



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

LIDIANA ROSSI FORTES SABINO

**PROPOSTA DE PLANEJAMENTO PARA O SETOR ELÉTRICO DE CABO
VERDE**

ITAJUBÁ
2018

LIDIANA ROSSI FORTES SABINO

**PROPOSTA DE PLANEJAMENTO PARA O SETOR ELÉTRICO DE CABO
VERDE**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.

Área de concentração: Sistemas Energéticos

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Coorientador: Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita

ITAJUBÁ

2018

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais Ana e Bernardo que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu cumprisse mais esta etapa da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por todas as coisas boas e más que me aconteceram. Cada uma delas, ao seu modo, me fizeram chegar aonde eu cheguei, enfrentando dificuldades e superando barreiras, que foram decisivos para minha formação pessoal e profissional.

Aos meus pais Ana e Bernardo, por terem acreditado em mim, e ter concebido toda a força, incentivo, dedicação e o sacrifício nesses últimos anos para que eu pudesse alcançar minhas metas.

Aos meus orientadores Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni e Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita, pela amizade, paciência e atenção, em suprir minhas lacunas de conhecimento e experiência, e pelo apoio para elaboração da dissertação.

Aos meus irmãos Alcinda, Vitória, Lúcia, Miguel, Ivone e Liziliana e meus cunhados Rufino e Benvindo, pelo apoio, carinho e força.

Ao meu namorado Nuno, que sempre acreditou em mim, me apoiando em todos os momentos da minha vida. Agradeço pelo amor, incentivo, paciência e o companheirismo de sempre.

A minha amiga Verônica, pela amizade, carinho, paciência, compartilhamento de conhecimentos e incentivo. Amizade, que levarei para vida toda.

A minha amiga e companheira de casa Jenise, pelo apoio e amizade.

Aos colegas e companheiros Maise, Mardônio e Cláudio, pela amizade, apoio e pela disponibilidade sempre que necessário.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia, pela amizade e conhecimento transmitido.

Aos companheiros e colegas do EXCEN, pelo auxílio sempre que necessário.

Aos membros da banca examinadora, pela participação no exame de defesa da dissertação.

A todos que participaram direta ou indiretamente da minha vida acadêmica, fica o meu mais sincero agradecimento.

A TODOS, A MINHA ETERNA GRATIDÃO!

RESUMO

Garantir o fornecimento de energia a preços acessíveis, melhorar a segurança energética e reduzir as emissões de gases são algumas das prioridades em diversos países do mundo. O anseio para atingir estas metas energéticas tem despertado interesses na exploração e aproveitamento das Fontes de Energia Renováveis (FER). Em muitos países, como é o caso de Cabo Verde país insular, onde há um grande potencial de energia renovável, muitas vezes a integração é limitada, devido à natureza intermitente de alguns desses recursos. Portanto, para aumentar a participação de fontes renováveis, diminuir a dependência das centrais termoeletricas, ao mesmo tempo, responder de forma rápida e eficaz às variações de carga devido à intermitência, e ao controle de rede, é necessário recorrer a sistemas de armazenamento de energia. Desta forma, o presente trabalho desenvolveu um estudo com uma nova proposta de planejamento para o setor elétrico de Cabo Verde, através da elaboração de diferentes cenários visando aumentar a participação de energias renováveis no sistema de energia elétrica. Neste sentido adotou o modelo EnergyPlan, uma ferramenta desenvolvida para simular a integração de diferentes tecnologias renováveis nos sistemas energéticos locais e nacionais. De um modo particular, o estudo incorpora a possibilidade de utilização de hidroeletricidade reversível não convencional como técnica de armazenamento para aumentar a participação de fontes de energia renováveis, tendo em consideração as perspectivas de consumo elétrico para os próximos 18 anos. Foram simulados cinco cenários de mínimo custo, em função do crescimento esperado do consumo de eletricidade e da cota de renováveis. O primeiro cenário considerou as tecnologias renováveis já existentes em Cabo Verde, tendo como base os dados relativos ao ano 2016, período em que a contribuição total das FER para a geração de eletricidade foi em torno de 21,2%. O segundo cenário mostrou que se a demanda de eletricidade no país continuar a aumentar, e não houver novos investimentos, a participação de renováveis no setor elétrico de Cabo Verde não excederá 16%, e, portanto, inviabilizará o uso de sistema de armazenamento de energia. Quanto aos outros três cenários, os resultados, demonstraram que o aumento das FER no sistema proporcionou uma maior injeção de energia na rede, o que tornou viável o uso de sistema de armazenamento. Ficou também evidente a elevada sazonalidade das FER em particular da fonte eólica nos diferentes cenários, demonstrando mais uma vez a importância do estudo de soluções de armazenamento para uma maior segurança energética. Em todos os cenários alternativos, com a inserção da central reversível, foi possível reduzir o consumo de combustíveis fósseis e conseqüentemente a dependência energética do país. Os resultados demonstram também que o aumento das FER no sistema deverá conduzir a um aumento do custo. No entanto, será possível reduzir significativamente as emissões de CO₂ bem como a dependência energética do país. Proporcionando assim benefícios sociais, desde a criação de postos de trabalho, melhoria do acesso à eletricidade pela população, redução de custo de geração de energia elétrica, para a promoção do desenvolvimento econômico do país.

Palavras-chave: Armazenamento. Cabo Verde. Cenários. Energia. Renováveis.

ABSTRACT

Ensuring affordable energy supply, improving energy security and reducing greenhouse gas emissions are among the priorities of governments in various countries around the world. The desire to achieve these energy goals has aroused interest in the exploration and exploitation of Renewable Energy Sources (RES). In many countries, such as the case of the Cabo Verde island, where there is a large potential for renewable energy, integration is often limited, mainly due to the intermittent nature of some of these resources. Therefore, in order to increase the participation of renewable energy sources, to reduce the dependency of thermal power plants, to respond quickly and efficiently to load variations due to intermittence, and for network control, it is necessary to resort to energy storage systems. In this way, the present work developed a study with a new proposal of planning for the electric sector of Cabo Verde through the elaboration of different scenarios, to increase the participation of renewable energies in the power system. In this sense, it was adopted the EnergyPlan model, a tool developed to simulate the integration of different renewable technologies in local and national energy systems. In a particular way, the present study incorporates the possibility of using unconventional reversible hydroelectricity as a storage technique to increase the participation of renewable energy sources, taking into account the electric consumption prospects for the next 18 years. Five scenarios of minimum cost were simulated, due to the expected growth of electricity consumption and the participation of renewables. The first scenario considered renewable energy technologies already existing in Cape Verde, based on the data for the year 2016, when the total contribution of RES for electricity generation was around 21.2%. The second scenario showed that if the demand continues to increase, without investing in new renewables, the participation of renewables in Cabo Verde's electricity sector will not exceed 16% and, therefore, making the use of the energy storage system unviable. As for the other three scenarios, the results showed that the increase of RES in the system provided a greater injection of energy in the network, which made possible the use of a storage system to exploit the excess of renewable energy generated. It was also evident the high seasonality of RES in particular of the wind power in the different scenarios, demonstrating once again the importance of the study of storage solutions for greater energy security. In all the alternative scenarios, with the insertion of the reversible plant, it was possible to reduce the production of thermal generation and consequently to the country's energy dependence. The results also show that the increase of RES in the system should lead to an increase in cost. However, it will be possible significantly to reduce CO² emissions as well as the country's energy dependence. Thus providing social benefits, ranging from job creation, access to electricity improvement by the population, cost reduction of power generation, to promotion of country's economic development.

Keywords: Storage. Cabo Verde. Scenarios. Energy. Renewables.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Mapa de localização de Cabo Verde.....	14
Figura 2 - Eletricidade das fontes renováveis até 2050.....	17
Figura 3 - Histórico e projeções dos custos de investimentos anuais médios em FER..	18
Figura 4 - Histórico e projeções da produção de energia elétrica de fontes renováveis.	19
Figura 5 - Capacidades instalada acumulada e adicional, TWh de energia eólica e percentagem da geração elétrica em 2012 em vários países	21
Figura 6 - Capacidade eólica total instalada no mundo.....	22
Figura 7 - Crescimento da produção de energia eólica, <i>onshore</i> e <i>offshore</i> no mundo .	23
Figura 8 - Empregos diretos e indiretos gerados pela energia eólica no mundo em 2016	23
Figura 9 - Evolução acumulada da Capacidade Fotovoltaica instalada no Mundo.....	26
Figura 10 - Previsão de crescimento regional da geração elétrica solar fotovoltaica	26
Figura 11 - Empregos gerados pela energia fotovoltaica no mundo em 2016	27
Figura 12 - Circulação de corrente global	29
Figura 13 - Comparação entre uma turbina eólica e uma turbina de corrente marítima	30
Figura 14 - Sistemas conversores de energia eólica de correntes marinhas.....	31
Figura 15 - Perfil de um hidrofólio.....	31
Figura 16 - Distribuição em termos de P&D segundo o tipo de tecnologia.....	32
Figura 17 - Esquema típico de uma UHR.....	35
Figura 18 - Volume de água necessário a uma determinada altura para armazenar 6MWh.....	37
Figura 19 - Comparação das curvas de eficiência na geração para FS de UHE e AS de UHR.....	38
Figura 20 - Tipos de centrais hídricas reversíveis.	40
Figura 21 - Evolução da capacidade instalada.....	42
Figura 22 - Barreiras ao desenvolvimento das FER.	45
Figura 23 - Distribuição dos sistemas de abastecimento existentes por demanda per capita.....	53
Figura 24 - Evolução do consumo de combustíveis em Cabo Verde.....	56
Figura 25 - Evolução da demanda de energia elétrica (kWh)	57

Figura 26 - Comparação dos custos de geração em Cabo Verde com as tarifas praticadas em vários países Africanos	59
Figura 27 - Potencial renovável por tecnologia em Cabo Verde.....	62
Figura 28 - Evolução das percentagens de energia renovável na produção de eletricidade e previsões	64
Figura 29 - Evolução da produção de energia renovável em Cabo Verde	65
Figura 30 - Taxa anual média de penetração de energia eólica por ilha em %	66
Figura 31 - Mapa de potencial eólico de Cabo Verde	67
Figura 32 - Irradiação global nas ilhas de Cabo Verde	69
Figura 33 - Circulação das principais correntes na região de Cabo Verde.....	71
Figura 34 - Fluxo de energia médio para o arquipélago de Cabo Verde (kw/m)	72
Figura 35 - Potencial de armazenamento bombeado para as ilhas mapeadas	75
Figura 36 - Componentes envolvidos no cálculo horário realizado pelo EnergyPLAN	86
Figura 37 - Proposta do Sistema interligado para análise	90
Figura 38 - Curva de potência da turbina eólica Vestas V52	99
Figura 39 - Distribuição horária da demanda e da produção no Cenário 1	102
Figura 40 - Produção média mensal de PP2 em MW no cenário 3	104
Figura 41 - Evolução da potência média mensal em bombeamento e turbinamento ...	106
Figura 42 - Distribuição horária da potência nas primeiras 24h	107
Figura 43 - Evolução da potência média mensal da demanda e das fontes de geração	108
Figura 44 - Potência média mensal em bombeamento e turbinamento	109
Figura 45 - Distribuição horária de potência nas primeiras 24h	110
Figura 46 – Evolução da potência média mensal da demanda e das fontes de geração	112
Figura 47 - Evolução da potência média mensal de bombeamento e turbinamento	113
Figura 48 - Distribuição horária de potência nas primeiras 24h	114
Figura 49 - Evolução do custo anual total dos cenários 2 e 3	117
Figura 50 - Emissão de CO ₂ nos cenários 2 e 3.....	118
Figura 51 - Evolução do custo anual total em MUSD dos cenários 2 e 3	120
Figura 52 - Emissão de CO ₂ nos cenários 4 e 5.....	121
Figura 53 - Potencial de geração de empregos a partir do cenário de referência	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Lista de centrais de correntes marítimas existentes.....	33
Tabela 2 - Futuros projetos de correntes marítimas	34
Tabela 3 - Propriedades de armazenamento de energia hidrelétrica bombeada.....	39
Tabela 4 - Dimensões de reservatórios de usinas hidrelétricas	39
Tabela 5 - Evolução da produção de energia por fonte de energia (GWh)	56
Tabela 6 - Repartição por ilha/tecnologia da potência dos projetos renováveis identificados em Cabo Verde	63
Tabela 7 - Potencial renovável (eólica e solar) instalada em alguns estados membros da CEDEAO em 2014	63
Tabela 8 - Características dos projetos eólicos instalados em Cabo Verde.....	68
Tabela 9 - Capacidade instalada e projeção do potencial de geração a partir da fonte eólica.....	69
Tabela 10 - Capacidade instalada e projeção do potencial de geração a partir da fonte solar fotovoltaica.	70
Tabela 11 - Ilhas com maiores potenciais marítimas identificadas na ZDER.....	73
Tabela 12 - Locais identificados para projetos de armazenamento Hidrelétrico	74
Tabela 13 - Características topográficas das ilhas de Cabo verde.....	78
Tabela 14 - Resumo das barreiras das FER em Cabo Verde.....	80
Tabela 15 - Informação do número de utilizadores em termos de downloads/vendas e o tipo de cada ferramenta.....	81
Tabela 16 - Aplicação de cada ferramenta computacional com base nos setores energéticos e de penetração de energias renováveis.....	83
Tabela 17 - Entrada dos cenários.....	93
Tabela 18 - Custos de combustíveis das unidades de energia existentes	95
Tabela 19 – Custos das tecnologias produtoras de eletricidade	96
Tabela 20 - Fator de emissão de CO ₂	96
Tabela 21 – Projeção da demanda energética.....	97
Tabela 22 - Resultados energéticos dos cenários 2 e 3.....	103
Tabela 23 - Resultados energéticos do cenário 4	108
Tabela 24 - Resultados energéticos do cenário 5	111
Tabela 25 - Resultados econômico e ambiental do cenário 2 e 3.....	116

Tabela 26 - Resultados econômico e ambiental	119
Tabela 27 - Indicadores de geração de emprego/MW	125
Tabela 28- Percentual dos custos fixos de operação e manutenção das tecnologias....	141

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

CEEP - *Critical Excess Electricity Production*

CO₂ - Dióxido de carbono

DGE - Direção Geral de Energia

ECV – Escudos Caboverdianos

EEEP - *Exportable Excess Energy Productio*

FER - Fonte de energia renovável

FRA - Fontes renováveis alternativas

GEE - Gases de efeito estufa

GWEC – *Global Wind Energy Council*

IDH - Índice de Desenvolvimento Humano

IEA - *Internacional Energy Agency*

IRENA - *International Renewable Energy Agency*

INECV - Instituto Nacional de Estatística Cabo Verde

MECC - Ministro da Economia, Crescimento e Competitividade

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MTIDE - Ministério de Turismo, Investimento e Desenvolvimento Empresarial

MTIE – Ministério de Turismo, Indústria e Energia

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico

O&M - Operação e Manutenção

PDRCV- Plano Diretor das Energias Renováveis de Cabo Verde

PP- *Power plant (Condensing)*

PERCV - Plano Energético Renovável de Cabo Verde

PES - *Primary Energy Supply*

PESER - Plano Estratégico Setorial das Energias

PHES - *Power hidroelectric energy storage*

PIB - Produto Interno Bruto

PPP - Parceria Público Privada

PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento

SPE - *Solar Power Europe*

UHR - Usinas hidrelétricas reversíveis

UHE - Usina hidrelétrica convencional

WER - *World Energy Resources*

ZDER - Desenvolvimento de Desenvolvimento de Energias Renováveis

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
1.1. OBJETIVOS.....	11
1.1.1. Objetivos específicos.....	12
1.2. Organização da dissertação	12
1.3. Enquadramento geográfico.....	13
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1. Fontes renováveis.....	16
2.1.1. Energia eólica	19
2.1.1.1. Mercado mundial.....	20
2.1.2. Energia solar fotovoltaica.....	24
2.1.2.1. Mercado mundial.....	25
2.1.3. Correntes marítimas.....	28
2.1.3.1. Desenvolvimentos atuais e futuros	33
2.2. Usinas hidrelétricas reversíveis	34
2.2.2. Conceito e aspectos técnicos	35
2.2.3. O Mercado mundial	41
2.3. Barreiras e desafios das fontes renováveis	42
2.4. Necessidade de planeamento de sistemas isolados com renováveis	45
2.4.1. Sistemas híbridos em ilhas	51
3. SETOR ENERGÉTICO DE CABO VERDE	54
3.1. Contextualização e perspectivas futuras do setor elétrico	55
3.2. Energias renováveis em Cabo Verde	61
3.2.1. Caracterização dos potenciais de FER.....	66
3.2.1.1. Potencial eólico	66
3.2.1.2. Energia solar	69
3.2.1.3. Potencial marítimo.....	70
3.3. Usinas hidrelétricas reversíveis em Cabo Verde.....	73
3.3.1. Análise do potencial de armazenamento hidrelétrica reversível	74
3.4. Barreiras e desafios às FER em Cabo Verde	78
4. MODELAGEM DO SISTEMA ENERGÉTICO ATRAVÉS DO ENERGYPLAN	81

4.1. Modelo EnergyPlan	84
4.2. Aplicação ao caso de Cabo Verde	87
4.2.1. Modelagem do sistema elétrico	88
4.2.2. Cenários do sistema	91
4.2.2.1. Opções técnicas	92
4.2.3. Levantamento de dados	94
4.2.4. Adaptação ao modelo	94
4.2.4.1. Dados do consumo horário	98
4.2.4.2. Dados de distribuição dos recursos	98
5. ANÁLISE RESULTADOS	102
5.1.1. Cenário 1	102
5.1.2. Cenários 2 e 3	103
5.1.3. Cenário 4	107
5.1.4. Cenário 5	110
5.2. Análise econômica e ambiental.....	114
5.2.1. Cenários 2 e 3	115
5.2.2. Cenários 4 e 5	118
5.3. Benefícios sociais	121
5.3.1. Geração de empregos	122
6. CONCLUSÕES	127
REFERÊNCIAS	132
ANEXO.....	140

1. INTRODUÇÃO

A questão energética é um dos fatores de extrema importância atualmente, pois, a qualidade de vida da sociedade está intimamente ligada ao consumo de energia. No setor de energia, entre as opções de mitigação existentes, as fontes renováveis de geração elétrica são amplamente conhecidas por apresentarem baixos níveis de emissões de gases de efeito estufa (GEE) quando comparadas com as fontes convencionais, de base fóssil. Além disso, essas tecnologias também estão associadas ao desenvolvimento econômico e social por meio da criação de indústrias e mercados, promovendo a criação de empregos e geração de renda. Diante disso, a segurança no suprimento de energia para o desenvolvimento social e econômico e os custos ambientais são fatores essenciais que hoje se tem justificado a preocupação para a política e o planejamento energético dos países de economias emergentes (MONTEIRO, 2012).

No caso específico de Cabo Verde um dos países insulares em desenvolvimento mais pobre e pequeno do mundo, o bom desempenho deste setor constitui um fator vital para a diversificação econômica, com elevado impacto positivo para a sociedade local. De acordo com o Ministério de Energia (2008), em termos de crescimento e competitividade, a energia constitui um dos setores estratégicos em qualquer plano de desenvolvimento sustentável. Porém, Cabo Verde é um país de economia frágil que carece de fontes primárias convencionais, tendo que importar combustíveis, o que exige consideráveis recursos financeiros que poderiam ser direcionados para investimentos produtivos, na educação e na saúde.

O setor de energia de Cabo Verde se apresenta como um desafio crítico para a realização da agenda de transformação do país. A procura crescente de energia coloca desafios de natureza estratégica e de planejamento de infraestruturas para Cabo Verde. Isso se deve ao fato de Cabo Verde não possuir combustíveis fósseis, dependendo essencialmente das importações de produtos derivados do petróleo para a maior parte das suas necessidades em energia. Embora o país apresente excelentes potenciais de energias renováveis, apenas 24% da eletricidade produzida provém de Fontes de Energias Renováveis (FER) (ECOWAS, 2014).

Além disso, a capacidade de produção e a rede de distribuição da energia elétrica e água não estão adequados à demanda, devido à falta de investimentos e a não integração das redes de distribuição. Esta situação conduziu a enormes deficiências no setor da energia e água, com enormes prejuízos à população e à economia (PERCV, 2011). Segundo Pereira (2015),

devido à demanda crescente e altos custos, nações como Cabo Verde, dependentes das importações, necessitam procurar alternativas para o abastecimento energético seguro e sustentável. A conjuntura econômica do país constitui um dos principais fatores a acentuar os esforços em energias renováveis, em que há uma grande escassez de recursos ou ainda um deficiente aproveitamento dos demais existentes.

Colocam-se ainda as questões ambientais e sociais, devido, sobretudo à queima de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade e seus efeitos sobre a saúde humana. Embora produzam apenas uma pequena fração das emissões globais de GEE, as ilhas estão entre as regiões mais vulneráveis do mundo aos efeitos das alterações climáticas. Na verdade, os sistemas energéticos tradicionais caracterizam-se assim, pelo nível elevado de custos que acarretam e pelos elevados níveis de poluição ambiental que comportam, assim como, no caso particular das ilhas mais remotas, pelas dificuldades no fornecimento de combustível. Todas estas questões têm despertado um grande interesse por parte de Cabo Verde em reduzir esta dependência e aumentar a segurança e sustentabilidade energética, principalmente pela concentração da promoção do uso de FER. Na verdade, o elevado potencial renovável já motivou estudos sobre a exploração deste em todo o país, reforçando a ideia de que existe uma base sustentável para que a penetração de energias renováveis no arquipélago possa ser explorada.

IRENA (2011) afirma que os custos iniciais constituem a principal barreira da introdução desses recursos no sistema, sobretudo para os países em desenvolvimento. No entanto, os benefícios são elevados se houver um bom aproveitamento das FER para a geração de eletricidade, vindo depois a refletir-se tanto a nível local, através da melhoria das condições sociais e econômicas das regiões em causa, como também nível global, através dos benefícios ambientais proporcionados por estas.

Do ponto de vista da segurança do abastecimento, para um país como Cabo Verde que não dispõe de recursos fósseis, o papel das fontes renováveis é assim essencial. Além de ter essa consciência, importa ter em consideração que as dificuldades que envolvem este tipo de tecnologia são significativas. Apesar das perspectivas otimistas relativamente à integração destas fontes de energia na rede, tem-se apontado uma série de barreiras que podem restringir a sua implementação no processo de geração de eletricidade. Em muitos países, como é o caso de Cabo Verde, onde há um grande potencial renovável, muitas vezes a integração é limitada, devido essencialmente à natureza intermitente de alguns desses recursos. A operacionalização dessas fontes depende, sobretudo das condições climáticas, que muitas vezes não seguem o padrão da demanda, tornando-se a geração de eletricidade totalmente variável, contrariando as

fontes tradicionais que fornecem um fluxo controlável e constante de energia (SEGURADO *et al.*, 2011)

Portanto, para aumentar a capacidade de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e diminuir a dependência das centrais termoelétricas e, ao mesmo tempo, responder de forma rápida e eficaz às variações de carga devido à intermitência, e ainda de controle da rede é necessário recorrer a sistemas complementares - os sistemas de armazenamento de energia. De acordo com o Plano Diretor de Energia Renovável para Cabo Verde desenvolvido pela GESTO (2011), para permitir uma penetração mais profunda das energias renováveis, principalmente dos recursos mais abundantes, solares e eólicos, o armazenamento de energia é necessário.

A análise atual do potencial de armazenamento de bombeamento é parte de um estudo mais amplo chamado "Cabo Verde 50% *Renewable*". O objetivo deste projeto foi realizar a análise, identificação e viabilidade de projetos renováveis nas ilhas, após o seu mapeamento de recursos, bem como sua integração na rede, respeitando questões técnicas e parâmetros para a segurança do sistema. Como um grande potencial de energia solar e eólica está disponível em todo o território, os sistemas para superar as restrições técnicas /da rede, por exemplo, armazenamento precisa estar disponível para uma maior integração de renováveis. Assim, a integração das energias renováveis no sistema de Cabo Verde precisa ser compensada por uma solução de armazenamento que ajudará a resolver o problema da demanda e do suprimento. Para isso, o fornecimento sempre deve ser garantido, e com a característica intermitente das fontes renováveis, o armazenamento torna-se inevitável (GESTO, 2011).

Pretende-se assim, com base no estudo e no desenvolvimento do tema que se apresenta, responder alguns desafios referidos, apresentando um estudo com uma pequena proposta de planejamento de geração de energia elétrica e a respetiva viabilidade econômica no âmbito de Cabo Verde. Este trabalho pretende contribuir para a análise das FER e do seu potencial na redução da dependência externa de energia do país. Neste sentido, justifica-se a escolha do tema, almejando que este projeto possa apresentar sugestões capazes de contribuir para a consolidação da política de introdução das energias renováveis no país.

1.1. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo geral desenvolver um estudo com uma nova proposta de planejamento para o setor elétrico de Cabo Verde, apresentando estratégias, para diferentes

cenários de longo prazo para a produção de eletricidade, que permitam satisfazer as necessidades energéticas das ilhas através dos recursos locais minimizando a dependência de combustíveis fósseis e contribuindo para o desenvolvimento do país a nível social e económico. De um modo particular, estudou-se a importância das soluções de armazenamento, para a integração de energias renováveis intermitentes no sistema elétrico do país, tendo em consideração as perspectivas do crescimento do consumo de eletricidade.

1.1.1. Objetivos específicos

Face às motivações apresentadas, de modo a alcançar o objetivo geral, propõe-se ainda, atingir os seguintes objetivos específicos:

- a) Caracterizar o sistema elétrico em Cabo Verde;
- b) Desenvolver um modelo de planeamento elétrico adaptado ao caso de Cabo Verde;
- c) Modelar um sistema de armazenamento de energia por bombeamento não convencional e analisar a sua viabilidade energética no sistema energético de Cabo Verde, considerando várias hipóteses de concepção;
- d) Nessas diferentes hipóteses foram considerados novos tipos de investimentos em centrais renováveis para 2024 e 2034, de modo a analisar até que ponto se torna viável e sustentável a construção desta central hídrica reversível.
- e) Realizar uma análise simplificada sob o ponto de vista económico e ambiental
- f) Analisar os benefícios sociais das FER, com foco no potencial de geração de empregos.

1.2. Organização da dissertação

Neste ponto pretende-se apresentar uma visão geral do trabalho realizado, expondo uma breve descrição dos capítulos que dão corpo ao estudo.

No primeiro capítulo foi feita uma breve introdução, mostrando as suas motivações e os objetivos do trabalho, face à intenção de introduzir fontes renováveis no sistema energético de Cabo Verde e de recorrer a sistemas de armazenamento de energia para aproveitar o excesso de eletricidade renovável. Em seguida, nesse mesmo capítulo em termos de enquadramento,

fez-se uma descrição do arquipélago de Cabo Verde, com destaque para a sua localização e situação socioeconômicas.

No segundo capítulo faz-se uma breve revisão bibliográfica, com enfoque em algumas temáticas: (1) fontes renováveis, especificamente as fontes analisadas no trabalho, eólica, solar e corrente marítima; (2) usinas reversíveis; (3) planejamento energético em sistemas isolados; (4) sistemas híbridos em ilhas; e por fim sobre as barreiras e desafios das fontes renováveis.

No capítulo três descreve-se o sistema elétrico de Cabo Verde, apresentando com detalhe a situação atual do mercado, restrições legais, políticas energéticas e agentes que atuam no setor. São analisadas, em particular, as perspectivas de crescimento de consumo de eletricidade e o potencial das energias renováveis em Cabo Verde.

No capítulo quatro faz-se uma breve descrição das várias ferramentas de modelagem e explica-se a escolha do software utilizado para a análise do sistema elétrico do país. Nesse mesmo capítulo mostra como o software escolhido foi aplicado no caso de Cabo Verde. Esta parte do estudo implica na obtenção de dados, adaptação do modelo ao caso de Cabo Verde e definição de estratégias a considerar na modelação.

No capítulo cinco analisam-se os resultados obtidos sob o ponto de vista energético econômico e ambiental, respectivamente, à modelagem do sistema elétrico considerando os vários cenários. Nesses casos tem-se em consideração a evolução do consumo de eletricidade para 2024 e 2034 e várias situações para os diferentes investimentos em energias renováveis e a participação do sistema de armazenamento de energia. Ainda nesse mesmo capítulo apresenta um levantamento feito sobre o indicador de geração de empregos para quantificar o potencial de criação de novos postos de trabalho nos cenários da evolução da capacidade instalada de geração elétrica em Cabo Verde, com o intuito de analisar os benefícios sociais que as FER podem proporcionar para o país.

