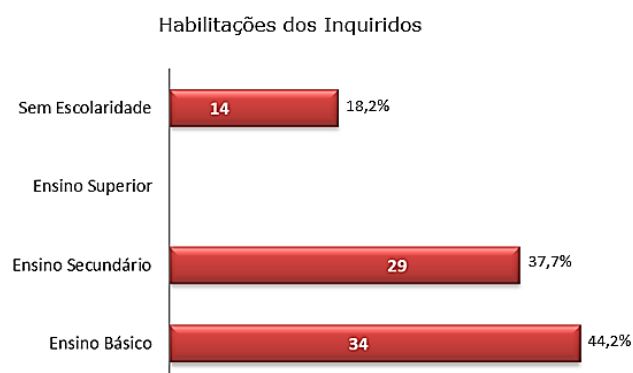
II. Usaria, para cozinhar, o gás produzido por restos de comidas e de animais? _____ Sim _____ Não

Anexo 3 – Resultados do inquérito aplicado – Vale da Costa

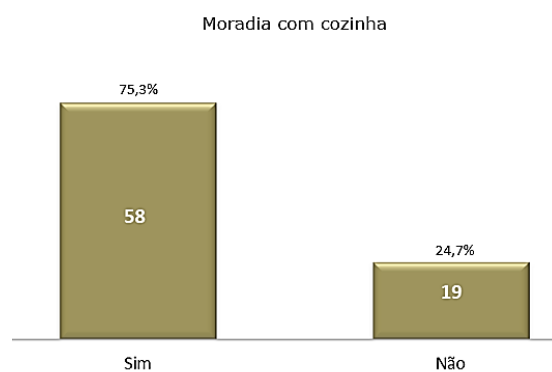
1.



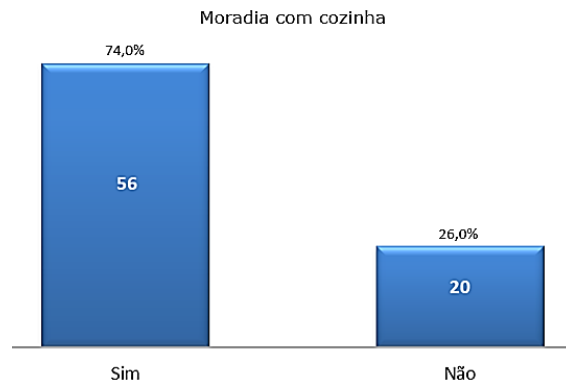
2.



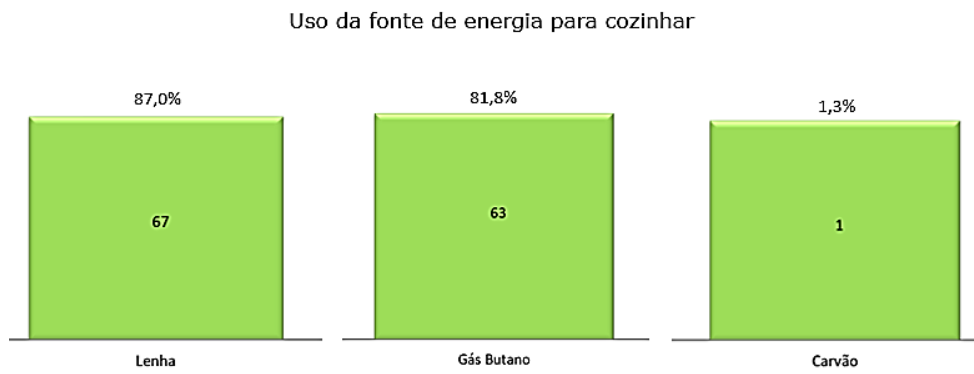
3.



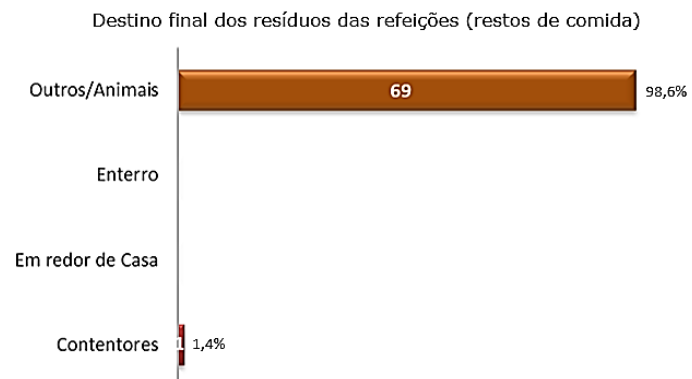
4.