Por fim, no capítulo seis são apresentadas as conclusões em relação aos vários cenários analisados, tanto sob o ponto de vista energético, como também ambiental, social e econômico, e enumerar sugestões para trabalhos futuros de modo a dar continuidade a esta Dissertação.

1.3. Enquadramento geográfico

O arquipélago de Cabo Verde é um país situado no oeste do Continente Africano, entre os paralelos 15 e 17 graus de latitude norte e as longitudes de 22° 41' e 25° 22' Oeste de

Greenwich. Localizado em pleno Oceano Atlântico, está a uma distância de cerca de 460 km da Costa de África. Cabo Verde tem uma superfície de 4033 km² com uma população de 526.249 habitantes e é composto por dez ilhas, das quais nove são habitadas: Santo Antão, São Vicente, São Nicolau, Sal, Boa Vista, Maio, Santiago, Fogo e Brava, e oito ilhéus (Branco, Raso, Grande, Luís Carneiro, Cima e os ilhéus do Rombo ou Secos). As ilhas dividem-se em dois grupos de acordo com a sua posição geográfica relativamente aos ventos dominantes: Barlavento, do lado que sopra o vento, (Santo Antão, São Vicente, Santa Luzia, São Nicolau, Sal, Boavista e os ilhéus Branco e Raso) e Sotavento, do lado oposto ao vento (Brava, Fogo, Santiago, Maio e os ilhéus Grande, Luís Carneiro, Cima e os ilhéus do Rombo ou Secos). A Figura 1 mostra o mapa de localização de Cabo Verde.



Figura 1- Mapa de localização de Cabo Verde

Fonte: PEREIRA (2015)

Em termos da situação socioeconômica, Cabo Verde tem uma larga dependência do exterior, quer para o seu abastecimento em gêneros de primeira necessidade e bens de equipamento, quer relativamente à obtenção de recursos financeiros. Este isolamento reduz a

competitividade do país. A economia caboverdiana baseia-se essencialmente em atividades como a agropecuária, agricultura, pesca, indústria e turismo. O ritmo de crescimento da economia caboverdiana processa-se a uma escala sustentável, desde os anos de 1991. Entre 2007 e 2009 houve um abrandamento na taxa de crescimento econômico, tendo atingido nesses anos o menor valor (6 %). Após esse período houve uma retomada no crescimento do PIB. Esse dinamismo é principalmente sustentado pelo investimento direto estrangeiro e pelas transferências dos emigrantes, com pesos respectivos de 10,4 % e 11,6 % do PIB. Com a taxa de crescimento real do PIB de 2 % registrada em 2014, a recuperação econômica continua a ser moderada devido ao fraco crescimento da economia nacional e internacional, mantendo o turismo e a construção como os impulsionadores do crescimento da economia caboverdiana. De acordo com o Instituto Nacional de Estatística (2014), em 2015, houve um decréscimo de 5%, em relação ao ano de 2014.

Com uma taxa de alfabetização superior a 80%, Cabo Verde apresenta um dos indicadores sociais mais positivos no contexto africano (INECV, 2015). Segundo o relatório do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) de 2015, Cabo Verde ocupa a 122ª posição entre os 188 países, com valor (0,646) superior à média do grupo dos países de desenvolvimento humano médio e dos países da África subsaariana, correspondentes atualmente a 0,63 e 0,518, respetivamente (PNUD, 2015).

No entanto, apesar de apresentar um IDH considerável, o arquipélago apresenta ainda algumas vulnerabilidades, resultantes da fraca capacidade produtiva interna e da forte dependência da sua economia de fatores externos, notadamente e a flutuação dos preços dos combustíveis no mercado internacional.

Por outro lado, em termos estruturais, é preciso lidar com o problema da insularidade que resulta em custos de transportes elevados. Existem ainda dificuldades ao nível das infraestruturas, visto que é necessário ter em consideração as nove ilhas habitadas, tanto na prestação de serviços públicos, como no caso da energia. É de realçar que Cabo Verde é um país extremamente vulnerável a mudanças climáticas, principalmente o aumento do nível das águas do mar e os desastres naturais (THE WORLD BANK, 2015). Uma mudança do clima poderá afetar seriamente o desenvolvimento do país, visto que a sua economia depende fortemente dos recursos naturais diretamente a ele associado, desde a agricultura, a pecuária, a pesca e o turismo.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente capítulo apresenta o enquadramento teórico da investigação, com especial destaque para as temáticas relacionadas com modelagem e são apresentadas diversas abordagens sobre a mudança de paradigma no planejamento elétrico a nível mundial entendido como planejamento de longo prazo. Tendo em consideração o país em estudo, é abordado em detalhe o caso dos sistemas isolados, e na seção final, analisa-se a integração das energias renováveis em ilhas, a sua importância para o desenvolvimento sustentável, assim como os principais desafios e barreiras ao seu desenvolvimento.

2.1. Fontes renováveis

O mundo vem gradativamente expandindo o uso de energia e diversificando os tipos de fontes energéticas com tendências de ampliação do uso de energias renováveis. Na atualidade, é fundamental que estas fontes estejam inseridas nas políticas energéticas dos países, uma vez que exercem uma função estratégica para a sustentabilidade do sistema energético.

A exploração e utilização das energias renováveis vêm sendo vista como fontes renováveis alternativas (FRA) aos combustíveis fósseis devido a uma preocupação global, dadas as suas enormes vantagens ambientais e socioeconômicas e que atualmente vem expandido cada vez mais em relação às energias convencionais (combustíveis fósseis) em vários países. Com esta expansão, origina-se um mercado em grande escala, permitindo então os avanços tecnológicos sistemáticos e a viabilização de uma significativa redução de custos das novas tecnologias, tornando as energias renováveis cada vez mais competitivas e atrativas financeiramente.

De acordo Kaldellis e Zafirakis (2007), as fontes de energia limpas e renováveis incluem eólica, solar fotovoltaica, geotérmica, hidrelétrica, biocombustíveis, biomassa, ondas, marés etc. Dentre essas, além da já consolidada hidrelétrica, as energias eólica e solar fotovoltaica vêm se destacando devido às suas maturidades tecnológicas e aceitações comerciais. A redução gradual do custo da produção da energia eólica e as suas vantagens, como fonte renovável ampla e gratuitamente disponível, têm induzido vários países a estimular a implantação e a expansão deste tipo de geração elétrica por meio de regulamentações e direcionamento de investimentos.

Santos (2015) enfatiza que os sistemas fotovoltaicos também vêm ganhando significativo avanço no mundo em termos de evolução tecnológica e de redução de custos.

Ainda faz um comparativo de viabilidade econômica, impacto ambiental e demais externalidades com a geração de energia à carvão, justificando assim a expansão significativa no mundo das Energias Eólica e Solar como opções de energias alternativas.

De acordo com os dados da IEA (2014a) existe uma grande perspectiva de crescimento na produção de eletricidade por fontes renováveis até 2050. Conforme ilustrado na Figura 2, haverá um acentuado crescimento da geração eólica, correspondendo a um aumento de 10 vezes até 2030 (9% da geração mundial) e de 20 vezes até 2050 (12% da geração mundial), referenciada nos valores de 2008. Há previsão de crescimento mais modesto da energia solar. Porém, a realidade apresenta um crescimento da energia solar significativamente maior que o previsto, por causa dos investimentos recentes da China nesta fonte.

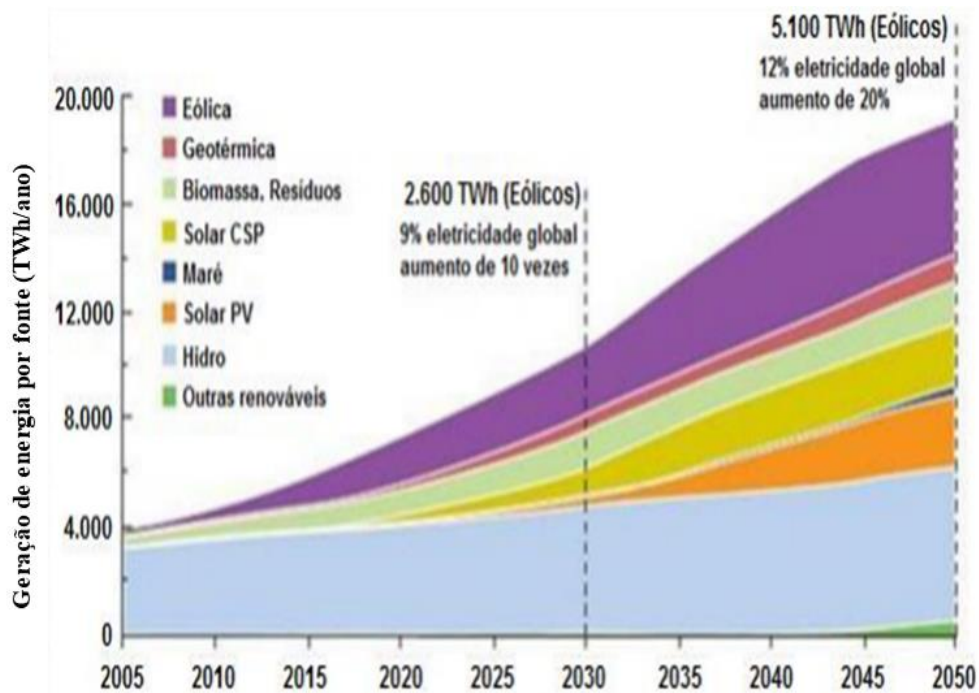


Figura 2 - Eletricidade das fontes renováveis até 2050

Fonte: SANTOS (2015)

A IEA (2014a) mostra também que os custos de muitas energias renováveis vêm caindo sistematicamente nos últimos anos, como é apresentado na Figura 3.

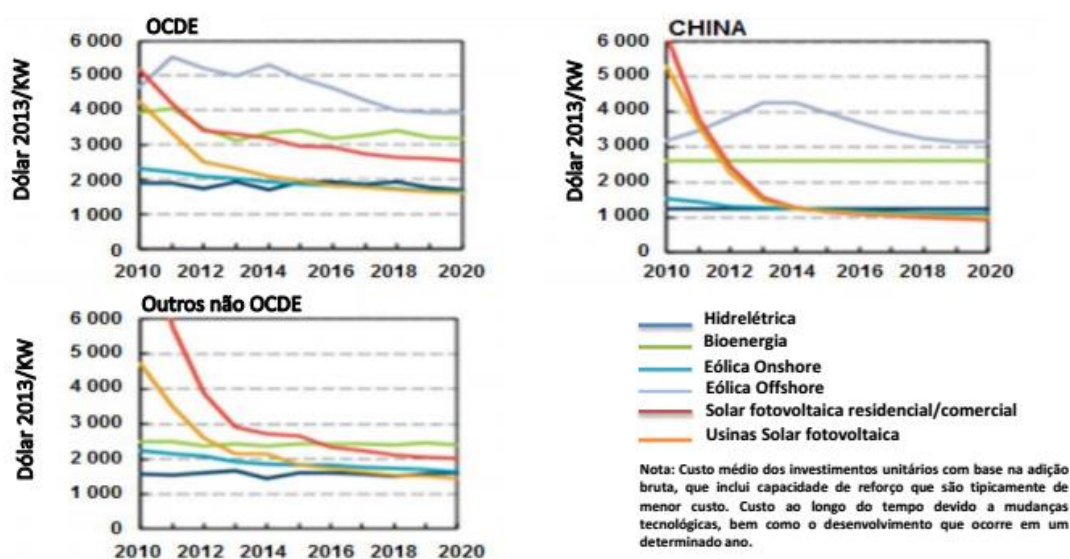


Figura 3 - Histórico e projeções dos custos de investimentos anuais médios em FER

Fonte: IEA (2014a)

Conforme os dados da IEA (2014a), a redução dos custos da eólica e da solar fotovoltaica, nos últimos quatro anos, foi bem acentuada. A energia eólica reduziu seu custo em cerca de 60% desde 1984 até 2010, enquanto que a energia fotovoltaica reduziu seu custo cerca de 70% de 1998 até 2010. Países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) apresentam redução significativa nos custos das energias renováveis. A título de ilustração, a China por conta dos seus grandes investimentos em energias, eólica e solar fotovoltaica, está tendo uma atuação muito importante neste contexto de redução de custos devido a sua escala de produção e do barateamento destas novas tecnologias.

De acordo com o Relatório da Agência Internacional de Energias Renováveis (2017), em 2016 a capacidade de produção das fontes renováveis cresceu mais de 160 GW no mundo. A implantação de energias renováveis continua a crescer ao redor do mundo, mesmo diante dos baixos preços do petróleo e do gás. Ainda de acordo com IEA (2017), os custos decrescentes das tecnologias e uma série de fatores econômicos, sociais, políticos e ambientais estão favorecendo as energias renováveis em relação às fontes convencionais. No total, a energia renovável alcançou a capacidade instalada em torno de 1940 GW em 2015, atingindo quase 2182 GW em 2017.

A IEA (2014a) apresentou novas projeções confirmando tendências crescentes no mundo, para oferta de eletricidade por fontes renováveis, conforme ilustrado na Figura 4. Cada tipo de geração elétrica tem valores distintos de fator de capacidade conforme suas especificidades. Conforme os dados, estima-se que a geração global de eletricidade renovável

em 2020 seja para mais de 7310 TWh, ou seja um crescimento de mais 5,4 % ao ano. Somente a hidrelétrica, incluindo o armazenamento bombeado, representa cerca de 37% do crescimento total, seguida pela energia eólica terrestre, com 31% do crescimento total. A China continua a ser a âncora da implantação de capacidade renovável, representando quase 40% da expansão global e mais de 60% do crescimento não-OCDE.

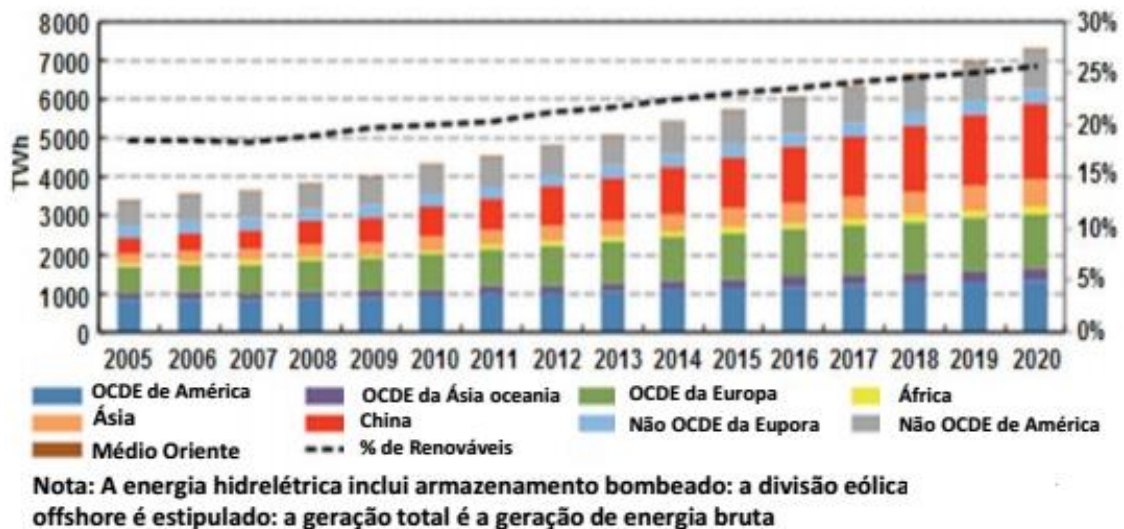


Figura 4 - Histórico e projeções da produção de energia elétrica de fontes renováveis

Fonte: IEA (2014a)

2.1.1. Energia eólica

A utilização de energia eólica data de muito cedo na história, desde seu uso para propelar barcos no Rio Nilo em 5000 A.C. O uso de vento pelos Persas para bombear água e moer grãos entre 900 e 500 A.C., espalhou-se pelo Oriente Médio em forma de moinhos de vento utilizados largamente para produção de alimento. Mais tarde, em torno do ano 1000 D.C. estas tecnologias alcançaram os países europeus, tais como a Holanda, sendo vastamente utilizados para drenar lagos e áreas alagadiças, e dali espalharam-se por todo o mundo. Na década de 1890, registra-se nos Estados Unidos, a utilização de fontes eólicas para a geração de energia elétrica. No entanto, a tecnologia desenvolve-se muito lentamente até a década de 1970, quando os preços de combustíveis elevaram-se na segunda fase da Crise do Petróleo, renovando o interesse nesta tecnologia (FERREIRA, 2011).

Durante os últimos anos, a potência individual das turbinas eólicas cresceu de aproximadamente de 100 kW para mais de 1MW, e com alguns projetos sendo executados em

alto mar. Tendo como resultado, a nível mundial, um custo de energia eólica compatível com as fontes usais de energias, como a nuclear e térmica (COSTA, 2013).

Projetos eólicos dependem de localidades com bons regimes de ventos, pois a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade. No entanto trata-se de uma performance idealizada, pois resulta numa relação menor entre o vento e a potência gerada. Isso porque, a máxima potência teórica que pode ser aproveitada pela turbina eólica equivale a 59,3% (limite de Betz) da potência do vento disponível para a turbina. Na prática, as turbinas eólicas modernas aproveitam-se em torno de 40%. Diferença essa que se deve devido às perdas associadas ao atrito, aerodinâmica das pás, conversões mecânicas e elétricas e a própria eficiência da turbina eólica (BRUNI & SOUZA, 2007).

Atualmente os sistemas eólicos de maior capacidade, operam de forma automática, em conjunto com um anemômetro, que mede constantemente a velocidade do vento. Quando a velocidade do vento é suficiente, os controles automáticos permitem que as turbinas girem a uma velocidade de arranque em torno de 2 m/s. Como a energia aumenta rapidamente com o crescimento do cubo da velocidade do vento, no momento que produção de energia atingir o valor para o qual a turbina foi projetada, os controles automáticos regulam a potência gerada, sendo a velocidade usual de projeto de 15 m/s. Acima desse valor, a energia produzida não ultrapasse a energia do valor projetado, sendo mantida de forma constante através de freios e controles aerodinâmicos das turbinas. Geralmente, as velocidades podem atingir valores maiores que 25 m/s, que poderiam causar danos severos a própria turbina e seus componentes. Quando isso acontece, a turbina é desligada para evitar danos maiores (PASQUALI, 2006).

2.1.1.1. Mercado mundial

De acordo Santos (2015), a utilização comercial da energia eólica para geração de eletricidade iniciou-se na década 70 em decorrência da crise internacional de petróleo. A Dinamarca foi pioneira na instalação da primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública em 1976. Nos últimos anos, vários países realizam investimentos crescentes em energia eólica e a capacidade instalada tem se ampliado rapidamente. A Figura 5 mostra a capacidade instalada acumulada e adicional de energia eólica a sua percentagem da geração elétrica em 2012 em um cenário mundial.

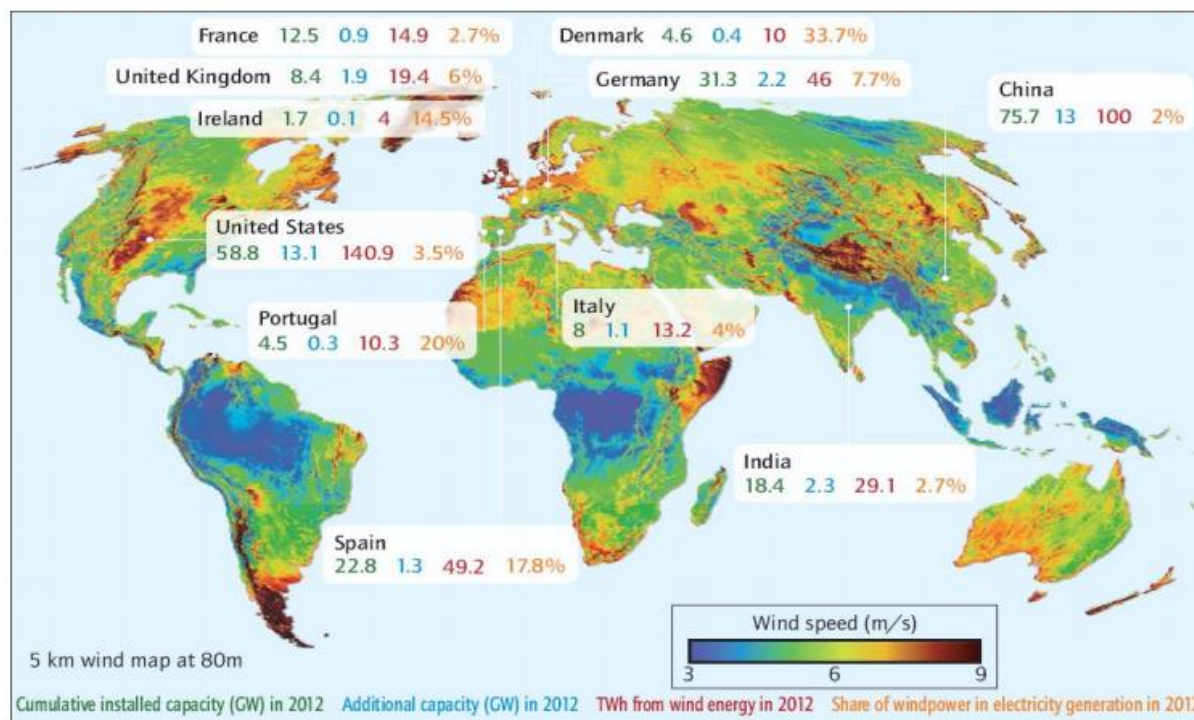


Figura 5 - Capacidades instalada acumulada e adicional, TWh de energia eólica e percentagem da geração elétrica em 2012 em vários países

Fonte: IEA (2013)

A exploração dos recursos eólicos para a geração de energia tem-se mostrado uma solução viável na composição de uma matriz energética diversificada, contemplando a energia eólica como uma fonte complementar de geração de energia elétrica. Os dois últimos estudos da Associação Mundial de Energia Eólica mostram um crescimento do uso de energia eólica no mundo.

Os trabalhos, que avaliaram os anos de 2010 e o primeiro semestre de 2011, revelam que, ao todo, 86 países já utilizam essa fonte renovável para a produção de energia elétrica. Destacando a China, que se tornou o país com maior capacidade instalada, acrescentando 18.928 Megawatts (MW) em sua matriz em um ano, bem como o centro da indústria eólica internacional (MONTEIRO, 2012). Até 2005 a Alemanha liderava o ranking dos países em produção de energia através de fonte eólica, mas em 2008 foi ultrapassada pelos EUA. Desde 2010, a China é o maior produtor de energia eólica. Em 2011 o total instalado nesse país ultrapassava os 62.000 MW. De acordo com os dados do Conselho Mundial de Energia Eólica (GWEC, 2014) apud Ministério de Minas e Energia (2015), 2014 foi o grande ano para a indústria eólica, estabelecendo um novo recorde de mais de 51 GW instalados em um único ano, superando em 4 GW as previsões, elevando o total global para aproximadamente 370

GW, com destaque para a China, com uma instalação de 23 GW. A capacidade mundial total em 2014 correspondeu a 349 GW, um aumento de quase 16 % em relação a 2013, com recorde para a China, Alemanha e EUA.

De acordo com os dados de IRENA (2018), o mundo hoje tem novo recorde em novas instalações eólicas com o acréscimo de mais de 46 MW de 2016 para 2017. A capacidade total de energia produzida pelos ventos em todo o mundo chegou em torno de 513,9 GW acumulados. A Figura 6 ilustra a evolução da capacidade eólica instalada acumulada no mundo por ano.

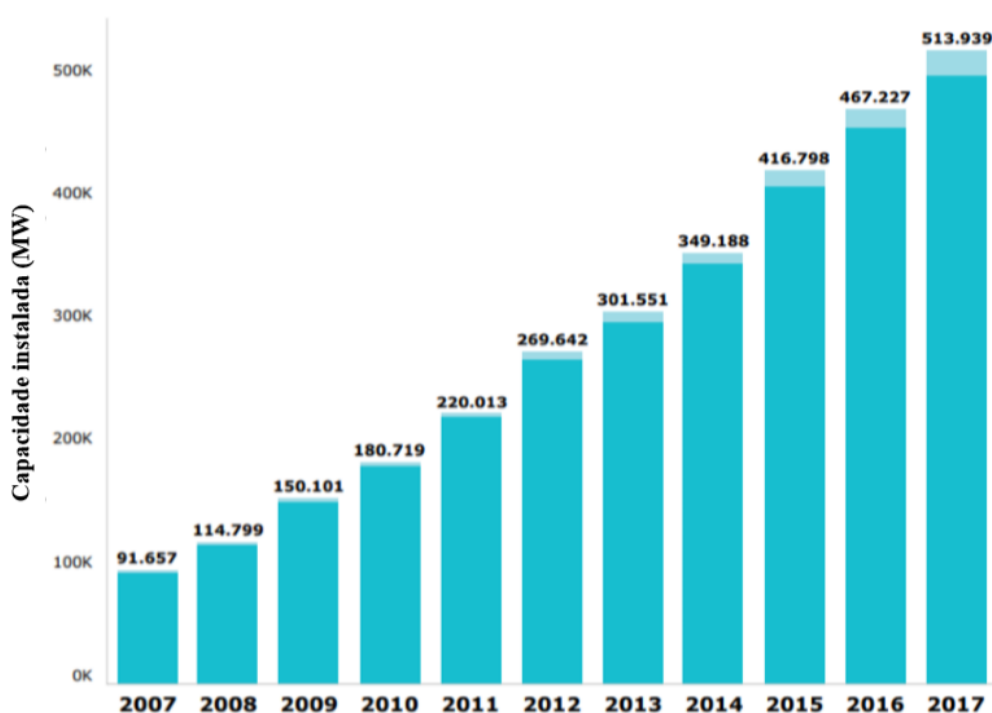


Figura 6 - Capacidade eólica total instalada no mundo

Fonte: IRENA (2018)

Segundo IEA (2014a), a indústria eólica sugere que a produção poderia aumentar ainda mais, com a implantação atingindo até 6 678 TWh de 2500 GW de capacidades em 2030, e até 12651 TWh de 4814 GW em 2050, conforme mostrado na Figura 7. Este cenário avançado correspondente exigiria uma média anual de instalação de 250 GW, que corresponde cinco vezes a taxa de instalação atual.

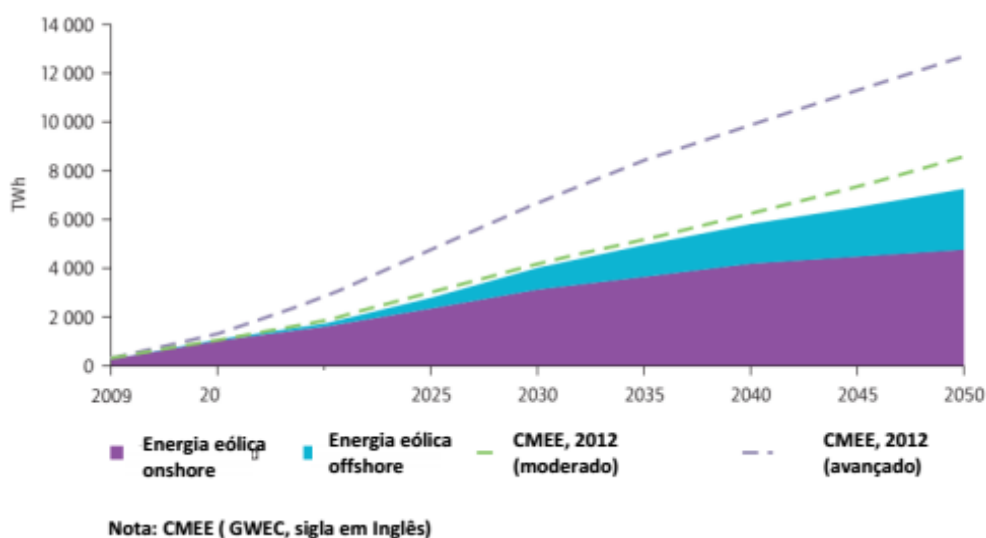


Figura 7 - Crescimento da produção de energia eólica, *onshore* e *offshore* no mundo

Fonte: IEA (2014a)

Esse aumento da produtividade e da capacidade instalada trouxe reflexos positivos na geração de empregos. A energia eólica bateu mais uma vez o recorde com o forte crescimento de instalações na China, nos Estados Unidos e na Alemanha, resultando em um aumento de 5% no emprego global, para alcançar 1,1 milhão. China lidera com quase metade dos empregos. Nos Estados Unidos aumentou em 20% equivalente a 88.000 empregos, à medida que novas adições de capacidade cresceram dois terços em relação a 2014 (IRENA, 2016). A Figura 8 mostra a geração de empregos a nível mundial da geração eólica.