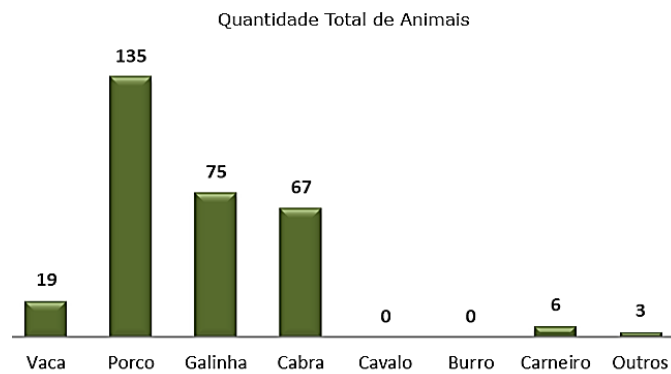
5.



6.

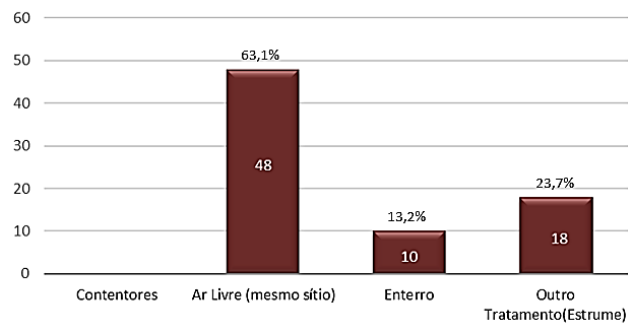


7.



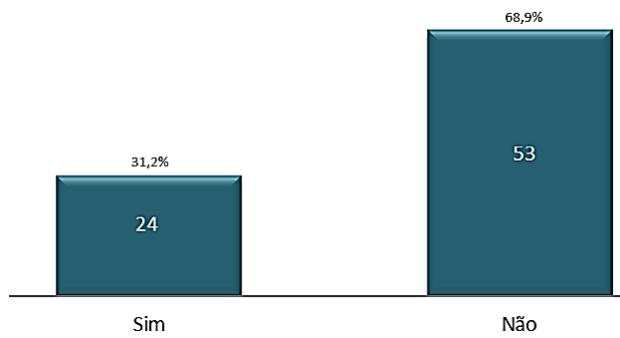
8.

Destino final dos dejetos de origem animal



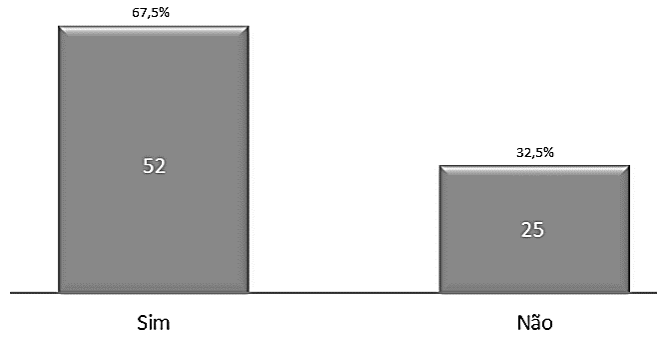
9.

Separação de plásticos, metais e outros dos restos de comida



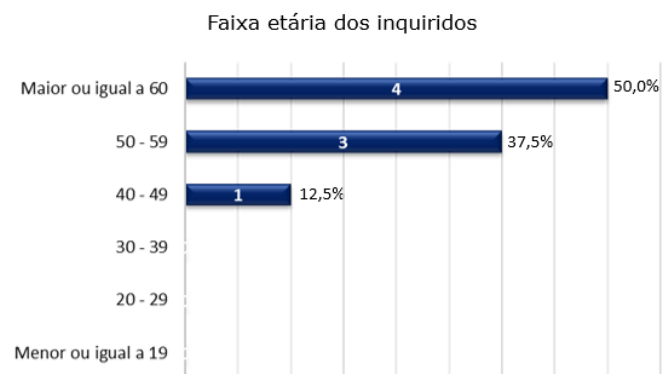
10.