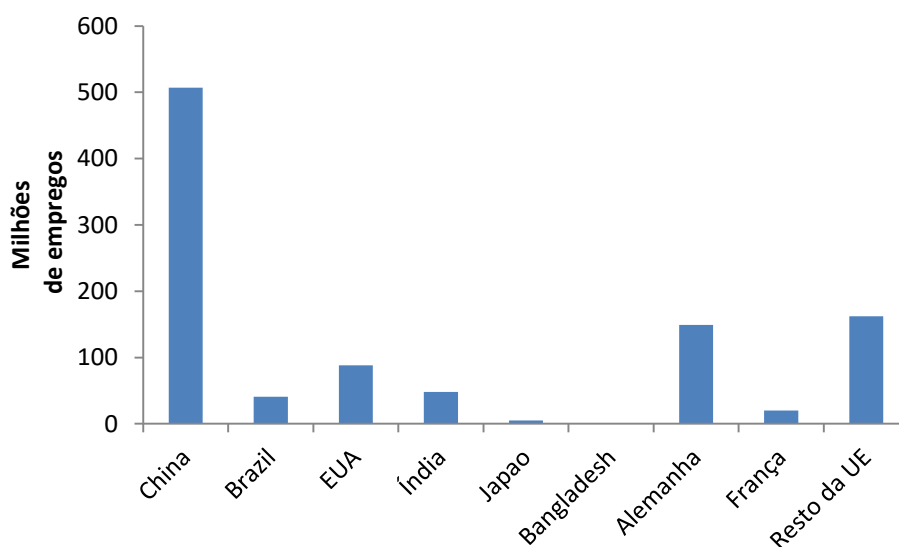


Figura 8 - Empregos diretos e indiretos gerados pela energia eólica no mundo em 2016

Fonte: adaptada de IRENA (2016)

Em termos ambientais, a energia eólica insere-se no contexto mundial de incentivos a tecnologias de geração elétrica menos agressivas ao meio ambiente, principalmente por conta da pressão crescente relativa às ameaças das mudanças climáticas. No entanto, assim como qualquer outra tecnologia de geração de energia elétrica, a eólica não se encontra totalmente isento dos impactos ambientais que estão vinculados à sua operação.

De acordo com Santos (2015) nos trabalhos do GWEC e o Greenpeace (2014) comentam que as emissões provenientes da geração elétrica com combustíveis fósseis variam de cerca de 500,0 kg CO₂-eq/MWh até 1.200,0 kg CO₂-eq/MWh ou mais, para gerações elétricas mais poluentes. A energia eólica apresenta uma das menores emissões de ciclo de vida de todos os recursos energéticos. As emissões de gases de efeito estufa da energia eólica estão na magnitude até 80% menor do que a energia solar fotovoltaica.

Diante deste cenário, a energia eólica representa cada vez mais uma alternativa competitiva para diversificação das matrizes energéticas, dependendo basicamente de estratégias e políticas de planejamento energético adequado, bem como do potencial eólico disponível para viabilização da geração comercial da eletricidade.

2.1.2. Energia solar fotovoltaica

Sistemas fotovoltaicos geram eletricidade a partir da luz solar por meio de um processo eletrônico ocorrido em materiais semicondutores. Ao serem atingidos por fótons, elétrons são liberados da camada de valência dos átomos do material e, devido às propriedades semicondutoras do mesmo, são forçados em uma direção, criando uma corrente elétrica (SPE, 2015).

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Alexandre Becquerel em 1839, durante um experimento com uma célula eletrolítica. Em 1876, observou-se o efeito em selênio sólido, e as primeiras células solares de selênio foram descritas em 1883. Em 1904 Albert Einstein publica seu trabalho teórico sobre o efeito fotoelétrico, confirmado experimentalmente por Millikan em 1916, e que rendeu a Einstein o Nobel de Física de 1921. A estes fatos iniciais do surgimento dessa tecnologia, segue-se a descoberta e descrição de diversos outros materiais com estas propriedades, que registram eficiência da ordem de 1% em 1931, mas que sobem a 4% e 6% em 1953 e 1954, respectivamente, atingindo até 35% em 2006 (PETROVA-KOCH, 2009).

O recurso solar apesar de ser um recurso relativamente constante, sua disponibilidade está dependente de alguns fatores, como efeitos atmosféricos (absorção e dispersão da radiação solar), variações locais na atmosfera (vapor de água, nuvens, poluição), a latitude e a sazonalidade e a posição do sol ao longo do dia. Contudo, a conversão de energia acontece sempre que existe radiação solar direta ou difusa sobre o sistema.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser aplicados de duas maneiras distintas: sistemas isolados ou sistemas conectados à rede. Os sistemas isolados são dirigidos, principalmente, a zonas rurais onde não existe rede de distribuição de energia elétrica e podem apresentar diferentes dimensões, desde sistemas destinados ao fornecimento de um só edifício a sistemas com o intuito de abastecer uma comunidade. Os sistemas conectados à rede podem ser diferenciados de acordo com a sua dimensão. Existem dois tipos de produção: a produção centralizada, ou seja, a partir de centrais fotovoltaicas de maior porte (normalmente com potências superiores a 1 MW), onde a energia elétrica é transferida para a rede de transmissão/distribuição antes de chegar ao seu consumidor final, e a produção distribuída (ou descentralizada), onde os sistemas têm menor potência mas o consumo, da energia elétrica produzida, é realizado in situ (FIGUEIRAS, 2013).

2.1.2.1. Mercado mundial

O mercado crescente da fotovoltaica começa a se desenhar a partir do momento que se estabeleceu o Protocolo de Kyoto, onde se fixou metas de redução do GEE para os países industrializados, entre eles os Estados Unidos e a Europa, em 11 de dezembro de 1997. No entanto, até os anos de 2006, a capacidade global de gerar energia elétrica a partir deste sistema se manteve bastante reduzida. A partir de 2008, o processo sofre uma rápida aceleração com um crescimento no ano de 2017 de 39 vezes a carga instalada em 2007 (IRENA, 2018). O mundo contabilizou, ao final de 2017, uma potência instalada de geração de energia solar fotovoltaica de 333GW.

De acordo IRENA (2018), o rápido crescimento mundial foi diretamente afetado pela ampliação em alguns países chave, como Alemanha, China, Japão, Itália e Estados Unidos, que representam os cinco maiores geradores dessa fonte de energia em 2017, conforme mostrado na Figura 9.

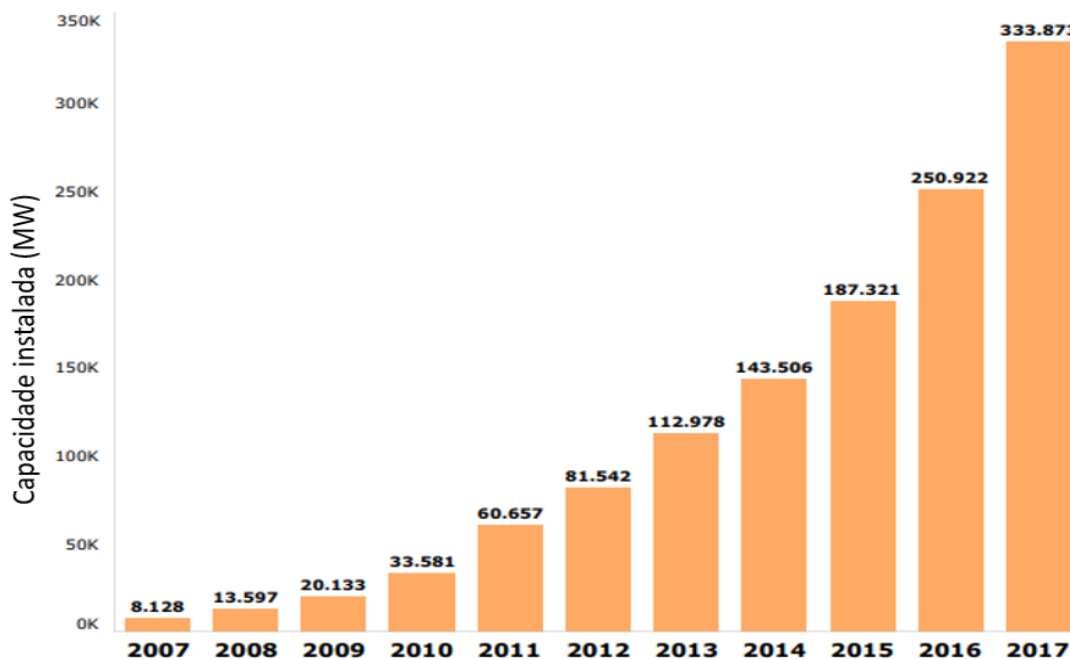


Figura 9 - Evolução acumulada da Capacidade Fotovoltaica instalada no Mundo

Fonte: IRENA (2018)

Segundo o Ministério de Minas e Energias (2014), conforme os dados IEA (2014a) a energia solar poderá responder por cerca de 11% da oferta mundial de energia elétrica em 2050 gerando mais de 6.000,0 TWh, como é ilustrado na Figura 10.

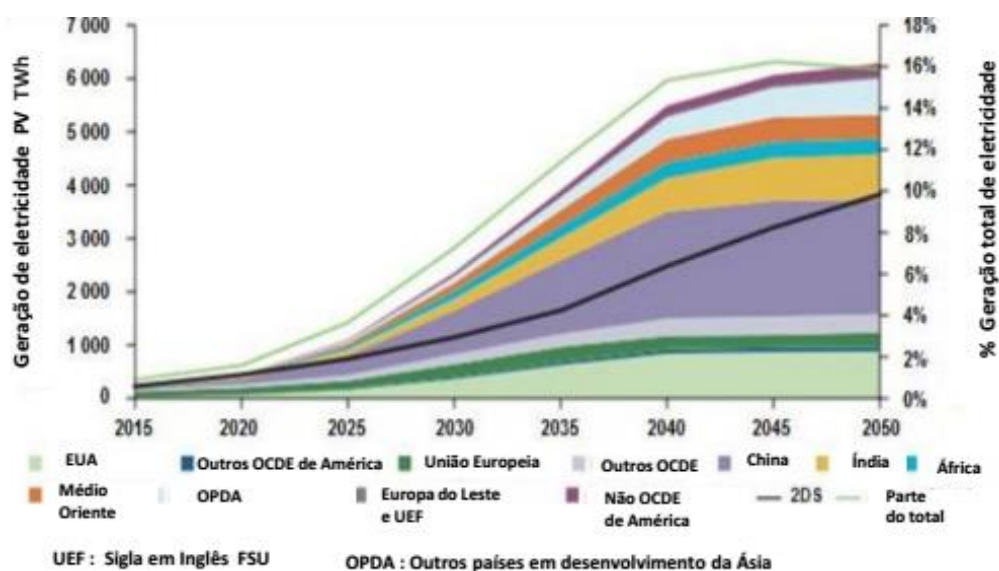


Figura 10 - Previsão de crescimento regional da geração elétrica solar fotovoltaica

Fonte: IEA (2014b)

Consequentemente, vários países ao redor do mundo levaram a um ano recorde para solar em 2016, impactando assim, na criação de emprego. As novas adições de capacidade superaram as de 2015 em cerca de 50%, atingindo 71 gigawatts (GW), sendo a China, os Estados Unidos, o Japão e a Índia os principais mercados. O emprego aumentou 12% para se aproximar a 3,1 milhões de postos de trabalho em 2016. A China foi responsável por mais de metade destes empregos, consolidando a sua posição como o maior instalador e fabricante de painéis solares fotovoltaicos. O forte crescimento nas instalações impulsionou o emprego na Índia para 121.000 postos de trabalho, 17% a mais do que em 2015. Emprego dos EUA aumentou em 24% para atingir 242.000 pessoas. Da mesma forma, o setor de energia solar fotovoltaica em Bangladesh continuou a crescer, apoiando 140.000 empregos em 2016. Em contrapartida, o ritmo lento de instalações do Japão em 2016 levou a uma redução de 20% nos empregos. Da mesma forma, instalações e módulos em declínio da União Europeia. A Figura 11 mostra a geração de empregos no mundo (IRENA, 2016).

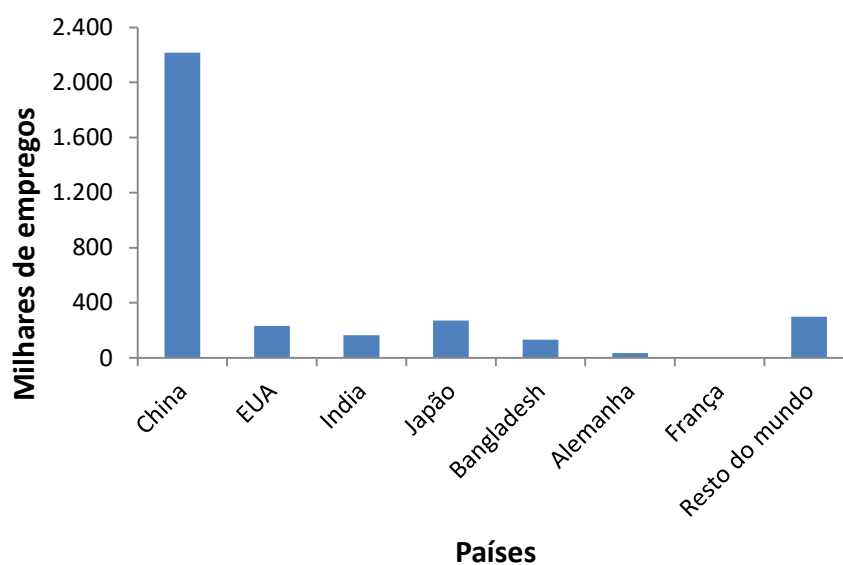


Figura 11 - Empregos gerados pela energia fotovoltaica no mundo em 2016

Fonte: Adaptada de IRENA (2016)

A energia solar fotovoltaica, de forma similar à energia eólica, também insere no contexto mundial de investimentos e evolução das novas tecnologias de geração elétrica menos agressivas ao meio ambiente, podendo evitar emissões de GEEs e auxiliar na redução dos efeitos do aquecimento global e das mudanças climáticas. Entretanto, a maioria das emissões dos sistemas de energia solar ocorre no estágio a montante do ciclo de vida (fabricação, transporte e instalação). O uso de materiais contribui com uma alta fração das

emissões do ciclo vital, atingindo até 50% das emissões totais. Entre 50 e 80% das emissões de gases de efeito estufa surgem apenas durante a produção do módulo. Neste sentido, a energia solar fotovoltaica representa também uma alternativa competitiva para diversificação das matrizes energéticas, para a viabilização da geração comercial da eletricidade.

2.1.3. Correntes marítimas

As correntes marítimas correspondem às massas de água que migram em distintos rumos ao longo dos oceanos e mares. As massas de água que se locomovem não interagem com as águas dos lugares que percorrem, desse modo detêm suas características particulares como cor, temperatura, densidade e salinidade.

As principais forças geradoras são os ventos, a pressão atmosférica, e os movimentos terrestres. Os ventos, quando sopram numa mesma direção durante certo tempo, provocam deslocamento de águas e originam correntes marítimas. A velocidade da corrente diminui gradativamente com a profundidade. Entretanto estes movimentos do vento não são simétricos. Ao longo do limite ocidental dos oceanos, as correntes são mais estreitas, mais fortes e mais profundas, muitas vezes seguindo um curso sinuoso denominadas deriva ou *dritfs*. Essas correntes às vezes são chamadas de fluxos. Em contraste, correntes que têm aspecto de rios, largas, rasas e lentas normalmente, estas são denominadas de verdadeiras correntes ou *streams* (IRENA, 2014).

A pressão atmosférica age de modo semelhante: a alta pressão provoca o abaixamento do nível das águas; a baixa pressão tem efeito contrário. Tanto uma como outra provocam uma diferença de nível das águas e a conseqüente formação de correntes. As correntes originadas pelas diferenças de nível denominam-se correntes de descarga; as impulsionadas diretamente pelos ventos chamam-se de impulsão (SIFFERT, 2010).

Os movimentos terrestres, especificamente o de rotação, que faz com que as correntes migrem para direções contrárias, ou seja, no hemisfério norte move-se no sentido horário e no hemisfério sul no sentido anti-horário, essa dinâmica das correntes é denominada de efeito de Coriolis.

Além disso, as correntes podem ser classificadas de acordo com sua circulação em: correntes de superfície do atlântico, correntes do atlântico norte, correntes do atlântico sul, correntes de superfície do oceano pacífico, correntes do pacífico norte, correntes do pacífico sul, correntes do índico, conforme ilustrado na Figura 12.

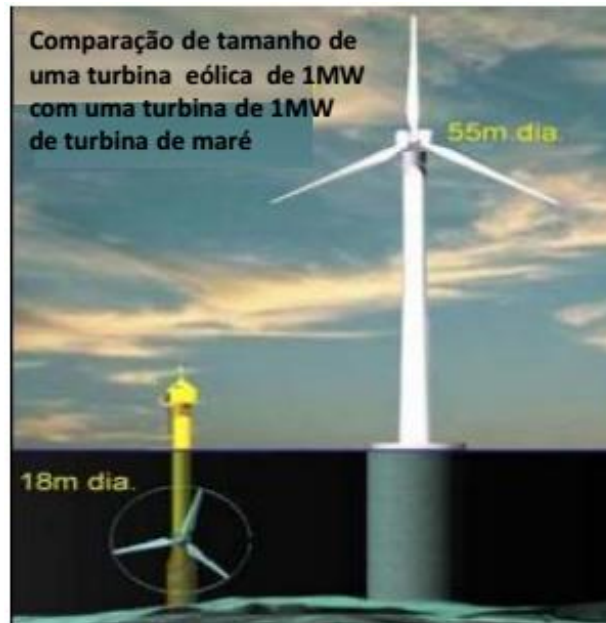
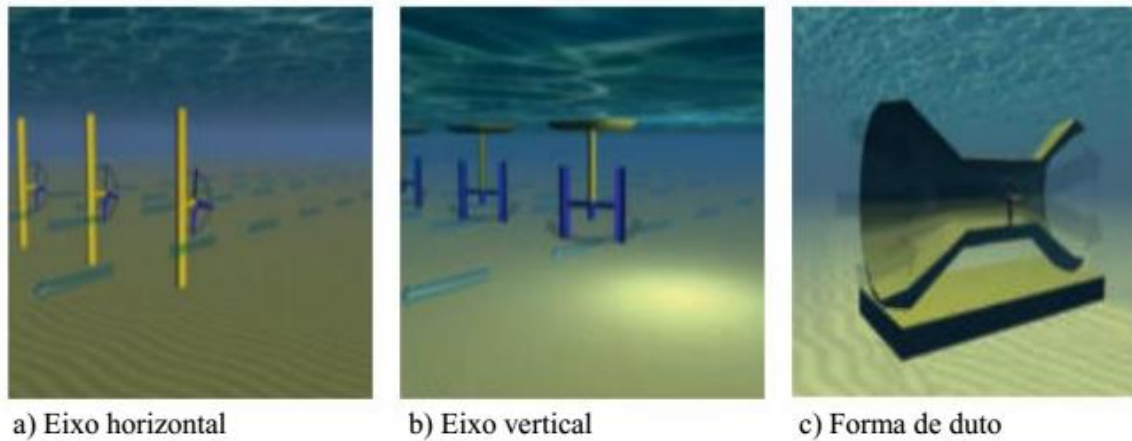


Figura 13 - Comparação entre uma turbina eólica e uma turbina de corrente marítima

Fonte: BENELGHALI *et al.* (2010)

IRENA (2014) enfatiza que, da mesma forma, para os conversores de energia eólica, as turbinas de maré de eixo horizontal e vertical atualmente utilizam lâminas que são posicionados em paralelo (horizontal) ou perpendicular (vertical) à direção do fluxo de água. As turbinas são semelhantes aos projetos usados para eólicas, mas devido à maior densidade da água, as lâminas são menores e se tornam mais lentos. Além disso, essas turbinas têm que suportar forças e movimentos maiores do que as turbinas eólicas. A maioria dos projetos usam lâminas conectadas a um eixo central do rotor, que através de uma caixa de velocidades, está conectado a um eixo do gerador.

As turbinas de centro aberto (canalizadas) são essencialmente de eixos horizontais contidas dentro de um duto Venturi, para acelerar e concentrar o fluxo de fluido. As estruturas do tipo condutos também podem reduzir a turbulência em torno das turbinas e facilitar o alinhamento do fluxo de água para as turbinas (IRENA, 2014). A Figura 19 ilustra exemplos dos sistemas descritos.



a) Eixo horizontal

b) Eixo vertical

c) Forma de duto

Figura 14 - Sistemas conversores de energia eólica de correntes marinhas

Fonte: IRENA (2014)

Os dispositivos oscilantes compreendem um hidrofólio em forma de asas de um avião, que se movem para cima e para baixo à medida que o fluxo de maré flui de cada lado da lâmina (WER, 2016). O movimento ascendente e descendente dos hidropianos é subsequentemente convertido em rotação, ou conectado a pistões para apoiar um sistema hidráulico para geração de energia. A Figura 15 mostra o perfil de um hidrofólio.

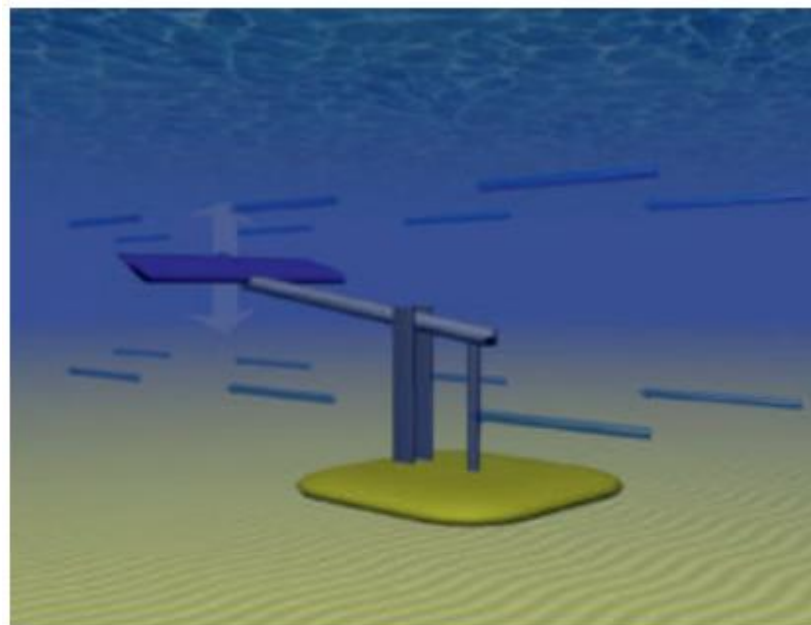


Figura 15 - Perfil de um hidrofólio

Fonte: IRENA (2014)

A vantagem desses dispositivos é que o comprimento da lâmina não está limitado pela profundidade da água, no entanto, também requer sistemas de controle complexos para o funcionamento de forma correta das lâminas (WER, 2016).

Por último, a terceira categoria, está relacionada com uma série de outros projetos que estão na fase de pesquisa e desenvolvimento. Esta categoria inclui dispositivos rotativos de parafuso e marés pipas que transportam turbinas abaixo das asas. Além da tecnologia de conversão, há uma série de aspectos tecnológicos que determinam o desempenho e os custos das tecnologias de marés atuais: estruturas de suporte, formação de matrizes e as conexões elétricas para a costa.

Com base nos dados do *World Energy Resources* (2016), em uma visão geral dos projetos existentes de corrente de maré, 76% de todas as pesquisas e os investimentos de desenvolvimento (P&D) em tecnologias de corrente de maré eram em turbinas de eixos horizontais, 12% são turbinas de eixo vertical 4% em turbinas fechadas e 2% no eixo vertical turbinas. Apenas de 2% de todos os investimentos em P&D em tecnologias de corrente de maré foram para desenvolvimento de dispositivos alternativos, conforme é mostrado na Figura 16.

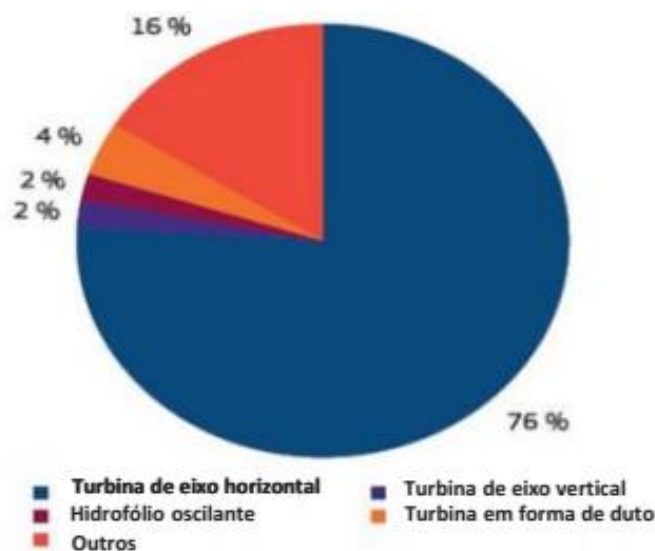


Figura 16 - Distribuição em termos de P&D segundo o tipo de tecnologia

Fonte: WER (2016)

Todas as tecnologias de corrente de maré requerem uma estrutura para suportar as condições severas no mar. A escolha da base depende, entre outros, da posição da tecnologia na corrente na maré, da profundidade da água, da estrutura no fundo do mar e da

disponibilidade de embarcações e dispositivos de perfuração offshore para apoiar a construção (IRENA, 2014).

2.1.3.1. Desenvolvimentos atuais e futuros

Até 2011, a usina francesa de La Rance foi a maior estação de geração de energia elétrica de marés no mundo, com capacidade instalada de 240MW. Durante 45 anos, a usina francesa foi considerada a maior estrutura para captar energia a partir das correntes marítimas. Atualmente a central Sihwa Lake passou a ser a maior central de energia marítima com potência instalada de 254 MW. Com uma potência significativamente menor, a central Annapolis com 20 MW na Nova Escócia Canadá (1984), e a planta de 3,2 MW Jiangxia na China (1980). Além disso, existem outros projetos de menor capacidade e outros apenas para demonstração pré comercial. A título de exemplo, instalação mais recente foi a de central Bluemull Sound (WER, 2016). Na Tabela 1, apresenta-se uma listagem das centrais de correntes marítimas exploradas atualmente.

Tabela 1 - Lista de centrais de correntes marítimas existentes

Central	Potência instalada (MW)	País	Ano de instalação
Sihwa Lake Tidal Power Station	254	Correia do Sul	2011
Rance Power Statio	240	França	1966
Annapolis Royal Generating Station	20	Canadá	1984
Bluemull Sound	0,5	Reino Unido	2016
Jiangxia Tidal Power Station	3,2	China	1980
Kislaya Guba Tidal Power Station	1,7	Rússia	1968
Uldmok Tidal Station	1,5	Correia do Sul	2009
Sttrangfor Lough Seagen	1,2	Reino Unido	2008

Fonte: adaptada do WER (2016)

Existe previsão para um futuro próximo, a instalação de uma potência total em torno de 104 GW. Ainda sem data prevista para o início da sua construção, o projeto Penzhinskaya Tidal Power Plant, que tem como meta a implementação de uma potência total instalada de

87,1 GW, irá destacar-se de todos os que existem. O Reino Unido também possui um projeto para a instalação futura de uma barragem de marés no estuário de Severn, o maior rio da Grã-Bretanha, a central denomina-se por Severn Barrage e tem potencial para a implementação de uma potência de 8,64 GW (RODRIGUES, 2016). Na Tabela 2, apresenta-se uma lista de atuais e futuros projetos de correntes marítimas no mundo.

Tabela 2 - Futuros projetos de correntes marítimas

Central	Potência Instalada (MW)	País	Ano de instalação
Penzhinskaya Tidal Power Plant	8700	Rússia	
Severn Barrage	8640	Reino Unido	
Tugurskaya Tidal Power Plant	3640	Rússia	
Dalupiri Blue Energy Project	2200	Filipinas	
Incheon Tidal Power Station	1320	Correia do Sul	2017
Garorim Bay Tidal Power Station	520	Correia do Sul	
Tidal Lagoon Swansea Bay	320	Reino Unido	2019
Alderney Tidal Plant	300	Alderney	2020
Guld of Kutch Project	50	Índia	2012
Mezenskaya Tidal Power Plant	24	Rússia	
Skerries Tidal Stream Array	10,5	Reino Unido	

Fonte: adaptada do WER (2016)

2.2. Usinas hidrelétricas reversíveis

O primeiro armazenamento hidrelétrico bombeado (PHES, sigla em inglês) no mundo surgiu nas regiões alpinas da Suíça, Áustria e Itália, na década de 1890. Os conjuntos bombamotor e turbina-gerador dessas usinas operavam separadamente. Apesar de permitir uma eficiência de ciclo bastante alta, uma vez que tanto bomba quanto turbina podiam ser operadas à sua máxima eficiência, estes arranjos configuravam custos bastantes altos devido à necessidade de uma grande casa de máquinas que abrigasse ambos os equipamentos e ao alto custo dos equipamentos (MWH, 2009).

Antes de 1920, a maioria das centrais hídricas com bombeamento apresentava dois eixos distintos, um para o conjunto turbina-gerador e outro para o conjunto bomba-motor. Mais tarde, foram realizadas modificações no sentido de se obter um sistema com três unidades num único eixo, compreendendo deste modo a turbina, a bomba e o gerador-motor. Este tipo de central foi amplamente adotado na Europa, no entanto, atualmente apenas representa uma pequena proporção de novas instalações (TEIXEIRA, 2012).

Em 1933, surgiu o primeiro conjunto de turbina-bomba reversível numa pequena aplicação em Baldeney, na Alemanha. No entanto, apenas em 1956, em Hiwassee nos Estados Unidos da América, é instalada uma central hídrica reversível de grande potência, apresentando uma potência instalada de 57,6MW, com uma altura de 60 m, e tornou-se o projeto dominante para o armazenamento hidrelétrico bombeado. Os testes de performance realizados na usina hidrelétrica reversível do Rio Hiwassee mostraram que a eficiência da turbina alcançava ou ultrapassava 88,4 % e, da bomba, 90,0 % (PINHEIRO, 2016).

2.2.2. Conceito e aspectos técnicos

De acordo com Rehman *et al.* (2015), uma usina hidrelétrica reversível (UHR) é uma usina que armazena energia na forma de energia potencial da água que é bombeada de um reservatório inferior para um reservatório de nível superior, durante períodos fora do pico de carga. A Figura 17 mostra um esquema típico de uma UHR.

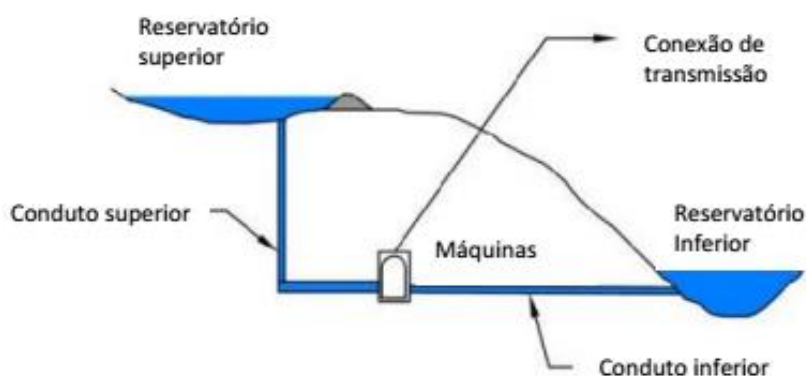


Figura 17 - Esquema típico de uma UHR

Fonte: MWH (2009)

As usinas reversíveis foram concebidas para armazenar a energia produzida em momentos fora de pico por usinas de base e permitir sua disponibilização em momentos de

pico. Essa ideia é reforçada em MWH (2009), onde cita que durante os períodos de alta demanda de energia, a água armazenada é liberada através de turbinas hidrelétricas para produzir energia elétrica. Os conjuntos reversíveis de turbina / gerador atuam como bomba ou turbina, conforme necessário.

De acordo com MWH (2009), os principais parâmetros de projeto de uma UHR estão relacionados à queda disponível, vazões e dimensões dos reservatórios. MWH (2009) elenca ainda que embora a queda mínima adotada para empreendimentos de UHRs seja cerca de 100 metros, atualmente tem sido construídas com alturas de queda entre 30 e 760 m. Ressalta-se ainda que, a definição das vazões de projeto, associada à altura de queda definem a capacidade da UHR, mas que seu dimensionamento deve obedecer à análise do tempo de ciclo desejado para reservatório e aos diâmetros das estruturas de adução e condução, bem como das unidades geradoras e bombas.

Os parâmetros de projeto de uma UHR definem, além do tempo de ciclo e capacidade de reserva de energia, a eficiência (ou saldo) dos ciclos de operação. Esta eficiência é definida como a razão entre a energia gerada e a energia consumida pela UHR em um ciclo de operação. As UHRs construídas no século XX possuem, em geral, eficiências em seus ciclos entre 60% a 80% e atualmente a eficiência do sistema situa-se entre os 65% e 85% (MWH, 2009).

Para o cálculo da potência da PHES utiliza-se a Equação 1, de acordo com Wong (1996):

$$P = \rho \cdot g \cdot H \cdot \eta \cdot Q \quad (1)$$

onde ,

P - Potência [W]

ρ - Massa específica da água [kg/m³]

g - Aceleração da gravidade [m/s²]

Q - Vazão de água [m³ /s]

H -Altura de queda [m]

η - Rendimento do PHES bomba/turbina

De acordo com Figueiredo (2006), para calcular a capacidade de armazenamento utiliza-se a Equação 2.

$$S_c = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot V \cdot \eta_g}{3,6 \times 10^9} \quad (2)$$

onde,

S_c - Capacidade de armazenamento [MWh]

V - Volume de água que é drenado e preenchido diariamente [m^3]

η_g - Rendimento do PHES em gerador

3,6 – Fator de conversão de Joule para MWh

Tanto a potência como a capacidade de armazenamento depende da altura de queda e do volume dos reservatórios, mas economicamente é recomendado a adotar uma maior altura de queda, pois os custos que envolvem a construção de um reservatório maior são superiores aos custos inerentes a uma maior altura de queda. Os custos totais situam-se entre 600\$/kW e 2000\$/kW, dependente de fatores como a dimensão, localização e conexão à rede (IBRAHIM, PERRON, 2008). À título de exemplo, a Figura 18 mostra uma curva da altura em função do volume de armazenamento.

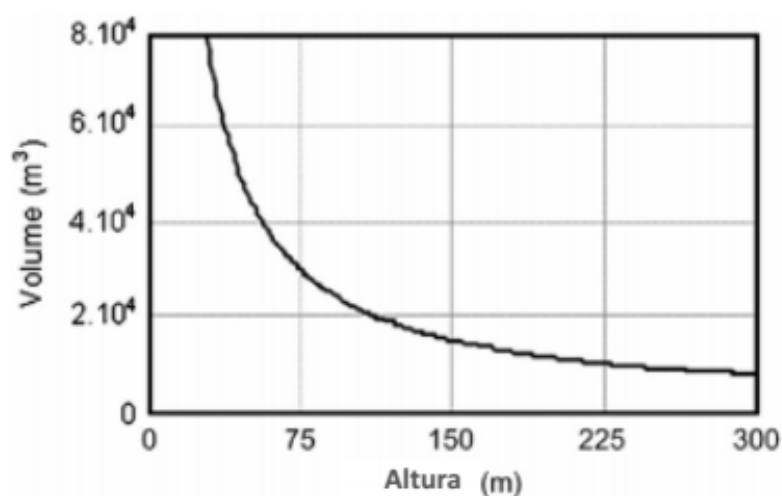


Figura 18 - Volume de água necessário a uma determinada altura para armazenar 6MWh

Fonte: IBRAHIM & PERRON (2008)

A tecnologia de uma planta de armazenamento bombeado (PSH) mais comum é a planta convencional de velocidade fixa (FS), onde a bomba / turbina e o motor / gerador funcionam a uma velocidade síncrona fixa. Um grande avanço na tecnologia PSH ocorreu com a introdução de plantas com capacidade de velocidade ajustável (AS). Uma vantagem importante das plantas AS de PSH é que fornecem uma faixa de operação mais ampla, zonas

rugosas menores (ou seja, zonas de operações que devem ser evitadas devido a vibrações aumentadas ou outras preocupações) e uma maior eficiência em relação às plantas FS, conforme ilustrado na Figura 19.

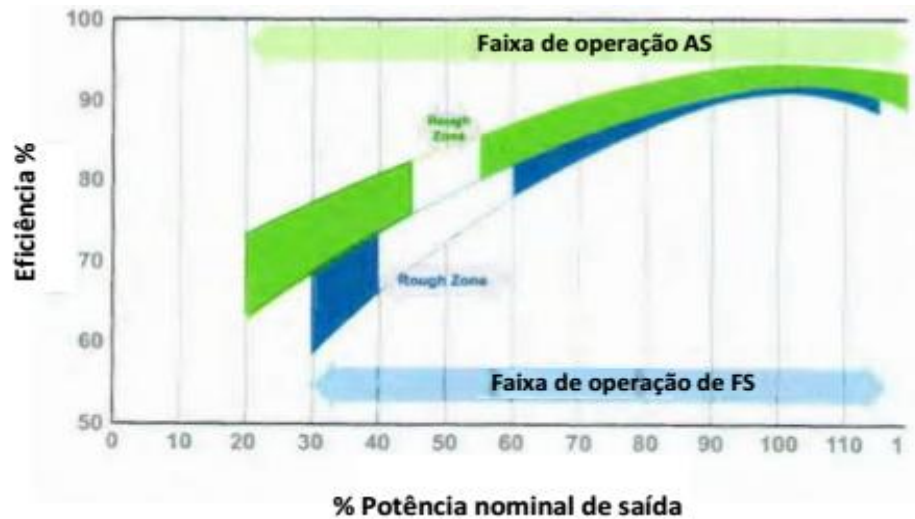


Figura 19 - Comparação das curvas de eficiência na geração para FS de UHE e AS de UHR

Fonte: MWH (2009)

Além disso, as plantas de AS têm a flexibilidade para variar o seu consumo de energia no modo de bombeamento e, portanto, pode fornecer regulação de frequência (ou seja, responder a desvios de frequência e necessidades de equilíbrio de energia a curto prazo no sistema) durante o bombeamento (MWH, 2009).

As centrais hídricas reversíveis também apresentam outras vantagens, destacando-se a elevada capacidade de armazenamento de energia, o rápido tempo de resposta, o elevado tempo de vida de operação e ainda a possibilidade de um grande número de ciclos, o que torna esta tecnologia adequada para a manutenção da estabilidade do sistema elétrico. Estas características possibilitam ainda o apoio à integração das tecnologias renováveis que apresentam geração de energia elétrica variável, tais como as centrais eólicas e solares, pelo o fato de ser possível utilizar a própria energia gerada pela fonte intermitente, permitindo reduzir o recurso à geração térmica e consequentemente reduzir as emissões diretas de gases de efeito estufa e a dependência energética externa. Com a energia gerada pelas intermitentes armazenada na forma de energia potencial gravitacional no reservatório superior da UHR, esta também pode gerar energia nos períodos em que, pelas condições meteorológicas, as fontes intermitentes não estiverem gerando o suficiente para atender à demanda, mesmo que seja em

um horário fora de ponta (PINHEIRO, 2016). A Tabela 3 resume as propriedades comentadas do PHES.

Tabela 3 - Propriedades de armazenamento de energia hidrelétrica bombeada

Potência (MW)	Densidade de armazenamento (kwh/m ³)	Tempo de resposta	Vida útil (anos)	Tempo de descarga
<3000	0,35-1,12	seg-min	50-100	cerca de 10 h

Fonte: MWH (2009)

Entretanto, de acordo Rehman *et al.* (2015), as centrais hídricas reversíveis apresentam alguns inconvenientes. A implantação deste tipo de centrais além de requerer custos de capital inicial elevados, mas também a existência de geografia apropriada com diferença de cotas dois reservatórios impactando na capacidade instalada da central. A maioria dos estudos neste campo está focada em sua aplicabilidade em regiões montanhosas.

De acordo com MWH (2009), as UHRs possuem relação entre capacidade de geração e volume de reservatório superior muito maior que as usinas hidrelétricas convencionais (UHEs). Para efeito de comparação, MWH (2009) mostra as capacidades de geração e volumes de reservatório de uma UHR e de UHEs convencionais, na Tabela 4.

Tabela 4 - Dimensões de reservatórios de usinas hidrelétricas

	Capacidade instalada (MW)	Volume útil do reservatório superior (hm ³)
UHR Shisanling	800	4
UHR Três Irmãos	808	3450
UHE Ilha dos Pombos	187	7

Fonte: adaptada de MWH (2009)

Essas comparações mostram uma diferença significativa entre os dois tipos de usina. Enquanto na UHE convencional de baixa queda o reservatório é projetado para criar um desnível no curso de água, na UHR, a queda de água é proveniente do próprio desnível natural da topografia local, sendo a única função do reservatório superior o armazenamento do volume de água para turbinamento. A alta relação entre capacidade instalada e volume de reservatório superior, além da possibilidade de uso múltiplo de suas águas configuram

grandes vantagens das UHRs com relação a outros tipos de usina no tocante a impactos ambientais (PINHEIRO, 2016).

Embora o modo de construção dos dois reservatórios seja bastante variado, pode-se agrupar as centrais hídricas reversíveis em dois tipos (IRENA, 2011).

- **Centrais hídricas reversíveis puras/off-stream**, onde a fonte de energia é apenas a água previamente bombeada para o reservatório superior. Um exemplo é a central de Okinawa no Japão, representada na Figura 20a.
- **Centrais hídricas reversíveis combinadas**, onde a fonte de energia não é só a água armazenada no reservatório superior proveniente do bombeamento, mas também a água que flui através de um afluente natural. Um exemplo é a central do Alqueva em Portugal representada na Figura 20b.



a) Central hídrica reversível Pura de Okinawa, Japão.



b) Central hídrica reversível combinada do Alqueva, Portugal.

Figura 20 - Tipos de centrais hídricas reversíveis.

Fonte: TEIXEIRA (2012)

As centrais hídricas reversíveis puras são utilizadas como reservatórios inferiores, o mar ou um lago, sendo aproveitada uma elevação montanhosa para se construir o reservatório superior. O funcionamento das estações de armazenamento de energia da água do mar é semelhante a um sistema de armazenamento de bombeamento regular. A principal diferença consiste no reservatório inferior, que é o mar apresentando um volume ilimitado de água e armazenamento (TEIXEIRA, 2012).

Entretanto, várias questões relativas à operação de componentes mecânicos com água do mar foram analisadas. O principal aspecto mecânico foi a redução da eficiência na geração de energia e no bombeamento como resultado da adesão de organismos marinhos às vias fluviais da turbina, e a corrosão de materiais metálicos que entram em contato com a água do mar. Problemas ambientais como impactos em plantas, animais e outros sistemas biológicos, causado pela dispersão do vento da água do mar, também foram constatados. Entretanto, algumas medidas preventivas vem sendo adotadas para que não ocorram fenômenos de corrosão nos equipamentos, tais como, a utilização de tintas com propriedades anticorrosivas e materiais de aço inoxidável (MANFRIDA & SECCHI, 2014).

As centrais hídricas reversíveis combinadas são normalmente construídas em afluentes naturais, tais como os rios. Para que a água turbinada não flua para o mar, é necessário construir uma barragem a jusante da central hídrica reversível.

De acordo com Teixeira (2012), além das dificuldades técnicas e econômicas da construção de uma central hídrica reversível, há ainda que avaliar o impacto ambiental, pois, tipicamente, as obras de engenharia civil implicam o bloqueio dos afluentes naturais levando à inundação de áreas anteriormente secas, destruindo alguns habitats marinhos e terrestres. Desta forma, deve-se adotar medidas que permitam minimizar os impactos ambientais, tais como, a existência de uma vazão ecológica de modo a preservar o ecossistema a jusante da central hídrica reversível.

2.2.3. O Mercado mundial

A partir de 2010 as usinas reversíveis representavam cerca de 99% da capacidade total de armazenamento a nível mundial, na época representava mais de 100 GW, sendo 50 delas com potência instalada superior a 1000 MW (MWH, 2009). O país com maior potência instalada é a China (28,49 GW), seguido pelo Japão (21,92 GW) e EUA (18,29 GW). No final de 2017, a capacidade de armazenamento instalada global era de 118,59 GW, conforme ilustrado na Figura 21 (IRENA, 2018).

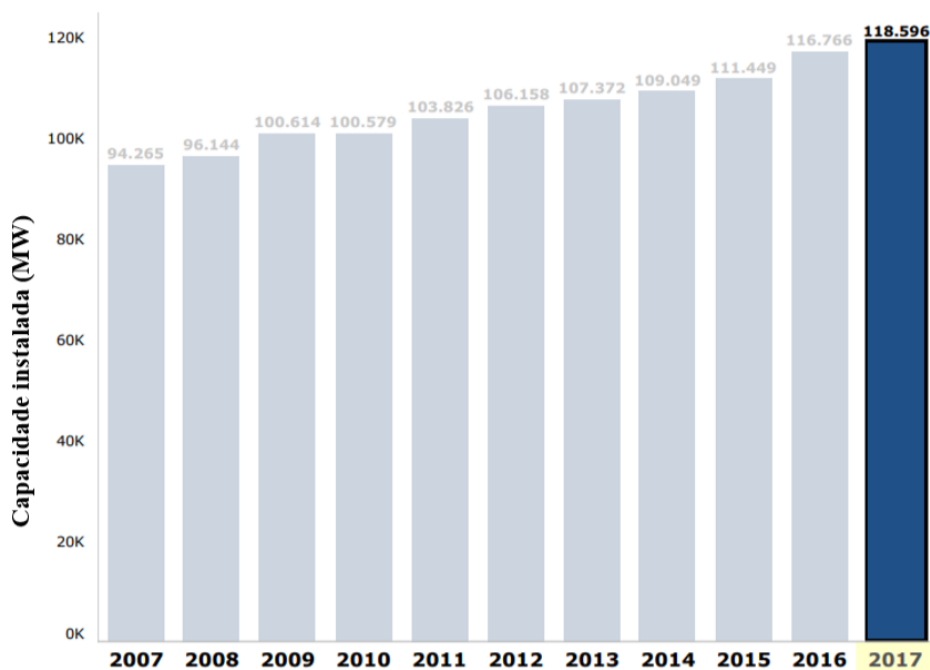


Figura 21 - Evolução da capacidade instalada

Fonte: IRENA (2018)

Atualmente países com economias em desenvolvimento, particularmente no sudeste da Ásia, África e América Latina, continuam realizando muitos projetos hidro/ bombas de usinas reversíveis, uma vez que elas abrem caminho para o aumento da utilização de energias renováveis (WER, 2016). No caso específico da África, espera-se que seja um mercado importante para a futura atividade hidrelétrica. Com as taxas médias de eletrificação em apenas 45% em 2012, a energia hidrelétrica oferece oportunidades reais de fornecimento de eletricidade no continente usando grande parte dos recursos locais ou regionais.

2.3. Barreiras e desafios das fontes renováveis

À medida que as políticas de energia renovável, os mercados e as indústrias se desenvolvem, enfrentam novos desafios altamente complexos. O fato de que reservas significativas de combustíveis fósseis ainda estão disponíveis impede a disposição de dar importância suficiente às energias renováveis (IEA, 2011).

Os combustíveis fósseis recebem seis vezes mais subsídios do que fontes de energia renováveis (REN21, 2014). Na sua concorrência com combustíveis fósseis maduros e tecnologias nucleares, as energias renováveis enfrentam grandes desafios à comercialização, incluindo infraestrutura subdesenvolvida e falta de economias de escala. Além disso, a

integração e combinação de diferentes fontes de energia renovável a partir de um mercado de escala, políticas e perspectivas técnicas estão se tornando cada vez mais desafiadoras e exigindo o aumento de capacidade dessas fontes. O sucesso da implantação de novas tecnologias depende da capacidade de construir, monitorar e manter infraestrutura de energia, além de treinar cientistas, tomadores de decisão e fabricantes a nível doméstico e mundial.

Para os países em desenvolvimento, especialmente, os custos e a falta de políticas sólidas são algumas das principais barreiras. As despesas iniciais, a falta de abordagens para equilibrar as disparidades de preços entre energias renováveis e combustíveis fósseis e obstáculos estruturais globais, como a natureza centralizada da indústria de energia, impedem o suporte e a implementação de novas iniciativas, para investimentos em energia renovável. Notavelmente, a introdução de energias renováveis apresenta uma questão de desigualdade, pois taxa de difusão de tecnologia, disponibilidade de financiamento e implementação de políticas são desiguais. Apesar da energia renovável ser uma das fontes de energia de crescimento mais rápido do mundo atualmente, aumentando 2,5 por cento por ano, não foi suficiente para acompanhar as consequências do rápido crescimento da demanda de energia (REN21, 2014).

Como a implantação de tecnologias modernas de conversão de energia renovável é relativamente recente em muitos países, as iniciativas passadas para o desenvolvimento de fontes de energia renováveis se concentraram nos fatores econômicos e na redução das barreiras econômicas. As histórias de sucesso anteriores para o desenvolvimento e implantação de FRA apoiam o ponto em que as barreiras podem ser superadas por ação política direcionada (KOCHTCHEEVA, 2016).

Segundo o IEA (2011), os riscos associados aos projetos de energia renovável decorrem de fatores econômicos subjacentes e barreiras de natureza não econômica. Uma barreira econômica é o custo de uma determinada tecnologia exceder o custo de alternativas concorrentes, mesmo em condições de mercado ótimas. A maturidade tecnológica e as barreiras econômicas estão diretamente ligadas. Todos os outros tipos de barreiras são classificados como não econômicos. No entanto, as barreiras não econômicas têm um papel importante na formação do custo das fontes renováveis de energia. As barreiras não econômicas referem-se a fatores que impedem a implantação (não importa o quão alto é a vontade de pagar) ou leva a custos mais elevados do que os preços necessários. Essas barreiras podem ser diferenciadas ainda mais:

- **Barreiras Políticas** – relaciona a variação da tarifa com a energia injetada na rede, de acordo com a sua produção mensal; políticas governamentais não definidas.
- **Barreiras institucionais e administrativas**- incluem a falta de recursos, instituições dedicadas, falta de responsabilidades claras e procedimentos de licenciamento complicados, lentos ou não transparentes.
- **Barreiras de mercado**- refere-se à competição desigual no mercado de energia, pois o custo das fontes renováveis na maioria dos casos é maior do que o custo das fontes convencionais; mercado indefinido para investidores, como o mercado é pequeno, existe pouca competição e os preços são elevados; falta de medidas regulatórias como padrões de desempenho e etiquetagem para o estímulo da entrada de equipamentos eficientes no mercado.
- **Barreiras financeiras**- associadas à ausência de oportunidades de financiamento adequadas para energia renovável.
- **Barreiras de infraestrutura**- concentram principalmente na flexibilidade do sistema de energia como por exemplo a rede elétrica, para integrar / absorver energia renovável.
- **Aceitação pública e barreiras ambientais**- ausência de dados a respeito de questões relativas aos impactos socioeconômicos e ambientais e sobre interferência nas atividades humanas; os benefícios ambientais à rede que não recebem o devido crédito.

Em suma, as barreiras econômicas e não econômicas estão interligadas, conforme ilustrada na Figura 22. Além disso, as barreiras econômicas criam empecilhos para uma maior penetração das FER, fazendo com que o investimento nessas fontes não seja atrativo e desestimulando a adoção de medidas, caso fossem implementadas, gerariam um benefício para toda a sociedade.



Figura 22 - Barreiras ao desenvolvimento das FER.

Fonte: IEA (2011)

Para contornar essas barreiras, muitos países têm adotado políticas para a promoção das fontes renováveis. Essas políticas têm o objetivo de diminuir ou eliminar algumas barreiras, como por exemplo, reduzir os custos, acelerar o desenvolvimento tecnológico das FER e gerar economias de escala e de escopo, eventualmente impulsionando a criação da indústria de modo a posicionar as FER em posição de igualdade para competir com as fontes convencionais (IRENA, 2011).

2.4. Necessidade de planejamento de sistemas isolados com renováveis

Durante a década de 1970, os esforços de planejamento energético foram direcionados principalmente para modelos de energia baseados na relação economia/ energia, como uma abordagem de critério único com o objetivo de identificar a relação mais eficiente (SADEGHI, 2014). De acordo com Pereira (2016), o problema do planejamento elétrico consistia basicamente em assegurar a oferta de energia, determinando a quantidade certa, no tempo certo e tipo de energia a ser utilizada, levando em consideração a demanda de eletricidade de forma mais econômica possível.

No entanto, nos últimos anos, a crescente preocupação com as mudanças climáticas levou muitos países do mundo a promover a geração de energia a partir de recursos renováveis. Além disso, a aplicação de regulamentos ambientais rígidos pelas autoridades

reguladoras foi exigida às empresas de geração (GENCOs) considerando a emissão como uma restrição importante no planejamento de expansão da geração. Nessa circunstância, as fontes de energia renováveis (RES) começaram a ser apontadas como uma alternativa adequada às unidades de combustíveis fósseis (SADEGHI, 2014). Desde então, o controle e a redução de emissão de CO₂ assumiram um papel importante nas decisões em termos de política energética.

Nessa direção, o setor de geração de energia tem enfrentado mudanças consideráveis, especialmente em países desenvolvidos, onde a redução de custos para energia solar fotovoltaica e energia eólica tem sido de forma crescente, gerando assim altos níveis de investimentos nas energias renováveis. Ao mesmo tempo, onde existem recursos hidrelétricos, geotérmicos e de biomassa econômicos inexplorados, essas tecnologias estão se tornando capazes de fornecer eletricidade endógena de baixo custo (IRENA, 2014).

No entanto, nos sistemas de energia isolados, como ilhas, devido ao isolamento, área pequena e distanciamento, devido à limitação dos recursos energéticos convencionais, a maioria depende principalmente da importação de combustíveis fósseis pela limitação de recursos energéticos convencionais, gerando grandes problemas econômicos e ambientais para o país causados principalmente devido ao alto custo de transporte dos combustíveis (SEGURADO, 2011). A título de exemplo disso é o caso de Cabo Verde onde cerca de 70% da produção de energia elétrica é baseada em derivados de petróleo.

Com o aumento dos preços do petróleo, para muitos estados insulares em desenvolvimento, as contas de importação de combustível representam até 20% das importações anuais e entre 5% e 20% do Produto Interno Bruto, e até 15% total de contas de importação. Essa análise foi feita também por Kuang *et al.* (2016) quando afirmam que algumas ilhas gastam mais de 30% do PIB nas importações de combustíveis, impactando assim, no custo da energia elétrica, que geralmente é significativamente mais elevado, quando comparado com regiões continentais. Lopes (2016) realça que, o custo de combustível aumenta quanto mais remota for a região, devido às dificuldades inerentes ao abastecimento destas localidades. Além disso, em muitas ilhas é frequente a ocorrência de escassez de petróleo nas ilhas, devido essencialmente às más condições atmosféricas, tornando mais difícil o transporte de petróleo (REI *et al.*, 2002). Esses países apresentam assim, desvantagens estruturais ligadas à insularidade, cuja persistência prejudica o desenvolvimento econômico e social (CHEN *et al.*, 2007).

De acordo Kuang *et al.* (2016), uma solução seria a ligação entre as ilhas pelo uso de cabos submarinos, porém os elevados custos constituem ainda a principal barreira na ligação à

rede entre ilhas e continente, bem como entre as ilhas adjacentes. Por outro lado, a maioria das áreas rurais não são cobertas por redes de fornecimento de energia elétrica. Por conseguinte, em muitos locais rurais os geradores a diesel distribuídos são frequentemente utilizados durante algumas horas à noite. Dado que os combustíveis são escassos nestes locais, o fornecimento de energia elétrica é muitas vezes afetado e até mesmo interrompido. Portanto, o fornecimento de eletricidade nas ilhas é geralmente instável. Contudo, apesar das fragilidades relativamente à segurança energética com as quais são confrontadas, o potencial das energias renováveis tem sido apontado como elemento chave para a resolução desse problema. Entretanto, apesar de apresentarem um potencial considerável de fontes renováveis muitas ainda continuam dependendo essencialmente da importação dos combustíveis fósseis (KUANG *et al.*, 2016).