Uso de gás produzido por restos de comidas/dejetos animais para cozinhar

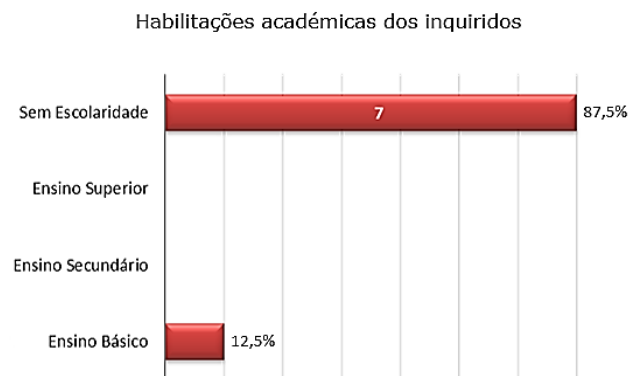


Anexo 4 – Resultados do inquérito aplicado – Achada Lagoa

1.

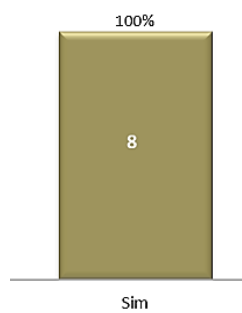


2.



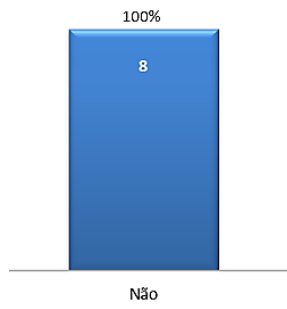
3.

Moradia com cozinha



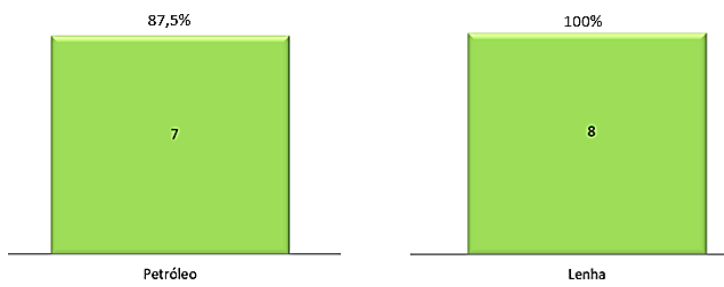
4.

Moradia com casa de banho



5.

Uso da fonte de energia para cozinhar



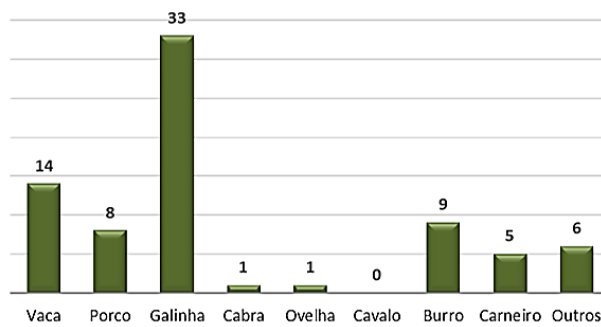
6.

Destino final dos resíduos das refeições



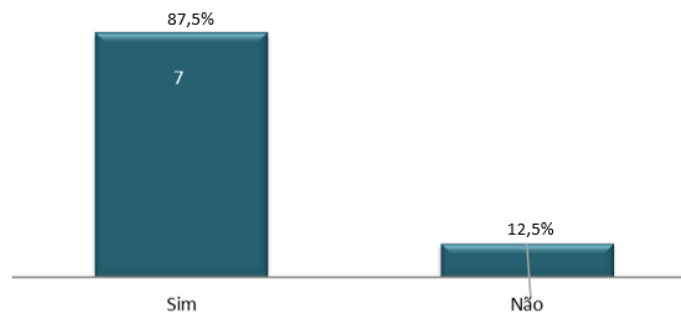
7.

Quantidade total dos animais



8.

Separação de plásticos, metais e outros dos restos de comida



9.

Uso de gás produzido por restos de comidas/dejetos animais para cozinhar