Todavia, as ilhas têm sido muito conscientes sobre preocupações ambientais e as reduções de GEE e outras emissões de poluentes e a dependência de combustíveis importados, principalmente pelo uso de energias renováveis, como a fotovoltaica, usina de energia solar térmica, parques eólicos, pequena plantas de energia hidráulica e plantas de energia geotérmica. No entanto, estão entre as regiões mais vulneráveis do mundo aos efeitos das alterações climáticas, como a subida do nível do mar e as condições climáticas extremas (REI *et al.*, 2002).

Devido à crescente preocupação com a questão ambiental aliada à variabilidade dos preços de combustíveis e à insegurança energética nas ilhas, impulsionou o governo a investir em fontes alternativas e sustentáveis para atender o suprimento da demanda energética. Chen *et al.* (2007), afirmam que, utilizar fontes de energia renováveis em sistemas de energia de pequenas ilhas apresenta vantagens, porque seu alto custo tecnológico é compensado pelo alto custo das fontes convencionais de energia devido à pequena dimensão dos sistemas de energia e pela redução de importação dos combustíveis fósseis.

Segurado, Costa e Carvalho (2015) citam que, muitas dessas ilhas apresentam inúmeras fontes de energia renovável que podem representar uma grande fração da distribuição total de energia. Kuang *et al.* (2016) afirmam ainda que, muitos países, incluindo os insulares, têm aumentado a participação de FER no fornecimento de energia, incluindo a adoção de estratégias para um sistema 100% renovável com o intuito reduzir a dependência de combustível fóssil na geração de energia elétrica. Contudo, apesar de algumas ilhas terem aumentado a participação dos recursos renováveis no sistema, a maioria padece ainda das dificuldades no abastecimento de eletricidade às populações, uma vez que apenas uma

pequena proporção (menos de 10%) do total da energia elétrica produzida provém de fontes renováveis (KUANG *et al.*, 2016).

Ao ritmo que a demanda de energia elétrica tem aumentado, e tendo em consideração que as previsões apontam para ainda mais aumento a médio ou longo prazo, torna-se urgente aumentar a participação das FER no sistema elétrico. Caso contrário, o consumo do combustível fóssil continuará a aumentar. De acordo com Guzzi (2016), o equilíbrio entre a produção convencional de energia termoelétrica e renovável, juntamente com a minimização do consumo de combustível fóssil, pode tornar os sistemas de alimentação isolados mais independentes e sustentáveis.

Segundo Lund *et al.*(2005), é nessa linha de raciocínio que novas alternativas mais sustentáveis, como a utilização das energias renováveis, têm sido apontadas como um elemento chave para a resolução deste problema; pois, esta técnica prevê uma abordagem limpa e sustentável para a produção de energia. Também Kuang *et al.* (2016) afirmam que os avanços tecnológicos, aliados à crescente procura de formas de geração de eletricidade com baixa emissão de CO₂, têm tornado a utilização de energia renovável uma alternativa promissora para o abastecimento sustentável de energia elétrica nas ilhas.

Entretanto, mesmo que os benefícios da incorporação de FER na produção de eletricidade sejam inquestionáveis, há aspetos negativos que não podem ser esquecidas. Isso porque ainda existem muitos desafios que estão dificultando a maior participação dos recursos renováveis em sistemas isolados. Desafios estes, que variam desde o planejamento de longo prazo até as operações de curto prazo e exigem que os operadores de sistemas da ilha combinem todas as tecnologias existentes e explorem novas opções de tecnologia inovadoras. Por outro lado, para os países em desenvolvimento ou áreas isoladas/ilhas a produção de energia elétrica baseada em FER impõe algumas barreiras relativamente ao custo. De acordo o IEA (2011), os custos iniciais das tecnologias com recurso às energias renováveis constituem os principais entraves econômicos e financeiros para muitos consumidores, impedindo a sua adoção, principalmente nos países com baixos rendimentos e que necessitam de capital e/ou de crédito. Além disso, devido à falta de interconexão nas áreas isoladas e algumas restrições técnicas muitas vezes impedem a penetração da produção de energia renovável. Em particular, as flutuações na produção intermitente de energia renovável ameaçam a estabilidade e confiabilidade da rede (GUZZI, 2016).

Para Segurado *et al.* (2011), a intermitência da maioria dessas fontes de energia renováveis, (como eólica e solar), bem como os pequenos sistemas de energia das ilhas, introduzem barreiras à sua penetração, como questões relacionadas com o equilíbrio entre

demanda com o suprimento de eletricidade e os problemas relacionados à gestão da rede. Rei *et al.* (2016), reforça ainda que, de fato, à medida que a quantidade de energia renovável adicionada à rede elétrica aumenta, simultaneamente, aumenta a complexidade da rede, tornando assim os consumidores totalmente dependentes da variabilidade desses recursos para satisfazer as suas necessidades energéticas. Assim, de acordo com Lopes (2016), tendo em consideração que o padrão de consumo de energia elétrica é altamente variável no tempo, é necessário que o sistema possua fontes de energia controláveis, capazes de promover o a estabilidade entre geração e consumo.

Para Zhou *et al.* (2010), felizmente, os problemas causados pela natureza variável desses recursos podem ser parcialmente ou totalmente superados pela incorporação de diferentes recursos energéticos em uma combinação adequada, usando as vantagens de uma fonte para superar as desvantagens do outro. O uso de diferentes fontes de energia numa rede isolada permite melhorar a segurança e confiabilidade do fornecimento de energia e reduz os requisitos de armazenamento de energia em comparação com sistemas que compreendem apenas uma única fonte de energia renovável.

Portanto, com o desenvolvimento contínuo de tecnologias, uma série de medidas eficazes tem sido utilizadas para aumentar a penetração das renováveis nas ilhas de modo a garantir um fornecimento contínuo e seguro de eletricidade a partir de uma participação significativa de fontes renováveis na rede elétrica. Dentre dessas medidas, destaca-se o desenvolvimento de sistemas híbridos de energia renovável integrados com sistemas de armazenamento de energia, buscando maior confiabilidade na produção de energia renovável. À medida que a penetração dessas fontes de energia renovável aumenta, a manutenção da confiabilidade do sistema pode, de fato, tornar-se mais desafiadora e dispendiosa. Outras medidas incluem o desenvolvimento da geração distribuída e a operação mais flexível em esquemas existentes, gerenciamento do lado da demanda, que pode responder em relação à disponibilidade de suprimentos, tecnologias de armazenamento de energia, microgrid, redes inteligente e arranjos institucionais modificados (GUZZI, 2016).

Assim vários outros estudos sobre a incorporação das FER têm sido realizados no sistema elétrico das ilhas. Neves, Silva e Connors (2014) avaliaram diversos tipos de projetos desenvolvidos em pequenas comunidades, pequenas ilhas e aldeias remotas. Concluíram que, em ilhas, os principais fatores que influenciam a obtenção de maiores percentagens de FER são o *design* do sistema de energia existente, a presença de um sistema de armazenamento de energia confiável e o perfil da demanda de energia elétrica, especialmente a ocorrência de picos da demanda e oscilações sazonais.

Alguns autores sustentam que tecnologia de armazenamento em grande escala é a forma mais eficaz de reduzir o consumo de combustíveis fósseis para atender à demanda por energia, bem como possibilitar a penetração de fontes intermitentes na matriz elétrica (GUZZI, 2016). As técnicas de armazenamento de energia são as abordagens efetivas para lidar com comportamentos estocásticos e voláteis da geração de energia renovável. Além disso, a energia armazenada pode ser liberada quando a geração de eletricidade a partir de energia renovável é insuficiente (KUANG, 2016). Blechinger *et al.* (2014) forneceram uma análise comparativa para o sistema de fornecimento de energia, em que o nível de penetração de energia renovável com armazenamento de energia pode ser de até 70,9%, enquanto o nível sem armazenamento de energia é de apenas 45,8%. Pode-se verificar que um sistema confiável de armazenamento de energia é uma abordagem importante e efetiva para melhorar a penetração de energia renovável. Em Zhou, Benbouzid, Charpentier, Scuiller e Tang (2014) é apresentada uma visão geral e o estado da arte do armazenamento de energia. As características de diferentes tecnologias de armazenamento de energia foram analisadas e comparadas.

Vários métodos de armazenamento estão atualmente em desenvolvimento, sendo alguns baseados em técnicas antigas, aplicadas à tecnologia moderna, como as usinas reversíveis, que utilizam reservatórios de água para armazenar energia potencial gravitacional, e outras completamente novas, como os volantes de inércia, que se utilizam da energia cinética como meio de armazenagem. Atualmente, no total existem seis tecnologias diferentes de armazenamento de energia em uso, ou em estágio avançado de desenvolvimento que merecem destaque, sendo elas o armazenamento de ar comprimido, baterias, volantes de inércia, supercondutores, supercapacitores e as usinas reversíveis.

De todos os sistemas, a usina hidrelétrica reversível (UHR), torna-se o mais viável para sistemas de pequeno porte, e períodos de armazenamento da ordem de alguns dias, por sua simplicidade de construção em relação aos outros sistemas de armazenamento (PASQUALI, 2006).

Rehman, Al-Hadhrami e Mahbub (2015) defendem que os sistemas combinados de geração (sistemas híbridos), notadamente a fonte eólica associada a hidrelétrica reversível são uma forma viável de alcançar uma alta penetração de fontes renováveis, desde que os componentes do sistema sejam corretamente dimensionados.

Neves *et al.* (2014) realçam que o sistema híbrido de energia renovável é uma solução eficaz para o fornecimento de eletricidade para as ilhas, bem como aldeias remotas, nas quais a geração de energia elétrica renovável pode exceder 50% da geração total. Katsaprakakis *et*

al. (2013) analisaram um sistema de energia híbrido, em que as energias renováveis podem fornecer 94% da demanda total de eletricidade, com baixos custos operacionais e de manutenção, além de não depender das flutuações dos preços do diesel. Zuculin, Pinto e Barbosa (2014) compartilham da ideia de utilizar UHR para atender a expansão de fontes renováveis intermitentes, mas apontam que, para inserir-se no Sistema Interligado, as UHRs devem ser viáveis economicamente e estabelecer novas bases regulatórias para sua operação.

2.4.1. Sistemas híbridos em ilhas

Como foi mencionado anteriormente, as ilhas apresentam ainda uma forte dependência de combustíveis fósseis importados, devido à escassez de fontes convencionais, e consequentemente um custo de eletricidade elevado. Sob esta perspectiva, de acordo Rehman *et al.* (2015), o sistema de armazenamento em sistemas isolados, como nas ilhas, parece ser uma opção promissora para atender o alto custo de produção de eletricidade e o aumento contínuo a demanda de energia encontrada nessas áreas.

Caralis e Zervos (2012) examinaram a capacidade do sistema de energia grego para absorver a energia renovável e a necessidade de sistemas de armazenamento bombeado, e os resultados mostraram que, para o aumento gradual da produção variável de fontes de energia renováveis, é necessário o armazenamento de bombeamento. Segundo Rehman *et al.* (2015), a técnica é atualmente o meio mais econômico para armazenar grandes quantidades de energia elétrica, mas os custos de capital e a presença de geografia apropriada são fatores críticos e decisivos. O design de quase todas as centrais de bombeamento é altamente dependente das características do local. Um local com água suficiente disponível é considerado bom para o desenvolvimento da planta de PHES, se a topografia e a geologia da área forem favoráveis.

Entretanto, Neves *et al.* (2014) ressaltam que, sistemas compostos com apenas sistemas reversíveis hidrelétricas não são confiáveis o suficiente para garantir a segurança do provisionamento e alcançar altas percentagens de renováveis. Por isso tem-se desenvolvido estudos que envolvem combinações de outras fontes, denominados de sistemas híbridos. Essa ideia é reforçada por Kaldellis e Kapsali (2010), quando afirmaram que somente desenvolvendo estações de energia híbridas devidamente projetadas com base na exploração de FERs e interligando algumas áreas nas ilhas é possível enfrentar a crescente demanda de eletricidade da área, com o custo racional de geração de eletricidade, minimizando também os impactos ambientais devido à utilização das fontes fósseis.

Das combinações de sistemas híbridos em ilhas, dependendo do tipo de recursos endógenos, estão disponíveis fontes renováveis como o vento, a energia solar fotovoltaica (PV) e biomassa. Neves *et al.* (2014) citam que, no caso das ilhas, existem configurações possíveis devido à dimensão e heterogeneidade de ilhas e recursos renováveis, onde locais marinhos com abundância de recursos solar e eólico apresentam combinações de energia eólica/ fotovoltaica/ centrais térmicas de diesel (DPP, sigla em inglês) Uma vantagem importante dessas plantas híbridas é a melhoria da segurança dinâmica de sistemas de energia não interconectados através da introdução das turbinas hidrelétricas.

Para Rehman *et al.* (2015) o uso combinado de energia eólica com PHES é considerado como um meio para explorar o potencial de vento abundante, aumentar a capacidade instalada no vento e substituir a fonte de pico convencional. Kapsali e Kaldellis (2010) examinaram a viabilidade econômica de um sistema bombeado em combinação com a penetração da energia eólica a ser conectado à rede elétrica local de uma ilha do Mar Egeu, Lesbos, com quantidades garantidas de energia durante os períodos de demanda máxima de carga. De acordo com os resultados obtidos, a implementação deste projeto demonstrou excelente desempenho técnico e econômico. A contribuição da fonte de energia renovável foi dobrada atingindo quase 20% do consumo de energia elétrica da ilha de Lesbos.

Margeta e Glasnovic (2011) apresentaram as principais características de uma usina de energia híbrida composta da usina hidrelétrica reversível modificada operando juntamente com a usina de energia fotovoltaica. A viabilidade e as características da usina de energia híbrida foram testadas em fornecimento de energia da ilha de Vis na Croácia. Afirma que o sistema é viável e pode ser instalado e bem sucedido em diferentes locais e pode variar com a capacidade

Neves, Silva e Connors (2014), elaboraram um estudo para ilhas remotas com baixa demanda (população abaixo de 10 mil habitantes). Os autores analisaram um conjunto de indicadores relacionados com a caracterização desses locais, com o intuito de identificar os fatores determinantes para o sucesso da implementação das FER e verificar como estes diferem entre as ilhas e aldeias remotas. Na Figura 23, pode-se verificar a relação entre tipo de sistema e demanda per capita, elaborado pelos autores.

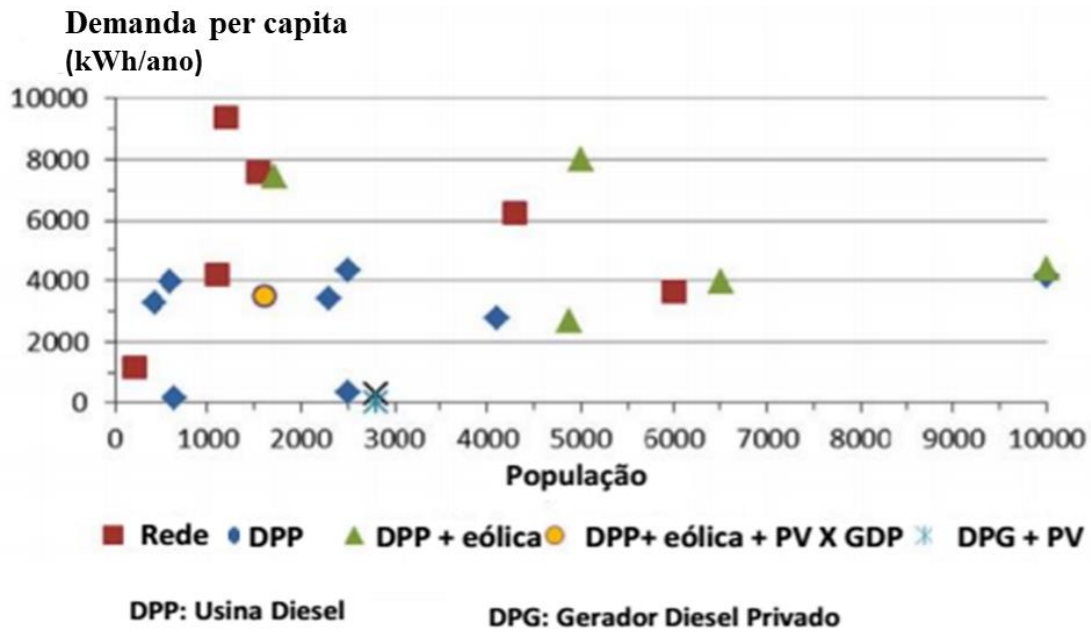


Figura 23 - Distribuição dos sistemas de abastecimento existentes por demanda per capita

Fonte: NEVES *et al.* (2014)

Os autores, concluíram que geradores privados e os sistemas fotovoltaicos são aplicados apenas em casos de baixa demanda, enquanto a combinação de sistemas das centrais de diesel (DPP, sigla em inglês) com a eólica (DPP / Wind), que estão conectados à rede, são aqueles usados para demandas maiores. É possível observar também que DPP é comumente usado para responder a um grande número de casos, o que mostra que é ainda a tecnologia mais flexível para ajustar a diferentes tipos de exigência (NEVES *et al.*, 2014).

Na Irlanda, há uma proposta para instalação de 480 MW de armazenamento de água do mar. Esta planta seria capaz de utilizar aproximadamente um terço do excesso de eletricidade gerada pelos 5000 MW de turbinas eólicas que deverão estar em operação até 2020 de acordo com o plano energético da Irlanda. O mesmo pode ser aplicado à geração solar: a central de armazenamento de bombeamento pode contribuir para a produção constante de eletricidade durante a noite, quando não irradiação solar para operar uma usina de energia solar.

Para Rehmam *et al.* (2015), a maioria das ilhas apresentam condições favoráveis para fontes de energia renováveis, principalmente nas regiões áridas. Um bom exemplo são as ilhas de Cabo Verde, onde a energia do vento, solar, corrente marítima e onda está disponível, e em grande quantidade, especialmente a energia eólica e solar. De acordo com a MWH (2009), entre todas as tecnologias de armazenamento existentes, a UHR é a tecnologia mais adequada para pequenas redes autônomas de ilha por apresentar um armazenamento massivo de energia, maturidade tecnológica e compatibilidade econômica ao longo da vida útil do projeto.

3. SETOR ENERGÉTICO DE CABO VERDE

O Setor Energético em Cabo Verde é tutelado pelo Ministério do Turismo, Investimentos e Desenvolvimento Empresarial. A Direção Geral de Energia (DGE) é o órgão executivo competente para a concessão e proposta de estratégias, regulamentação e coordenação da execução das políticas e diretivas do governo na área da energia (MTIE, 2014b).

No mercado dos combustíveis para a produção de eletricidade, operam 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. Ambas são as principais responsáveis pelas importações e distribuições de combustíveis no país. Do total do combustível fóssil importado por Cabo Verde, uma parte destina-se a reexportação (Jet A1 para aviação e gasóleo para os transportes marítimos). No entanto, grande parte é destinada ao consumo interno, essencialmente para os transportes e produção de eletricidade e água dessalinizada (MTIE, 2014a).

A principal empresa a operar no setor elétrico em Cabo Verde é a empresa pública de eletricidade e água – ELECTRA S.A.R.L cujo objeto econômico-social é a produção, distribuição e comercialização da água e energia elétrica. (pertencendo ao estado de Cabo Verde). Trata-se de uma empresa pública que desde 2000 possui a concessão da rede de distribuição e opera as maiores centrais de produção. A exceção das ilhas da Boavista, onde opera a empresa público-privada Águas e Energia de Boavista como subconcessionária do serviço público (AEB) e da ilha do Sal, que opera a empresa Águas de Ponta Preta (APP), empresa de tratamento de água e energia do Sal desde 2005, como produtor independente (MTIE, 2014a).

Quanto ao mercado das Energias renováveis estão envolvidas duas entidades: a Cabeólica, empresa público-privada que, desde 2009, opera em Cabo Verde operando nas ilhas (Santiago, Sal, São Vicente e Boavista) e ainda a *ELETRIC WIND* empresa privada produtor independente responsável pela exploração da energia eólica na ilha de Santo Antão (DGE, 2014b).

Devido à insularidade, as empresas responsáveis pela distribuição de combustíveis contam com uma vasta rede de redistribuição por todo o território, cada ilha possuindo um sistema energético isolado com características próprias de oferta e demanda, em que os derivados do petróleo consumidos em Cabo Verde seguem um complexo sistema de importação e redistribuição. Inicialmente os combustíveis importados, são armazenados nas

ilhas de São Vicente, Sal, e Santiago. A partir desses centros de armazenamento, os combustíveis são distribuídos por via marítima pelas restantes ilhas. Entretanto nos locais mais remotos o transporte dos combustíveis para produção de eletricidade é feito pela estrada. A eletricidade consumida em cada ilha é produzida localmente, majoritariamente pela transformação do gasóleo ou do óleo combustível. O gasóleo é utilizado nas centrais de menor dimensão enquanto o óleo combustível é utilizado nas centrais principais das ilhas de São Vicente, Sal e Santiago (Praia) (MTIE, 2014b).

A rede de distribuição possui uma extensão com um total de 297,6 km de linhas aéreas e 538,7 km de linhas subterrâneas, sendo a distribuição de energia efetuada, na maioria das ilhas, através de uma rede de média tensão de 20 kV. Santiago é a única ilha com 43 km de linha de 60 kV. Em algumas ilhas, a rede está sendo reforçada para suportar maior penetração de energia de origem renovável. A distribuição de potência pelas ilhas é desigual, variando entre o 0,9 MW na ilha da Brava ou 1 MW na ilha do Maio e os quase 70 MW em Santiago (MTIE, 2014b)

3.1. Contextualização e perspectivas futuras do setor elétrico

O acesso à energia é um dos pilares de crescimento econômico e social de Cabo Verde, uma vez que contribui na criação de postos de trabalho, na melhoria da produtividade, no desenvolvimento do setor privado, no acesso a informação e a comunicação, na redução do déficit externo e à promoção do setor do turismo. A energia constitui assim um dos setores estratégicos, tendo o desenvolvimento sustentado como objetivo final.

O setor Energético de Cabo Verde é caracterizado pelo consumo de combustível fóssil (derivados do petróleo), biomassa (lenha) e uma pequena expressividade de utilização de energias renováveis (MTIE, 2014b). A energia renovável, principalmente a eólica e a solar fotovoltaica, representa ainda uma parcela muito pequena no total de energia consumida e são utilizadas na produção de eletricidade e bombeamento de água. Diante disso, fica notório que o consumo de energia constitui um dos principais problemas para Cabo Verde, pelo fato de não possuir combustíveis fósseis, dependendo essencialmente das importações para atender a maior parte das suas necessidades em energia. Este fator, aliado ao custo da insularidade e a alguma ineficiência no setor, como é o caso de cortes de energias constantes, resulta num elevado custo de eletricidade em Cabo Verde que é cerca de 70% superior ao da União Europeia (PERCV, 2011).

Contudo, este cenário tem-se alterado nos últimos anos. Com a integração de algumas fontes renováveis neste setor, mesmo com aumento significativamente do consumo de combustível fóssil ao longo dos anos em Cabo Verde, desde 2011 tem-se verificado uma mudança considerável neste cenário, conforme se pode observar na Figura 24.

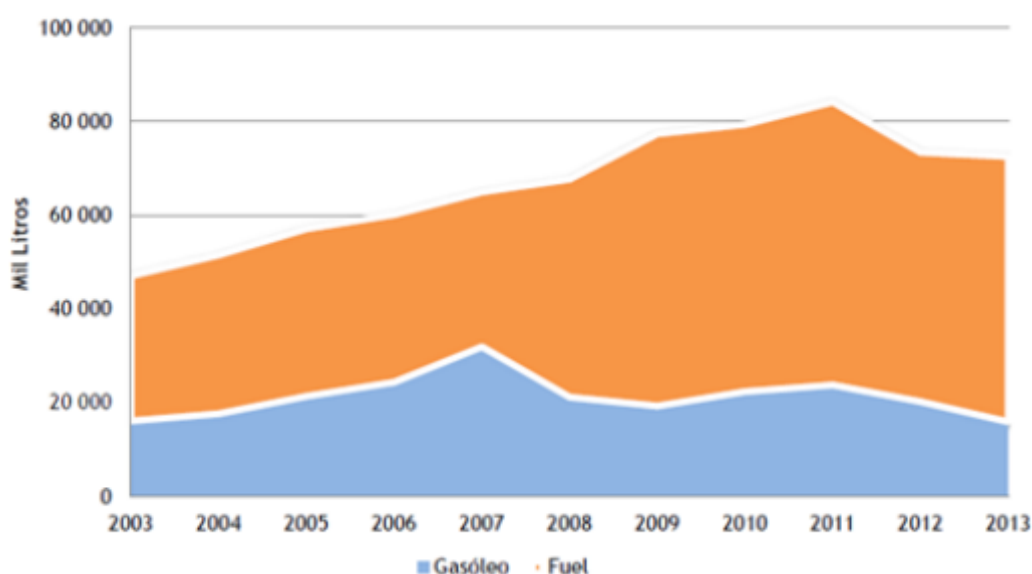


Figura 24 - Evolução do consumo de combustíveis em Cabo Verde

Fonte: MTIE (2014b)

Fica evidente que embora o combustível fóssil continue sendo representativo na produção de eletricidade no país devido ao aumento da capacidade instalada das térmicas, é notório o crescimento a geração por parte das renováveis últimos anos, como é apresentado na Tabela 5. A eólica, contribuiu com cerca de 18,8% em 2015, para o total da produção de energia elétrica, tendo registado uma diminuição de 5,1% quando comparado com 2014. A contribuição da energia solar no mix de produção de energia elétrica foi de 1,4%.

Tabela 5 - Evolução da produção de energia por fonte de energia (GWh)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Solar	2	9	7	7	7	6
Eólica	2	16	61	76	83	79
Térmica	342	340	302	308	312	336

Fonte: INECV (2016)

Observa-se que a fonte eólica foi a que mais cresceu nos últimos anos, ocasionando assim a quebra da tendência de crescimento da potência fóssil em 2012, apesar do aumento contínuo do crescimento do total da potência instalada (MTIE, 2014a).

De acordo com os estudos feitos pela *GESTO* (2011), publicado no Plano Diretor das Energias Renováveis de Cabo Verde (PDERCV), em virtude do dinamismo econômico que o país vem apresentando nos últimos 15 anos ao nível do continente africano deparou-se com uma procura exponencial de eletricidade. Estima-se que o consumo de energia elétrica possa duplicar até 2020. Estes estudos analisam a evolução da demanda da energia elétrica em Cabo Verde, considerando três cenários: conservador, intermédio e agressivo. O cenário intermédio prevê que a procura total das nove ilhas possa atingir os 670 GWh em 2020, representando uma taxa de crescimento de cerca de 8% ao ano no período 2013-2020. Portanto, num cenário de continuidade 2020-2030 de eletricidade crescerá a um ritmo de 6% (*GESTO*, 2015). A Figura 25 elucida o rápido crescimento do consumo de energia por setor de 2005 até 2030

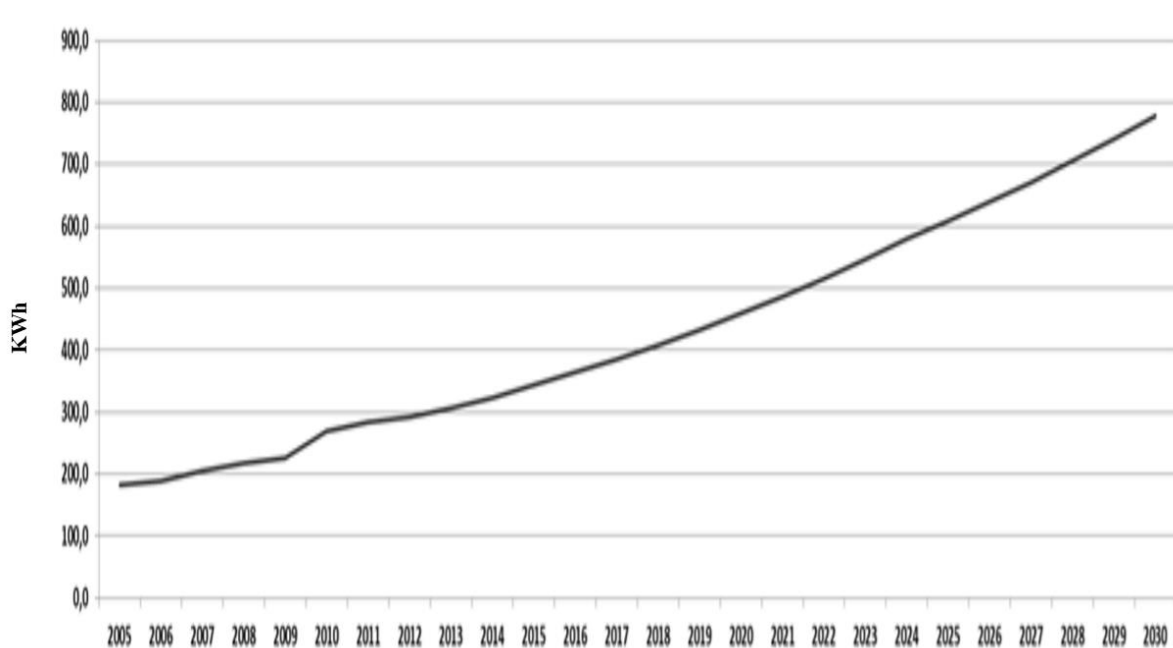


Figura 25 - Evolução da demanda de energia elétrica (kWh)

Fonte: ECOWAS (2015).

Entretanto, convém lembrar que Cabo Verde apresenta uma forte dependência relativamente à água dessalinizada o que realça o papel crucial da energia relativamente ao desenvolvimento do país. Esta tecnologia de produção de água exige um processo energético intenso. Dados da Electra demonstram que a água de origem subterrânea representou apenas

7,2% do total (4.383.690 m³) produzido durante todo o ano 2012. No mesmo ano, os processos de dessalinização e bombeamento de água consumiram cerca de 5,7% do total de energia elétrica produzida (ELECTRA, 2012). Em suma, a extrema escassez de água potável e o recurso obrigatório à dessalinização da água do mar fazem do setor da água um grande consumidor de energia elétrica.

Prevê-se que as necessidades de água, de forma a responder ao desenvolvimento econômico e ao aumento das taxas de cobertura da rede de abastecimento, conduzam a um aumento da produção de água sendo, por isso, de esperar um aumento significativo do consumo de eletricidade neste setor (PERCV, 2011).

De acordo com Lopes (2016), o alcance ao acesso universal à eletrificação em Cabo Verde, só será possível, caso o país adotar estratégias de modo a reduzir as tarifas de eletricidade que ainda são relativamente caras, tendo em consideração o sistema atual, sendo esta uma das principais barreiras das famílias cabo verdianas na integração da rede elétrica, dada a incapacidade das famílias em pagar a conta de energia elétrica, devido ao desemprego e os baixos rendimentos domésticos.

Tendo em consideração as limitações de Cabo Verde em recursos naturais, o modelo de produção de eletricidade atualmente existente contribui para o aumento da importação de combustíveis. Isso porque de acordo com a MTIE (2011), considerando apenas os projetos provenientes de fontes renováveis existentes atualmente juntamente com o aumento da demanda previsto para 2020, o consumo de combustíveis fósseis continuará aumentando. Isto mostra que com os projetos atuais, Cabo Verde continuará com sua dependência face aos combustíveis fósseis, com todos os problemas, caso se verifique um cenário de elevados preços internacionais.

Reflexos desta dependência dos combustíveis fósseis, as tarifas de eletricidade praticadas em Cabo Verde, registam valores superiores à média das referências utilizadas no estudo que serviu de base à elaboração do PDERCV, nomeadamente, Portugal, Senegal, Costa do Marfim, Camarões, Gana, Guiné-Bissau e Nigéria, conforme se depreende da análise do quadro da Figura 26.

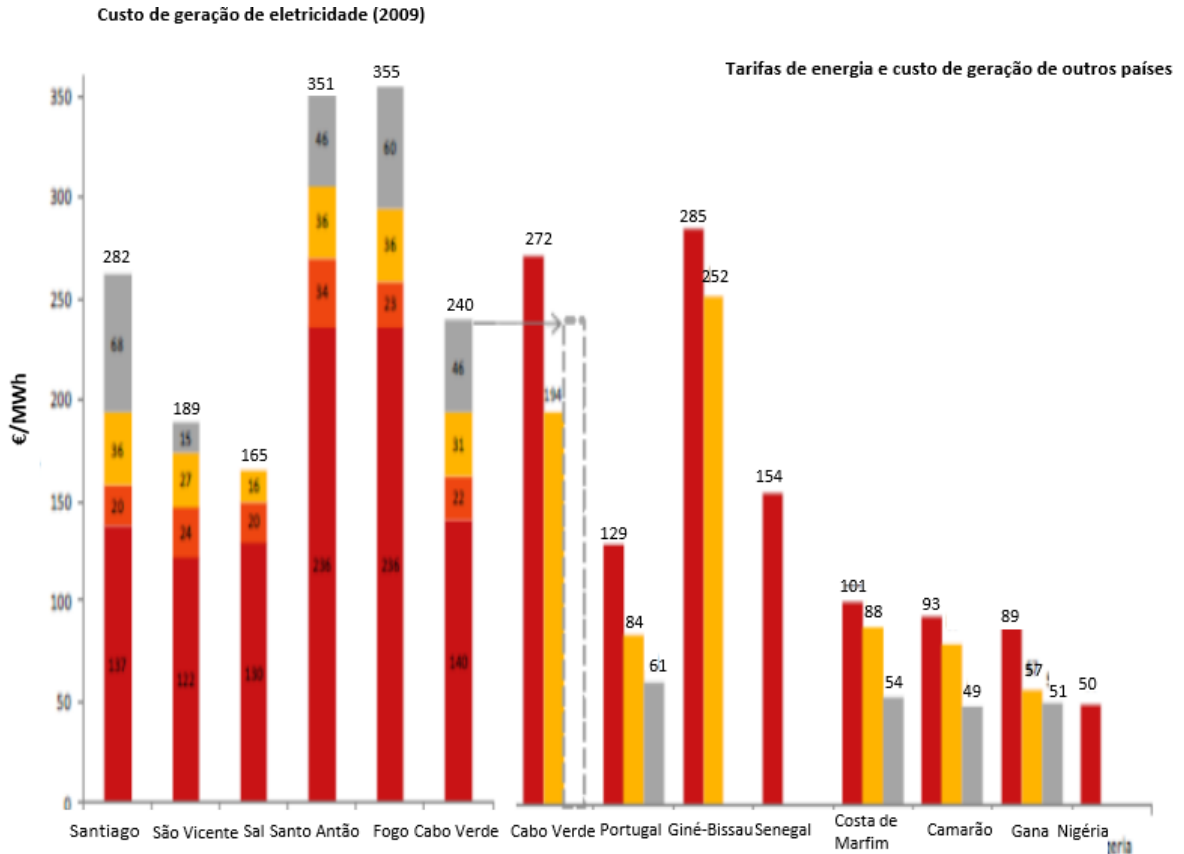


Figura 26 - Comparação dos custos de geração em Cabo Verde com as tarifas praticadas em vários países Africanos

Fonte: PERCV (2011)

As tarifas praticadas em Cabo Verde encontram-se intrinsecamente associadas ao custo de geração de energia elétrica, custo esse que, tendo em consideração a matriz elétrica atual do país, depende fortemente do custo dos combustíveis despendidos na geração de energia. De modo a refletir os custos de produção acrescidos, a ARE aumentou em cerca de 30% as tarifas da eletricidade entre 2005 e 2009. No entanto, no mesmo período, as perdas de energia tanto técnicas como não técnicas, aumentaram substancialmente (tendo passado de 17% em 2005, para 26% em 2009). De acordo Monteiro (2012) as elevadas tarifas constituem um problema socioeconómico e um entrave ao desenvolvimento da economia do país, portanto considera-se urgente atingir uma redução substancial dos custos de geração de energia.

Embora, a insularidade dos vários sistemas possa justificar esse custo acrescido, em particular no valor dos combustíveis e obriga a custos adicionais de transporte e armazenamento de combustível, na visão da GESTO (2011), existem formas de atingir uma drástica redução no custo de geração de energia no arquipélago. Para isso a composição do parque eletroprodutor precisa ser alterada investindo em tecnologias renováveis com custos de

exploração reduzidos e identificar/eliminar as perdas não técnicas responsáveis por uma substancial quota-parte do custo de geração de energia no país.

Por outro lado, o acesso à energia elétrica em Cabo Verde para suprir as diferentes necessidades continua muito deficitário, pois o sistema produtor de energia atual de Cabo Verde apresenta grande instabilidade, provocado, sobretudo pela ocorrência de falhas e avarias nos geradores, assim como pela ocorrência de defeitos nas redes de transporte e distribuição. Perdas essas, que estão relacionadas com roubos e fraudes no consumo de energia, trazendo consequências negativas tanto para a concessionária quanto aos consumidores (GESTO, 2011).

Diante da importância e da necessidade que este setor apresenta, para atender essa crescente demanda, o Governo tem investido em energias renováveis e alternativas, com a consequente redução da dependência da importação de combustíveis, de forma facilitar o acesso contínuo ao fornecimento de energia, em condições de qualidade. Para isso, o Governo elaborou um plano de ação política energética com o objetivo de atingir 50% de penetração de energias renováveis até 2020. Entretanto, para que isso seja possível é preciso que se cumpra um conjunto de requisitos ao nível das infraestruturas de suporte e do financiamento. Para isso o Programa de Ação tem como foco 5 eixos principais:

- Preparar a infraestrutura;
- Garantir o financiamento e envolver o setor privado;
- Implementar os projetos;
- Maximizar a eficiência (a nível das perdas de energia);
- Lançar o Cluster das Energias Renováveis.

Até 2020, o objetivo desse Plano de Ação é instalar em Cabo Verde de mais de 140 MW de energias renováveis através de um plano de investimentos superior a 300 milhões de euros. Este plano permitirá, assim, a criação de mais de 800 postos de trabalho e, adicionalmente, atingir, em 2020, custos de geração de energia 20% inferiores aos atuais. Prevê-se ainda economizar cerca de 4.080 Mil Milhões de ECV de importações, o equivalente a cerca de 75 milhões de litros de fuelóleo (óleo combustível) ou gasóleo e diminuir em 225.000 toneladas das emissões de CO₂ (MTIE, 2011).

3.2. Energias renováveis em Cabo Verde

O setor das energias renováveis é o mais avançado em Cabo Verde. Existem políticas, metas e medidas em implementação e já implementadas. Com base no plano de ação voltado para energias renováveis, foi elaborado o Plano Estratégico Setorial das Energias (PESER), com o intuito de identificar as áreas e propor o respectivo zoneamento ao nível da gestão territorial que, de acordo com a estratégia de uso e ocupação do solo definida pelo Governo de Cabo Verde, poderá servir como impulsionador para o desenvolvimento de projetos na área das energias renováveis (PERCV, 2011).

Com o desenvolvimento do PESER, foram estabelecidas as Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis (ZDER), destinadas para implantação de projetos solares, eólicos, hídricos, geotérmicos, de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) e marítimos (Diário da República de Cabo Verde, 2011).

De acordo com os estudos feitos pelo PERCV, o potencial de energia renovável de Cabo Verde foi estimado em torno de 2610 MW, sendo a fonte solar com potencial em torno de 2068 MW, o mais econômico o vento com potencial estimado em 306 MW com custos inferiores a metade do custo do diesel e óleo combustível, tendo sido estudados mais de 650 MW em projetos considerados Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis (ZDER). Atualmente outras fontes estão sendo exploradas como os resíduos sólidos urbanos, centrais hidroelétricas de bombeamento pura, enquanto que as ondas, marés e a geotermia apresentam uma elevada incerteza associada à tecnologia e ao próprio recurso. Entretanto, foi identificado um potencial relevante para implementação dessas fontes, no total de 235,5 MW, conforme a Figura 27 (MTIE, 2011).

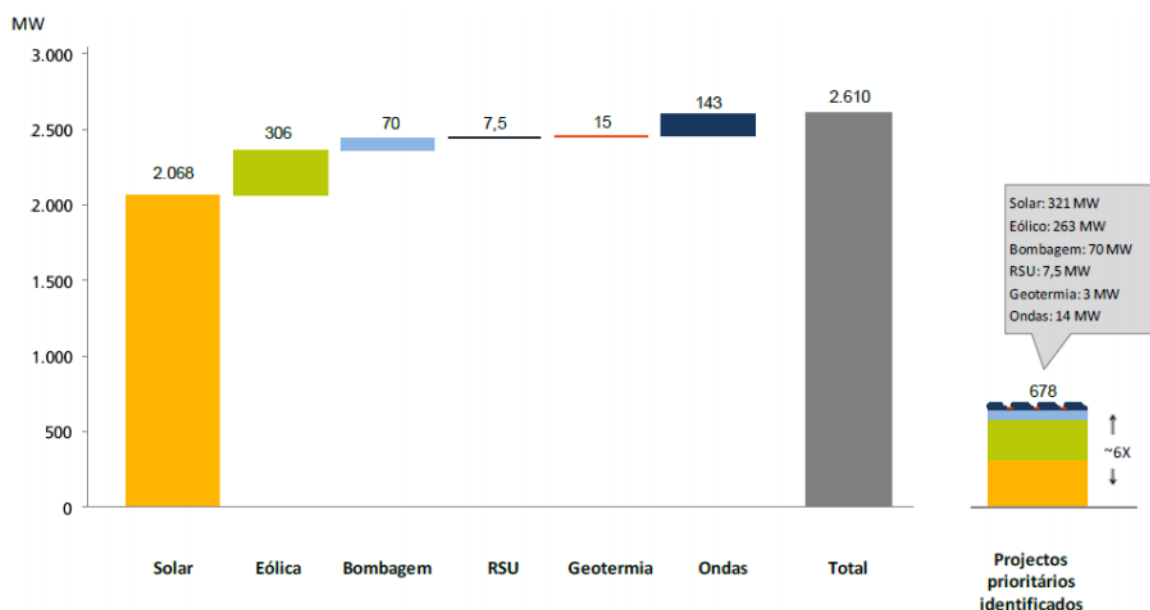


Figura 27 - Potencial renovável por tecnologia em Cabo Verde

Fonte: MTIE (2011)

Pode-se observar que o país não só beneficia de excelentes potenciais como a eólica e solar, como também apresenta grande potencial de energia dos oceanos (marés, ondas, etc.). Entretanto, conforme o PERCV (2011), essas fontes de energia ainda necessitam de estudos de investigação e desenvolvimento para permitir que Cabo Verde, faça o uso, no futuro, destas fontes energéticas.

De acordo com o mesmo, a maioria das ilhas não apresentam potencial de produção de energia hidroelétrica, devido essencialmente ao reduzido escoamento anual médio e baixos desníveis face ao nível da água do mar. Assim como os projetos hídricos, as centrais para a valorização energética de resíduos foram identificadas apenas nas ilhas de Santiago, particularmente na cidade da Praia, e em S. Vicente, uma vez que as restantes ilhas não apresentam uma produção de resíduos suficientes (GESTO, 2011). Por outro lado, a Caldeira, localizada na ilha do Fogo, foi a única identificada com algum potencial para a existência de recursos geotérmicos, e pode ser umas das formas mais competitivas de produzir energia em Cabo Verde.

A Tabela 6 demonstra a distribuição da potência de alguns projetos renováveis identificados nas diferentes ilhas do país.

Tabela 6 - Repartição por ilha/tecnologia da potência dos projetos renováveis identificados em Cabo Verde

Ilha	Projetos Geotérmicos	Projetos Híbridos	Projeto solares	Projetos RSU	Projetos Eólicos	Projetos Ondas	Total
Santiago		60	243	5	77		385
São Vicente		10	8	3	27	4	51
Sal			20		46	4	69
São Antão			10		36	4	49
Fogo	3		4		20		27
São Nicolau			2		16		18
Boavista			30		22	4	55
Maio			3		14		17
Brava			1		6		7
Total	3		321		264	16	678

Fonte: GESTO (2011)

De acordo com ECOWAS (2014), a potência de fontes renováveis, como a eólica e a solar, instalada na rede dos Estados Membros da Comunidade Econômica dos Estados da África Ocidental (CEDEAO), representa apenas 36 MW, estando concentrada principalmente em Cabo Verde, que se destaca como o líder regional, conforme se pode verificar na Tabela 7.

Tabela 7 - Potencial renovável (eólica e solar) instalada em alguns estados membros da CEDEAO em 2014

Países	Potência instalada (MW)		Potência total instalada (MW)
	Eólica	Solar	
Cabo Verde	26	7,5	33,5
Gâmbia	1	0	1
Gana	0	1,92	1,92
Nigéria	0,03	0	0,03
Total	27,03	9,42	36,45

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ECOWAS (2014)

Face ao rigor dos estudos realizados, o Governo de Cabo Verde fixou a ambição de atingir 50% de penetração de energias renováveis a nível nacional até 2020. Estratégica concretizada com a publicação do Decreto-Lei n.º 1/2011 de 3 de Janeiro que busca criar um regime de licenciamento e exercício de atividade específica e adaptado às energias renováveis em Cabo Verde. A Figura 28 mostra a evolução e as previsões da percentagem da capacidade instalada de energia renovável na produção de eletricidade até 2020.

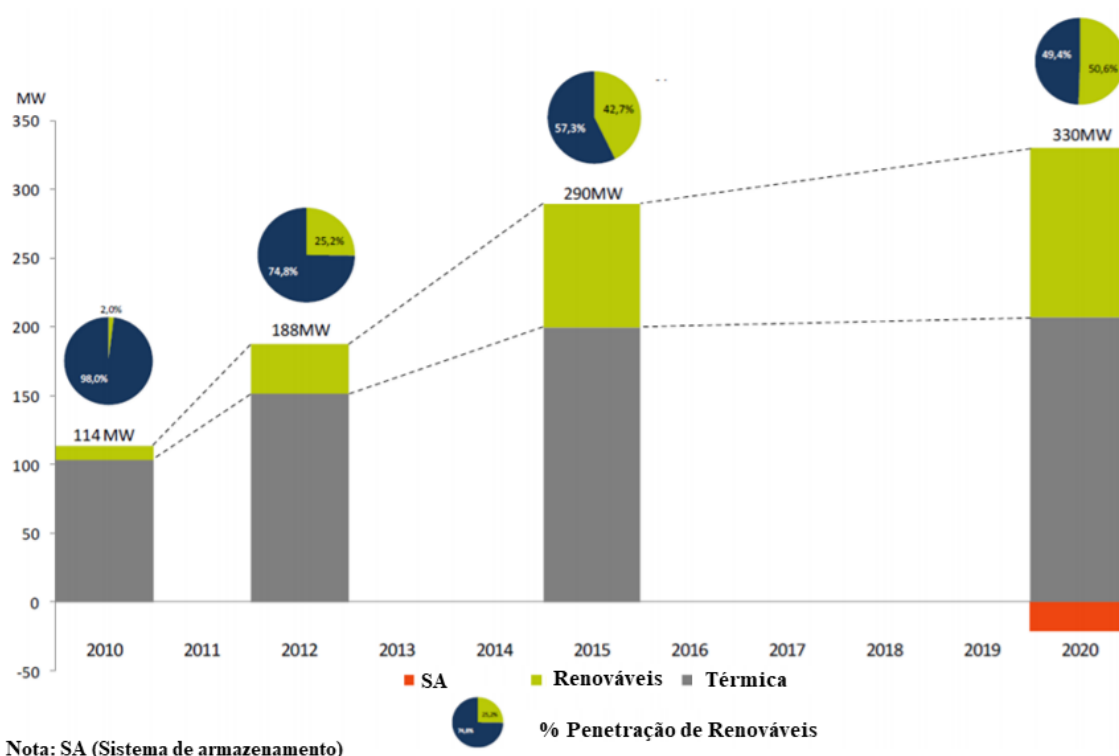


Figura 28 - Evolução das percentagens de energia renovável na produção de eletricidade e previsões

Fonte: ECOWAS (2014)

No que concerne à produção de eletricidade, este setor tem sido alvo de avultados investimentos e reestruturação com reforço de potência e integração de tecnologias de conversão de fontes de energias renováveis, com a construção de novos parques eólicos e solares, fontes que, apesar de ainda representarem uma resposta reduzida para as necessidades energéticas, passaram a ser estatisticamente consideradas na oferta total de energia (PERCV, 2011).

Devido as excelentes condições de vento nas ilhas e por se caracterizarem por serem constantes e com velocidades médias altas, a energia eólica representa a maior contribuição dentro das energias renováveis para a geração de eletricidade nas ilhas de Cabo Verde. Os

parques eólicos nas ilhas de Cabo Verde são considerados os maiores de produtividade do mundo, com fatores de capacidade superior a 0,4 (40 %) (ELECTRA, 2002 & KAGIANNAS *et al.*, 2002). De acordo com Figura 9, percebe-se que desde 2010, a potência das FER tem aumentado significativamente em Cabo Verde. Somente em 2012 o setor elétrico do país apresentou 22% de penetração média de ER (Eólica + Solar) (ELECTRA, 2012).

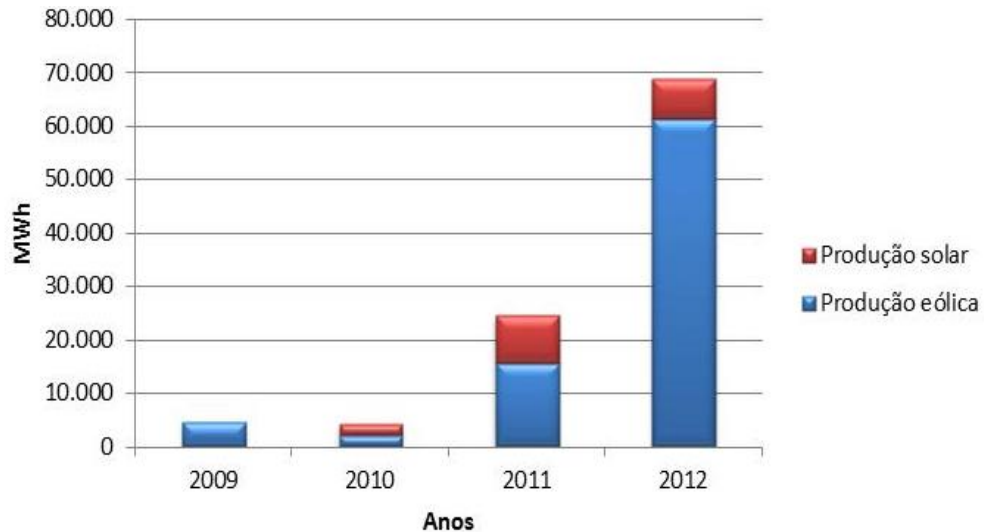


Figura 29 - Evolução da produção de energia renovável em Cabo Verde

Fonte: elaboração própria a partir dos dados de ELECTRA (2012)

Entre os anos 2012 e 2016, a Cabeólica em média contribuiu com aproximadamente 22 % para o fornecimento de eletricidade em Cabo Verde, no entanto, dependendo da ilha e do ano, foi responsável por taxas de penetração de energia eólica médias anuais de até 35 %. A maior taxa de penetração mensal verificada até à data foi registada na ilha do Sal (55 %), conforme apresentado na Figura 30.

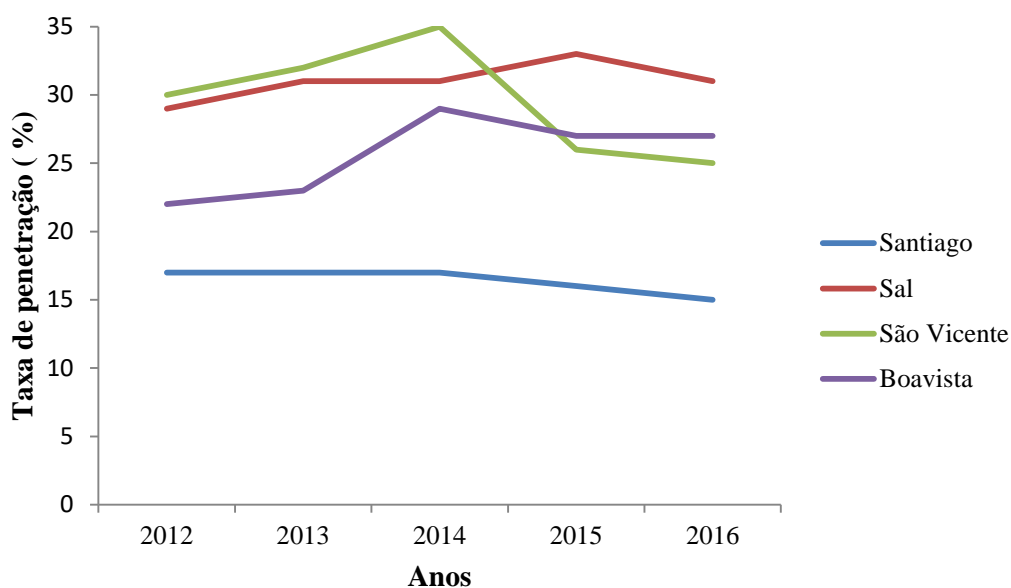


Figura 30 - Taxa anual média de penetração de energia eólica por ilha em %

Fonte: Cabeólica (2016)

Atualmente, o país contribui com quase 100% diesel para um sistema híbrido diesel-eólica/PV, sendo o maior produtor de energia eólica na região CEDEAO (Comunidade Económica Dos Estados da África Ocidental) e premiado pelo Energy Awards África (EAA) com melhor projeto renovável de 2011 (ECOWAS, 2016).

3.2.1. Caracterização dos potenciais de FER

Esta sucessão descreve de forma resumida os potenciais de fontes renováveis que serão utilizadas na modelagem.

3.2.1.1. Potencial eólico

O potencial eólico do arquipélago de Cabo Verde foi recentemente caracterizado pelo *Risø National Laboratory (RISØ)*, com auxílio da metodologia *KAMM/WAsP*, tendo sido realizadas medições de recurso nos seguintes locais: Selada do Flamengo e Selada de São Pedro na ilha de São Vicente, Monte de São Filipe na ilha de Santiago, Palmeira, na ilha do Sal e Sal-Rei, na ilha da Boavista. A Figura 31 mostra o mapeamento da velocidade média dos ventos de Cabo Verde.

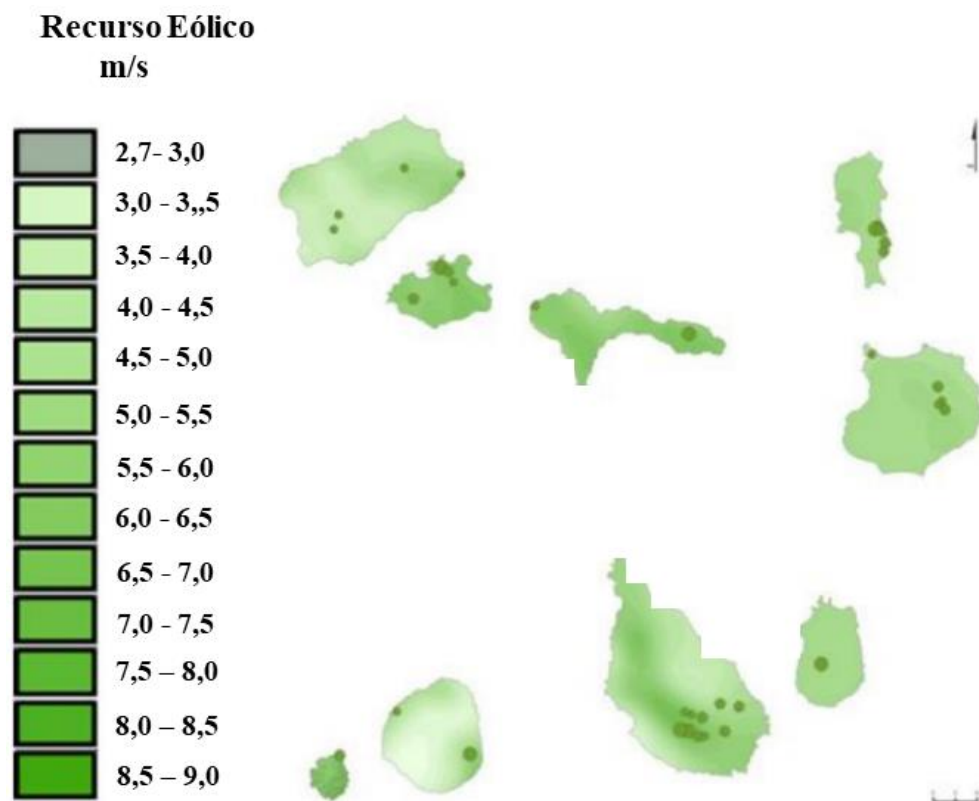


Figura 31 - Mapa de potencial eólico de Cabo Verde

Fonte: PERCV (2011)

O vento predominante provém do setor Nordeste caracterizados por ventos alísios e verifica-se uma sazonalidade com dois períodos distintos ao longo do ano, sendo que os ventos mais fortes ocorrem entre os meses de janeiro e junho e de julho a dezembro, registra-se uma decréscimo significativo das velocidades de vento.

Outro dado importante presente no relatório do RISØ consiste na orientação predominante do vento em Cabo Verde. Segundo este relatório, 90% dos ventos provém de NE. Esta foi também uma evidência comprovada com os trabalhos de campo realizados, através dos quais se observou uma clara orientação NE da vegetação arbórea e arbustiva, fortemente deformada pelo constante regime de ventos.

Com base nos estudos, o potencial do país foi estimado em torno de 306 MW. Atualmente o país possui uma capacidade instalada de 26 MW, sendo 25,5 MW do projeto Cabeólico que foi finalizado em 2011. Esse projeto incluiu a construção de 4 parques nas ilhas de Santiago, Sal, São Vicente e Boavista com as respectivas potências (9,35 MW, 5,95 MW, 7,65 MW e 2,55 MW). O projeto resultou de uma parceria Pública / Privada entre o Governo de Cabo Verde, ELECTRA & InfraCo, com previsão anual de produção superior a 80 GWh por ano. Esta parceria tem como objetivo estratégico a redução da dispendiosa e

poluente produção de eletricidade com base em produtos petrolíferos, a atração do investimento privado e o alívio da pressão sobre o setor público no financiamento exclusivo do setor energético de Cabo Verde (CABEÓLICA, 2014).

Ainda no ano de 2011, a empresa privada *ELECTRIC WIND*, finalizou a construção de uma central eólica com capacidade de produção de 0,5 MW de potência na ilha de Santo Antão com previsão de instalação total de 1 MW de potência, e ainda com vários projetos futuros de energia eólica até 2020, dentro da ambição de Cabo Verde atingir 50 % renovável, conforme ilustrado na Tabela 8.

Tabela 8 - Características dos projetos eólicos instalados em Cabo Verde

Ilha	Potência (MW)	Tipo de turbina	Quantidade de turbina
Santiago	9,35	Vestas- V-52	11
São Vicente	5,95	Vestas- V-53	7
Sal	7,65	Vestas- V-54	9
Boavista	2,55	Vestas- V-55	3
Santo Antão	1		4

Fonte: adaptada do PERCV (2011)

O PDERCV (2011) elaborou uma projeção para a penetração da energia eólica em Cabo Verde baseando em três cenários:

- Cenário de mercado - com base na penetração de ER máxima de cerca de 5% de redução em custo de produção - penetração de ER de 43%;
- Cenário econômico - com base no custo mínimo de geração de eletricidade, considerando os limites técnicos e de segurança para a operação do sistema - penetração de ER de 47%;
- Cenário agressivo- 50% de penetração de energias renováveis, um cenário mais ambicioso, baseado em uma alta penetração de energia solar fotovoltaica e instalação de sistemas de armazenamento (volantes e sistemas de bombeamento de água) - penetração de ER de 52,3%.

A Tabela 9 apresenta valores referentes à capacidade instalada em 2012 bem como a projeção do potencial econômico, do mercado e o cenário que considera 50% de penetração das ER até 2020, para a fonte eólica.

Tabela 9 - Capacidade instalada e projeção do potencial de geração a partir da fonte eólica

Capacidade instalada em 2012	26 MW
Cenário do mercado 2020	54 MW
Cenário econômico 2020	69 MW
Cenário agressivo 2020	76 MW

Fonte: elaboração própria com base nos dados do PERCV (2011)

3.1.1.2. Energia solar

O sol é o maior recurso renovável de Cabo Verde que, em caso de utilização de linhas de crédito concessionais, tornou-se competitivo com os combustíveis fósseis. Também a partir do ZDER, parte integrante do plano energético renovável de Cabo Verde, foi feita a caracterização do recurso solar nas ilhas, consistindo assim no mapeamento da irradiação global, conforme consta na Figura 32.

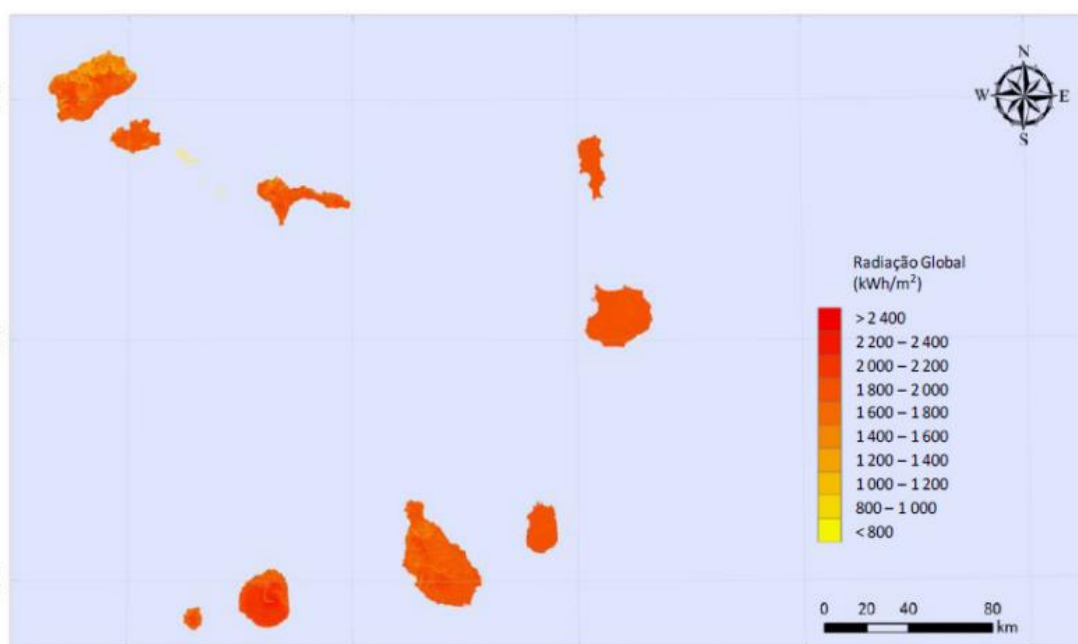


Figura 32 - Irradiação global nas ilhas de Cabo Verde

Fonte: PERCV (2011)

De acordo com um estudo realizado, grande parte do território apresenta uma irradiação global em plano horizontal entre 1800 e 2200 kWh/m²/ano, que pode variar com a inclinação e exposição natural do terreno.

Considerando as áreas mais propícias em cada uma das ilhas para o desenvolvimento de projetos fotovoltaicos, pode constatar-se a existência de uma radiação global horizontal indicativa de 2130 kWh/m²/ano, bastante superior às máximas radiações globais em plano horizontal na Europa (PERCV, 2011).

Em 2012 a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica conectada rede era de 6,4 MW, atualmente, Cabo Verde apresenta um potencial de 7,5 MW, referente aos dois parques solares nas ilhas de Santiago e Sal, ambos desenvolvidos pela empresa portuguesa Martifer Solar e inaugurados em 2010 (ECOWAS, 2014).

De forma análoga da energia eólica, o PDERCV também definiu três cenários de penetração da energia solar com as mesmas premissas adotadas no recurso eólico, conforme mostrado na Tabela 12.

Tabela 10 - Capacidade instalada e projeção do potencial de geração a partir da fonte solar fotovoltaica.

Capacidade instalada em 2012	6,4 MW
Cenário do mercado 2020	9,5 MW
Cenário econômico 2020	9,5 MW
Cenário agressivo 2020	25 MW

Fonte: elaboração própria a partir dos dados do PERCV (2011)

3.1.1.3. Potencial marítimo

Nos últimos anos têm sido desenvolvidos diversos protótipos para aproveitamento da energia das ondas. As ondas do mar possuem mais energia (maior concentração energética) quando comparadas com outras fontes de energias renováveis, nomeadamente eólica e solar, registrando variações previsíveis num maior horizonte temporal. A energia das ondas deverá ser uma das fontes energéticas renováveis com maior importância no futuro, quer sejam sobre a forma de ondulação, correntes marítimas ou gradientes térmicos (GESTO, 2011).

Este tipo de energia renovável encontra-se, ainda, em fase inicial de desenvolvimento em cooperação com países como Portugal, Canadá, Reino Unido, Irlanda (Boletim Oficial da República de Cabo Verde, 2012).

De acordo com Gomes (2014), o mar de Cabo Verde é conhecido por ser relativamente calmo, com uma amplitude da maré de aproximadamente 1 m e com pouca ondulação. Na época das chuvas, entre julho a outubro, devido à instabilidade do tempo que está associada à passagem da convergência intertropical, o mar encontra-se mais agitado. A agitação marítima na região é afetada pela intensidade dos ventos provenientes do Nordeste e com velocidade média anual de 10 m/s. Ainda de acordo com Gomes (2014), existe um baixo escoamento médio de água doce para o mar, devido à pouca precipitação que ocorre nas ilhas ao longo do ano. Porém as chuvas intensas que ocorrem, durante a época da chuva, têm uma grande concentração no tempo e no espaço gerando escoamentos torrenciais para o mar.

O fluxo de maré de Cabo Verde é globalmente orientado norte-sul e as ilhas se comportam como barreiras ao fluxo induzindo velocidades mais altas nos canais entre as ilhas e nos extremos dos grupos de ilhas. A velocidade máxima nos canais entre as ilhas é da ordem de 30 cm/s (GOMES, 2014). A Figura 33 mostra a orientação do fluxo de maré de Cabo Verde.

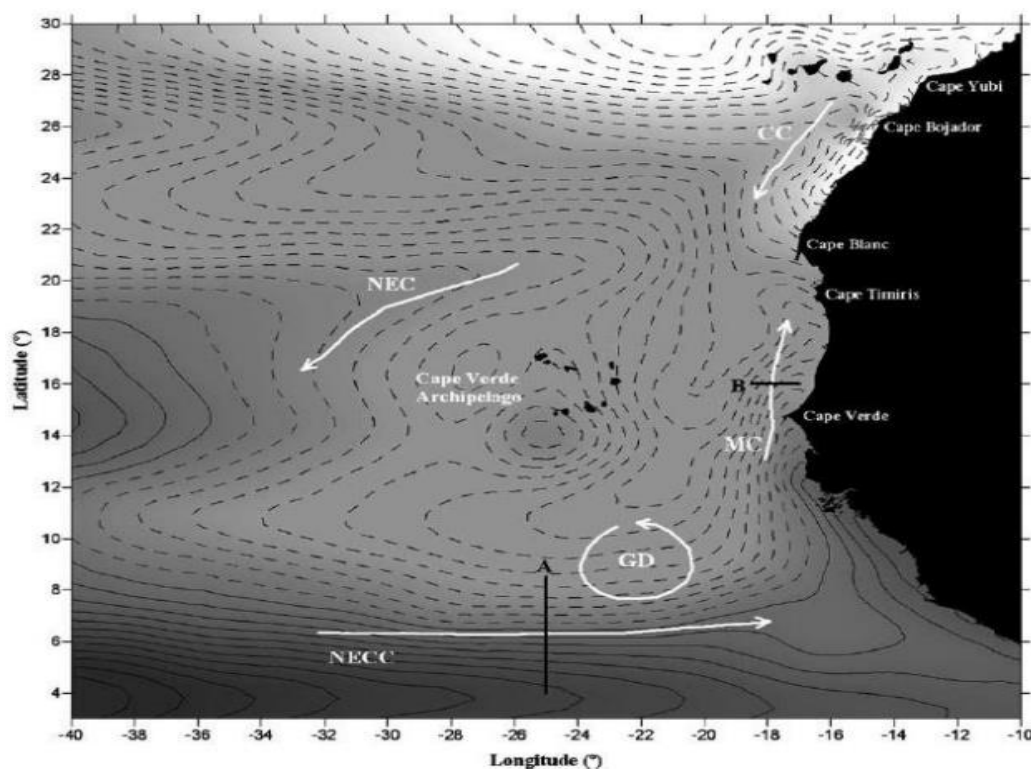


Figura 33 - Circulação das principais correntes na região de Cabo Verde

Fonte: GOMES (2014).

Trata-se de uma base de dados feita a partir das observações e do modelo meteorológico GFS no porto de Palmeira na ilha do Sal, Cabo Verde. Segundo Gomes (2014), as observações foram feitas nessa ilha porque era a única fonte de dados disponíveis para a avaliação quantitativa.

As características da ondulação para o arquipélago foram estudadas ao longo de 11 anos, com base em dados obtidos através de modelos meteorológicos mundiais. Os dados de direção, período e altura significativa da ondulação foram caracterizados e analisados. Os valores obtidos foram utilizados para o cálculo do recurso existente na Figura 34 realizado pela GESTO Energia S.A.

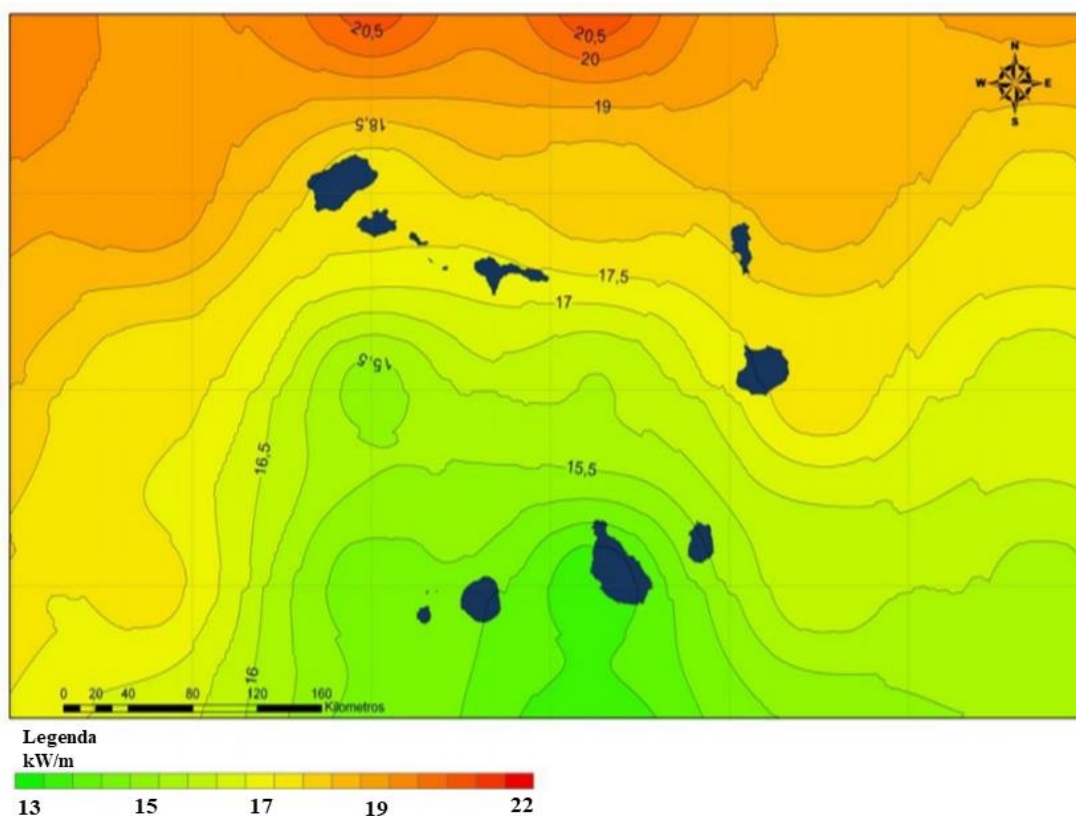


Figura 34 - Fluxo de energia médio para o arquipélago de Cabo Verde (kW/m)

Fonte: PERCV (2011)

O fluxo de energia médio tem valores aproximados de 19 kW/m nas ilhas de barlavento e cerca de 15 kW/m nas ilhas do sotavento. Entretanto, estes valores são considerados reduzidos, se comparados com valores de 40 kW/m existente na costa portuguesa ou 60 kW/m na costa inglesa. Adicionalmente, o recurso está muito concentrado em 4 meses (janeiro, fevereiro, março e dezembro) que prejudica a rentabilidade deste tipo de projetos (MTIE, 2011).

Na Tabela 11 encontram-se descritas as ilhas que apresentam maior potencial de energia a partir do recurso marítimo, que poderão ser exploradas com implementação de equipamentos para produção de energia, para o tal há que se confrontar com as outras formas de energias renováveis.

Tabela 11 - Ilhas com maiores potenciais marítimas identificadas na ZDER

Ilhas	Potência (MW)	Energia (GWh/ano)
Sal	3,7	4,8
Santo Antão	3,7	4,8
São Vicente	3,7	4,6
Boavista	3,5	4,7

Fonte: adaptada do Boletim Oficial da República de Cabo Verde (2012)

É de realçar que o conhecimento sobre a circulação do oceano local no arquipélago de Cabo Verde permanece escasso, pois a falta de pesquisas de campo e estudos de monitoramento não permite obter um conhecimento suficiente para a construção de uma base de dados.

3.3. Usinas hidrelétricas reversíveis em Cabo Verde

A GESTO desenvolveu um Plano Diretor de Energia Renovável para o governo de Cabo Verde em 2011, onde muitas fontes de energia renováveis foram estudadas e, a PHES (planta hidrelétrica de armazenamento bombeado) também foi considerada. Para permitir uma penetração mais profunda das energias renováveis, principalmente dos recursos mais abundantes, solares e eólicos, o armazenamento de energia é necessário.

A análise atual do potencial de armazenamento de bombeamento é parte de um estudo mais amplo chamado "Cabo Verde 50% Renewable". O objetivo deste projeto foi realizar a análise de identificação e viabilidade de projetos renováveis nas ilhas, de recursos, bem como sua integração na rede, respeitando questões técnicas e parâmetros para a segurança do sistema. Como um forte potencial de energia solar e eólica está disponível em todo o território, os sistemas para superar as restrições técnicas da rede (por exemplo, armazenamento) precisam estar disponíveis para uma maior integração de renováveis, sejam, bateria ou instalações de armazenamento de bombas, especialmente em ilhas de maior

consumo, como Santiago e São Vicente. Assim, a integração das energias renováveis no sistema de Cabo Verde precisa ser compensada por uma solução de armazenamento que ajudará a resolver o problema da demanda e do suprimento. Para isso, o fornecimento sempre deve ser garantido, e com a característica intermitente das fontes renováveis, o armazenamento torna-se inevitável.

Em termos de viabilidade econômica as PHES foram consideradas melhores alternativas para armazenamento de energia do que outras tecnologias de armazenamento atualmente disponíveis, como as volantes de inércia, baterias, ar comprimido, supercapacitores entre outros.

3.3.1. Análise do potencial de armazenamento hidrelétrica reversível

A precipitação em Cabo Verde é caracterizada como fortemente sazonal concentrada em apenas três meses do ano e registrando níveis médios muito baixos, traduzindo-se em baixa capacidade de gerar condições suficientes de escoamento para operar uma usina hidrelétrica convencional. Ainda assim, os estudos desenvolvidos durante o Plano Diretor de Energia Renovável de Cabo Verde identificaram vários locais viáveis para usinas hidrelétricas como projetos de armazenamento de bombas não convencional. Entretanto, a necessidade de um estudo mais detalhado sobre a hidrologia de todas as ilhas seria necessário, porém, isso tem apresentado como uma barreira para muitos estudos, devido a inexistência de registros hidrométricos no país.

Dentre todas as nove ilhas, Santiago e São Vicente revelaram potencial associado ao armazenamento de bombas hidráulicas, que são as ilhas com maior consumo de energia. A Tabela 12 mostra o tipo e a descrição dos locais identificados pelo PDERCV.

Tabela 12 - Locais identificados para projetos de armazenamento Hidrelétrico

Áreas Identificadas	Tipo	Descrição
Santiago	Bombeamento fluvial e oceânico	Certeza de enchimento natural e potencial oceânico
São Vicente	Bombeamento de água marinha	Incerteza do enchimento natural

Fonte: ECOWAS (2011)

A ilha de São Vicente apresentou uma opção de armazenamento com bombeamento com água do mar, chamada Monte de Goa-A, e a opção com água do mar dessalinizada, chamada Monte de Goa-B (RAMOS *et al.*, 2014). Na ilha de Santiago vários lugares foram selecionados, em que a maioria dos quais na parte sudoeste. Entre os locais estão identificados, Chã Gonçalves, Mato Sancho e Ribeira dos Picos (ANDRÉ *et al.*, 2017). A Figura 35 mostra os potenciais identificados nas duas ilhas, onde foram realizados o mapeamento.

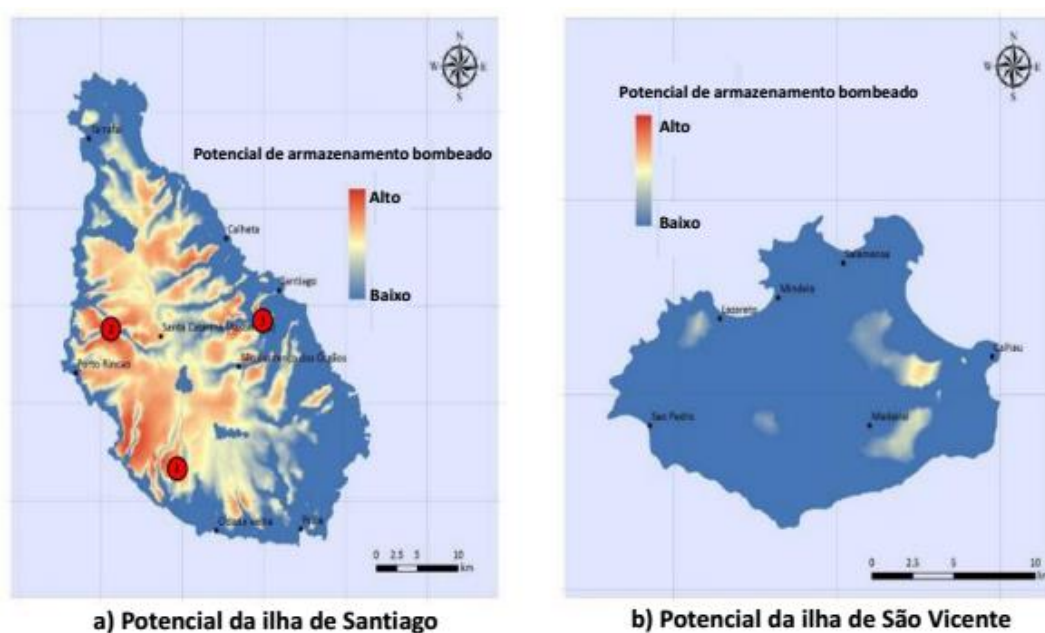


Figura 35 - Potencial de armazenamento bombeado para as ilhas mapeadas

Fonte: ANDRÉ *et al.* (2017)

De acordo com André *et al.* (2017), a ilha de São Vicente não apresenta boas condições hidrológicas para armazenamento convencional, o que confirma que realmente a técnica mais apropriada seria uso de bombeamento de água marinha. O sistema de bombeamento presente na ilha destina-se atualmente, apenas para processos de dessalinização (SEGURADO *et al.*, 2010). A planta de PHES para a ilha de Santiago está projetada para o ano de 2020 e é de tipo *off-stream*, ou seja, ambos os reservatórios são independentes de um fluxo de fluxo natural, de modo que a energia potencial armazenada depende inteiramente da água que foi previamente bombeada. Terá uma capacidade instalada de 20 MW distribuída em duas unidades hidrelétricas de 10 MW (BARREIRA, PHYS, 2017).

É de realçar que, embora, apenas as duas ilhas foram identificadas como os locais que apresentam potencial para armazenamento, não significa a rigor que outras ilhas não possam

ter condições apropriadas. Lembrando que, uma das restrições da tecnologia de armazenamento de energia de UHR é a necessidade de locais apropriados. Isso porque, a boa eficiência deste tipo de sistema está condicionado a grandes desníveis entre reservatórios. Ainda Rehman *et al.* (2015), confirmou que, a maioria dos estudos está focado em regiões montanhosas. Além disso, como foi mencionado anteriormente, MWH (2009) enfatizou que as UHRs que têm sido construídas possuem alturas de queda entre 30 m e 760 m, mas um valor mínimo adotado para estes empreendimentos é em torno de 100 m. Normalmente, a solução mais econômica está ligada a grandes quedas (grande H_u). Os Q_s (vazão) maiores precisam de equipamentos grandes, grandes turbinas que aumentam muito o preço de tal investimento. A melhor opção é consequentemente dois reservatórios com uma grande variação de alturas do reservatório inferior e superior. Isto significa que quanto maior for a potência instalada, menor será a razão $\text{€} / \text{MW}$. Em resumo, o cenário mais vantajoso é uma grande queda, o que leva a potência maior. Isso resulta em um preço mais baixo de € por MW, o que torna o sistema mais viável.

De acordo Deane *et al.* (2010), para um local em particular ser atraente para uma instalação de energia hidrelétrica de bombeamento, os elementos técnicos chave necessários são:

- Condições topográficas que proporcionam uma queda adequada entre o reservatório superior e o inferior;
- Condições geotécnicas favoráveis;
- Disponibilidade de quantidades suficientes de água (a qualidade da água também pode ser uma preocupação);
- Acesso a redes de transmissão elétrica e energia de baixo custo.
- As condições geológicas devem ser adequadas para a construção de reservatórios de água (tipo de terreno, vegetação, etc).

Além desses elementos, existem outros elementos adicionais que também contribuem para a instalação de UHR, como: uso de um reservatório existente para o reservatório superior ou inferior (o que reduziria o investimento inicial); condições topográficas que proporcionam o túnel de entrada mais curto possível; Túnel de condução e de descarga (o que diminui as perdas de fricção e diminui a inicialização necessária investimento) e condições de queda que permitem o uso de unidades de bomba / turbina menores.

Estes são fatores principais de engenharia e economia, mas também há questões sociais e fatores relacionados à construção, principalmente da infraestrutura. Estes incluem o cumprimento das diferentes regulamentações ambientais, bem como os regulamentos específicos para esses tipos de construções, onde é dada grande ênfase aos possíveis vazamentos relacionado ao risco sísmico, ou erupções vulcânicas, o que poderia limitar e alterar a localização desta infraestrutura (JIMÉNEZ *et al.*, 2016). Além disso, os critérios climáticos como vento, temperatura e precipitação, também são relevantes para a escolha do local. O vento é relevante devido à geração de ondas, que podem colocar o reservatório em risco. A precipitação pode ser uma influência em duas maneiras, existência de chuva para aumentar a água armazenada e reduzir as necessidades de bombeamento e erosões de declive.

Para o caso específico de Cabo Verde, os valores da velocidade do vento variam de ilha para ilha, mas quase todas as ilhas apresentam velocidades de ventos moderados, portanto não seria considerado um problema. Entretanto, o armazenamento convencional, não é considerado viável devido às condições climáticas do país, pouca precipitação ao longo ano, e conseqüentemente pouca probabilidade de enchimento de reservatórios de forma natural. Por outro lado, pode-se afirmar que pela geografia de Cabo Verde, todas as ilhas apresentam boas condições de elevações para instalações de sistemas de bombeamento de água marinha. Claro que todo caso há exceções. Pois no caso das ilhas vulcânicas como a ilha do Fogo, por exemplo, apesar de ter ótimas elevações em relação ao nível do mar, não possui condições geológicas apropriadas. Isso porque, as condições geológicas presentes têm um grande impacto na seleção da localização dos reservatórios. A Tabela 13 mostra as ilhas com seus respectivos locais que apresentam as melhores características de elevação.

Tabela 13 - Características topográficas das ilhas de Cabo verde

Locais	Ilhas	Elevação (m)
Pico do Fogo	Fogo	2.829
Topo de Coroa	Santo Antão	1.979
Cha de Caldeiras	Fogo	1.900
Monte Tome	Santo Antão	1.863
Gudo de Cavaleiros	Santo Antão	1.811
Pico da Cru	Santo Antão	1.585
Monte Velha	Fogo	1.482
Pico de Antonia	Santiago	1.394
Monte Gordo	São Nicolau	1.312
Serra de Malagueta	Santiago	1.064
Monte Fontainhas	Brava	976
Monte Verde	São Vicente	750
Monte Mdeiral	São Vicente	697
Monte Graciosa	Santo Antão	654
Monte Bissau	São Nicolau	616
Pico Alberto	São Nicolau	598
Caixa	São Vicente	531

Fonte: adaptada de Lopez (2011)

Pela Tabela 13 pode-se notar que todas as ilhas de Cabo Verde possuem boas condições de elevação que podem fornecer um diferencial de altura significativo necessário para uma geração hidroelétrica eficiente. Entretanto, isso requer estudos mais detalhados de todos os fatores apresentados acima, para análise de viabilidade técnica e econômica.

3.4. Barreiras e desafios às FER em Cabo Verde

Cabo Verde, enquanto país insular tem desafios próprios de um mercado disperso e de dimensão reduzida. As consequências são, por um lado dificuldades de acesso ao financiamento em condições satisfatórias e, por outro, custos de produção sempre elevados. Neste sentido, a procura de novas alternativas mais sustentáveis, como a utilização das energias renováveis, tem sido apontada como um elemento chave para a resolução deste problema (PERCV, 2011).

Embora as previsões em relação ao crescimento do setor renovável e das suas potencialidades sejam otimistas, existem uma série de desafios apontados pela literatura, que podem restringir a implementação desta tecnologia no processo de geração de eletricidade, sobretudo nas ilhas. De acordo com Amaral *et al.* (2014), os sistemas de energia nos países

em desenvolvimento possuem características específicas e obedecem a uma racionalidade particular, devido às suas políticas, características geográficas e econômicas.

No caso específico de Cabo Verde, a questão financeira tem sido um dos fatores mais críticos que limitam a disseminação de tecnologias de energia renovável no país, devido ao alto custo de investimento inicial das FER e mecanismos de financiamento inadequados. Além disso, a natureza fragmentada das redes de energia devido às características geográficas do país apresenta-se como um desencorajamento de potenciais investidores de grande porte devido ao potencial de mercado limitado percebido. O custo de insularidade implica também em custos de transportes elevados, constituindo estes um impedimento ao seu desenvolvimento social e económico (PERCV, 2011).

Existe também uma capacidade técnica limitada para projetar, instalar, operar, gerenciar e manter serviços de energia modernos baseados em energia renovável, principalmente devido à falta de experiência para a integração de fontes variáveis na rede (ECOWAS, 2012)

Porém, as barreiras à entrada de energias renováveis não são apenas de natureza técnica e financeira, sendo de destacar as questões organizacionais e políticas, uma vez que um sistema renovável implica uma alteração significativa de paradigmas instituídos durante décadas e também os fatores humanos, sendo os consumidores também responsáveis pelas suas mudanças de comportamento e aceitação. Embora atualmente exista um pacote robusto de legislação e incentivos para o desenvolvimento de projetos de energia renovável no país, a capacidade institucional e as competências dentro do setor de energia ainda são limitadas, especialmente em relação à formulação e implementação de políticas, bem como na regulamentação.

As dificuldades apontadas lançam assim novos desafios ao sistema de energia elétrica, exigindo soluções viáveis. O estabelecimento de objetivos muito mais ambiciosos do que os atuais deve basear-se em estudos de avaliação de comportamento do sistema elétrico face a elevadas penetrações de fontes renováveis. Deste modo, o setor de energia renovável apresenta-se, como um desafio crítico para a realização da agenda de transformação do país. A Tabela 14 apresenta um resumo das barreiras às fontes renováveis no país, classificando essas barreiras quanto aos fatores associados e fundamentando a relevância das barreiras identificadas.

Tabela 14 - Resumo das barreiras das FER em Cabo Verde

Barreiras	Fatores	Fundamentos
Sensibilização e informação	Acesso a informação	Falta de dados e informações sobre tecnologia e oportunidades de energia renovável, dificultando assim a tomada de decisão.
Mercado	Falha de mercado	Incerteza nos preços futuros tanto da convencional como renovável. Competição desigual no mercado de energia, o custo das fontes renováveis na maioria dos casos é maior do que o custo das fontes convencionais. Mercado pequeno.
Financeiro	Acesso ao capital	Para além das dificuldades em obter capital, os custos de financiamento são relativamente elevados.
Técnico	Risco e falta de experiência	Capacidade técnica limitada, devido a falta de experiência no campo. O investimento em FER representa um risco técnico ou financeiro mais elevado do que as convencionais. Limitação técnica de integrar recursos variáveis à rede.
Institucional e regulamentar		Suporte insuficiente para FER e falta de capacidade institucional especialmente com relação à formulação e implementação de políticas e à regulação.
Comportamental		Os consumidores não estão interessados em mudar de tecnologia, devido a falta de conhecimento. Restrições de tempo, atenção e a capacidade de processar informação levam a decisões que não são racionais.

Fonte: MEEC (2010) e PERCV (2011)

Para Sudhakar e Painuly (2004), compreender a dimensão e a natureza das barreiras/desafios é essencial para que as políticas de uso sustentado de FER sejam bem sucedidas.

4. MODELAGEM DO SISTEMA ENERGÉTICO ATRAVÉS DO ENERGYPLAN

De acordo com Connolly e Lund (2010), nos últimos anos o desenvolvimento das ferramentas de modelagem de sistemas energéticos tem-se intensificado devido ao potencial de energias renováveis ter-se tornado cada vez mais essencial no planejamento energético de qualquer sistema e com estas ferramentas é possível modelar e analisar os seus impactos no sistema energético. Porém, a maior parte das ferramentas não é capaz de modelar todas as dimensões de um sistema energético, por isso torna-se necessário escolher aquela que melhor se adapta ao sistema em análise e aos resultados que se pretendem obter. Na Tabela 15 apresenta-se informação sobre o número de utilizadores de cada ferramenta e os tipos de aplicações que abrangem.

Tabela 15 - Informação do número de utilizadores em termos de downloads/vendas e o tipo de cada ferramenta

Ferramenta	Número de utilizadores	Tipo						
		Simulação	Cenário	Equilíbrio	Top-down	Bottom-up	Otimização de operação	Otimização de investimento
RETSscreen	Muito alto	x	Sim	x	x	Sim	x	Sim
Homer	Muito alto	Sim	x	x	x	Sim	Sim	Sim
LEAP	Muito alto	Sim	Sim	x	Sim	Sim	x	x
BCHP Screening	Muito alto	Sim	x	x	x	Sim	Sim	x
EnergyPro	Muito alto	Sim	Sim	x	x	x	Sim	Sim
EnergyPlan	Alto	Sim	Sim	x	x	Sim	Sim	Sim
Invert	Alto	Sim	Sim	x	x	Sim	x	Sim
MARKAL/TIMES	Alto	x	Sim	Sim	Parcial	Sim	x	Sim
MESSAGE	Alto	x	Sim	Parcial	x	Sim	Sim	Sim
ORCED	Alto	Sim	Sim	Sim	x	Sim	Sim	Sim
TRNSYS16	Alto	Sim	Sim	x	x	Sim	Sim	Sim
WASP	Alto	Sim	x	x	x	x	x	Sim
EMCAS	Médio	Sim	Sim	x	x	Sim	x	Sim
EMPS	Médio	x	x	x	x	x	Sim	x
GTMmax	Médio	x	x	x	x	x	Sim	x
ENPEP-BALANCE	Médio	x	Sim	Sim	Sim	x	x	x

Fonte: CONNOLLY *et al.* (2010)

Como se pode observar na Tabela 15, foram definidos sete tipos de características para distinguir as ferramentas de modelagem e que podem ser utilizados exclusivamente ou coletivamente. Os tipos são:

- Simulação – Simula a operação do sistema energético que fornece uma certa quantidade de energia.
- Cenário – Geralmente combina uma série de anos num cenário de longo-prazo.
- Equilíbrio – Explica o comportamento do fornecimento, demanda e preços.
- *Top-down* – Ferramenta macroeconômica que utiliza dados macroeconômicos para determinar o crescimento dos preços de energia e das demandas.
- *Bottom-up* – Identifica e analisa as tecnologias energéticas e identifica as opções de investimentos e alternativas.
- Otimização de operação – Otimiza a operação de um sistema energético.
- Otimização de investimento – Otimiza os investimentos do sistema energético.

Da Tabela 15 se pode concluir que a maior parte das ferramentas de modelagem são ferramentas de simulação, do tipo *Bottom-up* e com otimização de operação e de investimento. Na Tabela 16, é apresentada onde se pode verificar os setores energéticos e a aplicação de cada ferramenta e em particular, a simulação da penetração de energias renováveis.

Tabela 16 - Aplicação de cada ferramenta computacional com base nos setores energéticos e de penetração de energias renováveis

Ferramenta	Setor energético considerado			Simulação de penetração de energias renováveis	
	Elétrico	Calor	Transportes	100 % eletricidade	Sistema 100 % de energias renováveis
RETScreen	Sim	Sim	x	Sim	Parcial
Homer	Sim	Sim	x	Sim	Parcial
LEAP	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
BCHP Screening	x	x	x	x	x
EnergyPro	Sim	Parcial	x	Sim	Parcial
EnergyPlan	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Invert	Sim	Sim	Parcial	Sim	Sim
MARKAL/TIMES	Sim	Sim	Sim	x	x
MESSAGE	Sim	Sim	Sim	x	x
ORCED	Sim	x	Parcial	x	x
TRNSYS16	Sim	Sim	x	Sim	Parcial
WASP	Sim	x	x	x	x
EMCAS	Sim	x	Parcial	x	x
EMPS	Sim	x		Sim	Parcial
GTMax	Sim	Parcial	x	x	x
ENPEP-BALANCE	Sim	Sim	Sim	x	x

Fonte: CONNOLLY *et al.* (2010)

A partir dessa revisão apresentada na Tabela 15, fica nítido que a determinação dos objetivos pretendidos para a modelagem e os requisitos que cada ferramenta é capaz de satisfazer, é essencial escolher a ferramenta adequada para seu sistema em análise. Assim sendo, têm-se as seguintes conclusões:

- As ferramentas *BCHP Screening Tool*, *Homer* e *TRNSYS16* são utilizadas para pequenos sistemas, como por exemplo, uma comunidade local, um edifício singular ou um projeto singular;
- As ferramentas *energyPRO*, *WASP*, *EMPS*, *ORCED* e *EMCAS* são majoritariamente utilizadas para o setor de eletricidade, onde cada uma das ferramentas tem uma aplicação particular especial;
- As ferramentas *GTMax* e *RETScreen* analisam o setor de eletricidade com o setor de calor, aumentando assim o potencial de aplicações;

- A ferramenta *Invert* concilia o setor de eletricidade com o setor de transportes na forma de biocombustíveis;
- As ferramentas, *LEAP e EnergyPlan*, são capazes de analisar os vários setores energéticos e às simulações de penetração de energias renováveis;
- Por fim, as ferramentas *EnergyPlan, ENPEP-BALANCE, LEAP, MARKAL/TIMES e MESSAGE* consideram os três principais setores de qualquer sistema energético nacional: eletricidade, calor e transporte.

Diante das características expostas sobre os modelos, para selecionar qual o modelo utilizar para a modelagem do sistema, torna-se importante definir os objetivos. Portanto para este estudo pretende-se:

- Em primeiro plano, analisar a penetração das fontes renováveis existentes atualmente no setor elétrico de Cabo Verde;
- Em segundo plano, analisar o impacto do aumento da penetração de renováveis no sistema elétrico com a possibilidade de inserção de central hídrica reversível no sistema elétrico de Cabo Verde;
- Em terceiro plano, realizar uma análise econômica e ambiental do sistema elétrico com a inserção do sistema de armazenamento de energia.

4.1. Modelo EnergyPlan

Dada a breve revisão realizada no ponto anterior optou-se por escolher o software *EnergyPlan* para a modelagem do sistema, por ser mais geral, sua aplicabilidade que pode ser tanto nacional/regional/local e devido às suas outras inúmeras aplicações.

Trata-se de um modelo computacional que visa a análise de Sistemas de Energia, em que o principal objetivo deste modelo é servir de ferramenta na elaboração de estratégias energéticas nacionais com base em análises técnicas e econômicas resultantes da implementação de diferentes sistemas de energia e investimentos (LUND, 2015).

Constituindo-se como um modelo de *input/output*, usa uma simulação que permite obter uma análise horária, durante o período de um ano.

As entradas (inputs) no modelo são estabelecidas, geralmente, pela demanda/consumo, fontes de energia renováveis, capacidades energéticas implantadas, custos e um conjunto de estratégias de regulação opcionais enfatizadas pelos valores relativos à importação e

exportação e produção excessiva de eletricidade. As saídas (outputs) são representadas pelos balanços de energia e resultam em produções anuais, consumo de combustíveis, importações/exportações e total de custos que incluem o rendimento proveniente de trocas de energia elétrica (LUND, 2015).

O modelo EnergyPlan pode ser usado para diferentes tipos de análises do sistema de energia como a análise técnica, a análise de custos de mercado e estudos de viabilidade (CONOLLY, 2010). A análise técnica incide sobre os sistemas de energia e sobre diferentes estratégias de regulamentação técnica. Neste tipo de análise, os *inputs* consistem em uma descrição da demanda de energia, fontes de energia e respectivas capacidades de produção, bem como ganhos de eficiência, enquanto que os *outputs* descrevem os balanços energéticos anuais, consumos e emissões de CO₂.

A análise de custos de mercado incide numa observação dos comportamentos do mercado internacional de eletricidade. Para tal, necessita de identificar os preços praticados no mercado e os custos de produção, bem como determinar a capacidade de resposta do mercado às variações nas importações/exportações. Há, contudo, uma premissa subjacente nesta análise que diz respeito à otimização de acordo com benefícios económicos, incluindo todo o tipo de taxas e custos de emissão de CO₂.

Os estudos de viabilidade presentes no modelo calculam a exequibilidade em termos de custos totais anuais do sistema sob diferentes modelos e estratégias de regulação. Nesta fase, os *inputs* são constituídos pela junção dos custos de investimento e dos custos fixos operacionais e de manutenção, de forma a determinar as consequências socioeconômicas das produções e apresentar a solução de menor custo. Os custos são divididos em custos de combustível, custos variáveis de operação, custos de investimento, custos fixos operacionais, custos de trocas de eletricidade e benefícios e possíveis pagamentos de CO₂ (LUND, 2015).

Desta forma, o EnergyPLAN permite efetuar dois tipos de otimização do sistema energético (técnica ou de mercado) tendo em conta essencialmente cinco critérios que definem se um determinado sistema é ou não preferível a um outro alternativo:

- a) PES (Primary Energy Supply): o total de energia consumida pelo sistema.
- b) CO₂: o total de emissões associadas ao setor energético.
- c) Custos anuais: o total necessário para satisfazer os consumos com base na configuração do sistema apresentada.
- d) EEEP (*Exportable Excess Energy Production*): quantidade de eletricidade que tem de sair do sistema e que foi exportada, dentro da capacidade de transmissão do sistema.

e) CEEP (*Critical Excess Energy Production*): quantidade de eletricidade que apesar de em excesso, não foi exportada devido algum problema ocorrido no sistema de transmissão.

De acordo com Connolly (2010), a interface do modelo é bastante acessível a qualquer usuário com pouca experiência em modelagem de sistemas energéticos. O programa está organizado em várias janelas bem definidas, o que permite modelar qualquer sistema energético, desde que se tenham todos os dados de entrada necessários. A Figura 36 apresenta os componentes envolvidos no cálculo horário realizado pelo EnergyPLAN.

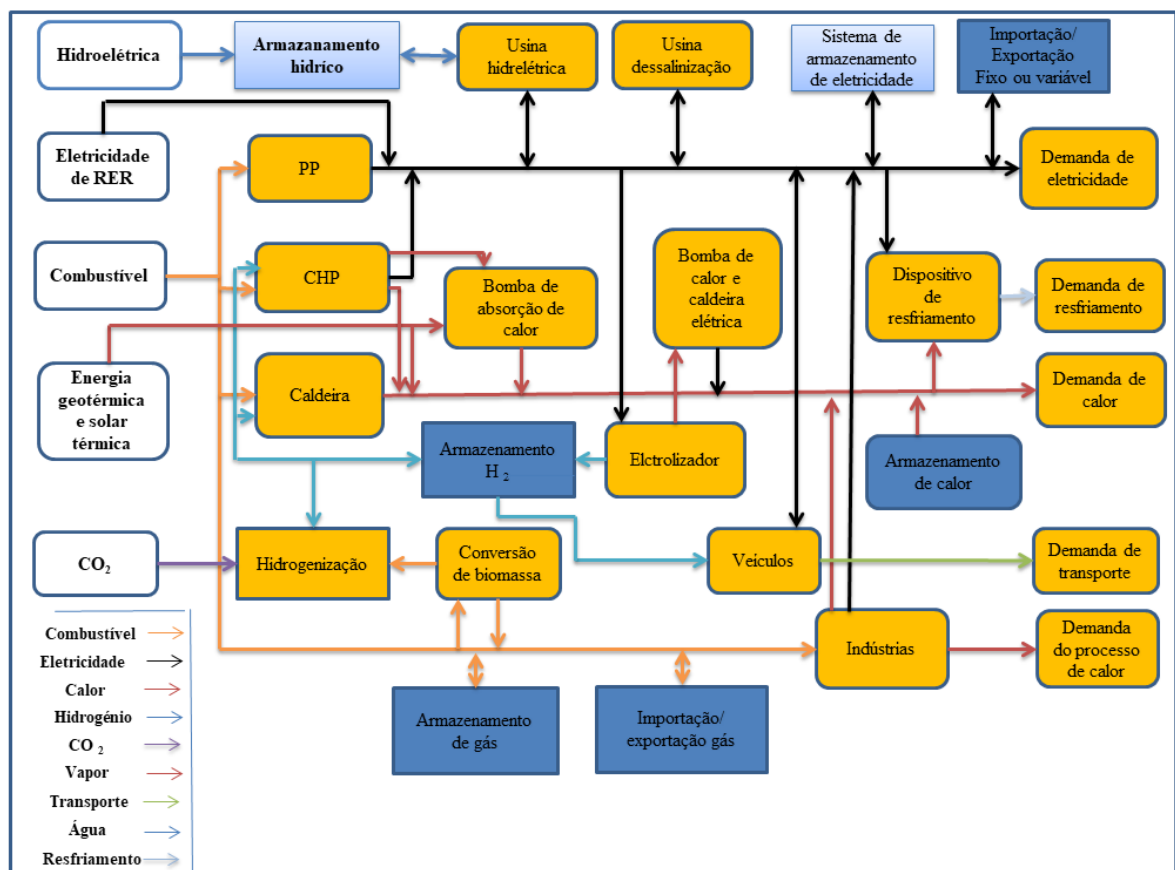


Figura 36 - Componentes envolvidos no cálculo horário realizado pelo EnergyPLAN

Fonte: Software EnergyPlan (2015)

Em relação às centrais térmicas, no EnergyPlan não é possível simulá-las diretamente, por isso a modelagem é realizada através do *district heating*. Relativamente às centrais de armazenamento de energia existem diferentes possibilidades de modelagem de diferentes tecnologias desde que se tenha conhecimento dos devidos dados de entrada. Além disso, para

cada central simulada é importante ter a distribuição horária anual (entre 0 e 1) de utilização dessa central, por forma que o programa seja capaz de, nas várias horas do ano, saber que potências cada central está produzindo para o sistema

4.2. Aplicação ao caso de Cabo Verde

Como já foi referida anteriormente, a dependência energética de Cabo Verde encontra-se fortemente associada à produção de eletricidade advinda de fontes não renováveis. As metas estabelecidas pelo Governo a nível nacional apresentam-se, no entanto, em dissonância com esta realidade, uma vez que o objetivo se centra no aumento da integração das energias renováveis no sistema energético.

A evolução da demanda de eletricidade ao longo do dia segue uma curva muito característica, denominada por curva de carga. A evolução dessa curva é normalmente caracterizada para os dias de semana, sábado e domingo, ainda para o inverno e verão. Devido às características de insularidade do arquipélago, cada ilha constitui um sistema energético singular cuja gestão é bastante complexa, de forma a responder da melhor forma às variações da demanda ao longo do dia, nos diferentes dias da semana e estações do ano, sem que ocorram falhas. Perante estas características, para aumentar a capacidade de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e diminuir a dependência das centrais termoelétricas e, ao mesmo tempo, responder de forma rápida e eficaz às variações de carga é necessário recorrer a sistemas complementares - os sistemas de armazenamento de energia.

À medida que a participação de renováveis aumenta, o excesso de eletricidade pode ser gerado, e por estas razões, os sistemas de armazenamento de energia começam a fazer sentido, uma vez que podem aproveitar esse excesso, armazenando-o, e devolvendo essa energia ao sistema em períodos de ponta (alta demanda), atingindo assim, a máxima exploração de energia renovável. Simultaneamente, fornece um serviço de estabilidade ao sistema, equilibrando a oferta e a demanda.

Tendo em conta que o país é caracterizada por um baixo potencial hidrelétrico convencional, devido ao reduzido escoamento anual médio, sendo geralmente nula ao longo do ano, a tecnologia de armazenamento considerado no trabalho foi o sistema armazenado bombeado, utilizando a água do mar. Além disso, a proposta desse novo planeamento para o sistema elétrico de Cabo verde foca-se em uma matriz mais diversificada em termos de fontes renováveis. O arquipélago de Cabo Verde, por ser um país insular, possui recursos naturais

que podem ser aproveitadas para geração de energia. Portanto para esse estudo, também serão consideradas outras fontes renováveis.

Antes de analisar a aplicação do software para o sistema elétrico de Cabo verde, primeiramente será apresentada de forma detalhada como o sistema foi modelado com essas novas propostas para o sistema.

4.2.1. Modelagem do sistema elétrico

Para a modelagem do sistema elétrico de Cabo verde, aplicando o modelo EnergyPlan, em questão de geração, o vento (onshore e offshore), a solar fotovoltaica e as correntes marítimas foram consideradas. Entretanto, como um dos objetivos do trabalho é aumentar a integração de renováveis no sistema em função do crescimento da demanda, alguma forma de sistema de armazenamento de energia deve ser considerado, para o aproveitamento desse excesso de eletricidade (CEEP, sigla em inglês), proveniente do aumento da injeção de renovável no sistema. Portanto, considerando todos esses pressupostos para o sistema elétrico de Cabo verde, a modelagem do sistema elétrico de Cabo Verde foi realizada da seguinte forma:

- a) Modelagem de um sistema de armazenamento de energia por bombeamento
- b) Interligação entre as ilhas

a) Sistema de armazenamento de energia bombeado (PHES)

Para este estudo, considerou que o sistema de armazenamento fosse implementado na ilha de São Nicolau. Essa escolha foi fundamentada considerando aspectos apresentados no capítulo anterior para a seleção de um local que melhor se adequa para esse tipo de sistema. A ilha de São Nicolau, em termos topográficos, também se enquadra muito bem nas características de seleção de um local para instalação de sistemas reversíveis, por possuir excelentes condições nesse quesito para uma geração hidroelétrica eficiente e econômica. A ilha tem um Monte Gordo, com os seus 1312 metros e é o ponto mais alto, situando-se no centro da parte mais larga da ilha, com sua localização próxima ao mar (LOPEZ, 2011). Uma vez que a precipitação é escassa na ilha na maior parte do ano, a solução proposta é a utilização de água do mar para sistema de bombeamento.

Outro critério primordial de seleção de um local para PHES está relacionado com sua proximidade à linha de transmissão. A confirmação sobre a existência ou localização real desta linha de transmissão não estava disponível, portanto, esta proposta assume que a existência da linha de transmissão esteja próxima. Se a linha de transmissão não estiver disponível, a modificação desta proposta para a localização do sítio para a PHES pode ser necessária com base em uma avaliação de rede e requisitos de expansão da rede.

Porém, Deane *et al.* (2010), enfatiza que a seleção de um local apropriado para instalação de sistemas de geração de PHES, é preciso levar em consideração vários outros critérios de seleção. Contudo, nesse trabalho devido à falta de informações essa escolha foi baseada no conhecimento dos potenciais dos recursos de cada ilha e as características topográficas (queda bruta).

b) Interligação do sistema elétrico de Cabo Verde

Como exposto no primeiro capítulo, Cabo Verde compõe-se de um conjunto de dez ilhas, das quais nove são habitadas, em que todas as ilhas se encontram isoladas umas das outras. Neste sentido, de modo a simplificar a problematização, para a modelagem do sistema de geração e transmissão considerou-se que toda rede das ilhas está interligada. Seguindo a política energética do governo, estabeleceu-se que em 2020 as centrais renováveis produzirão 50% de toda a energia elétrica. Diante disso, esse trabalho traz uma nova proposta de planejamento, em que todas as ilhas estejam interligadas, cuja configuração é apresentada na Figura 37.

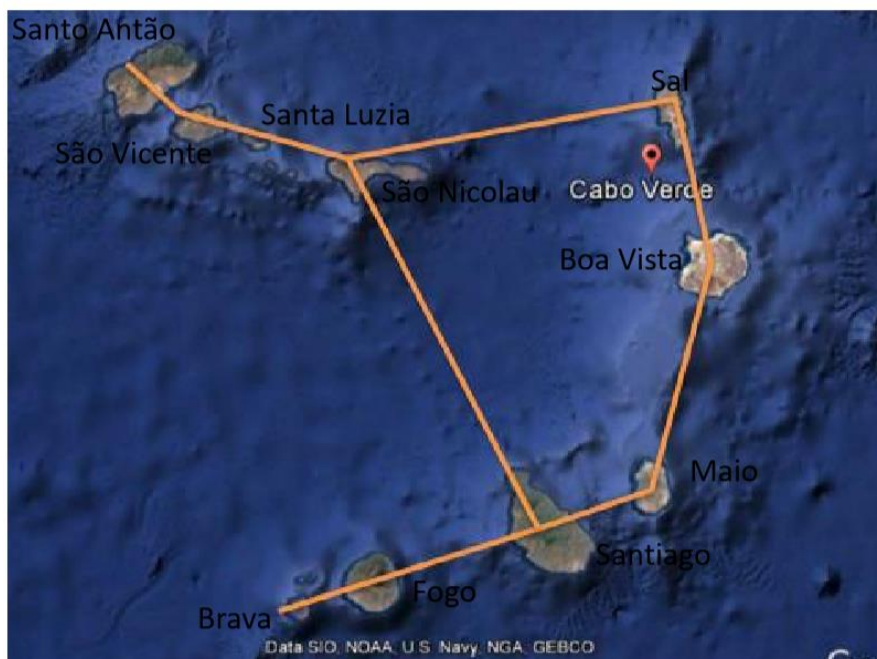


Figura 37 - Proposta do Sistema interligado para análise

Fonte: elaboração própria a partir do Google Health (2018)

Embora a configuração do sistema foi feita de forma aleatória, o critério de seleção para interligação entre São Nicolau e Santiago, baseou-se no fato da ilha de Santiago ser a ilha com maior consumo de energia, em que mais 50% da energia produzida no país é consumida na ilha, em conformidade com um traçado que conduzisse à menor extensão possível. Futuramente, outras interconexões poderiam ajudar os diferentes perfis de demanda sazonal do país.

No entanto, de acordo com Trebollle (2012), a inserção de novas fontes de energia na rede em larga escala no sistema elétrico de potência para a sua expansão representa uma mudança significativa na operação e planejamento do sistema como um todo que deve ser analisada no atual contexto que questiona a forma em que se dá o desenvolvimento. Principalmente quando se tem um sistema em que cada local possui sua própria complexidade. Portanto, para uma análise mais robusta, seria necessário estudo mais detalhado como, por exemplo, análises de confiabilidade da rede (transmissão, geração e distribuição), fluxo de potência, análise de contingências, outras alternativas de expansão, entre outros. Porém nesse trabalho será realizado uma análise técnica do sistema, isto é, minimizar o consumo de combustíveis fósseis, usando o sistema de armazenamento como complemento à interligação. Em seguida, a análise técnica, será feita também sob o ponto de vista econômico e ambiental do sistema elétrico.

4.2.2. Cenários do sistema

Tendo em conta a descrição do sistema elétrico considerado para análise, foram modelados diferentes cenários que contabilizam situações possíveis de configuração do sistema de forma a analisar a viabilidade de sustentabilidade tanto do sistema de armazenamento de energia como do aumento da participação das fontes renováveis.

Para isso cinco cenários diferentes foram propostos, sendo um denominado de cenário de referência, e os outros restantes, cenários alternativos:

- Cenário 1. Cenário de referência tendo como base o ano de 2016 com 26 MW de eólica *onshore* e 7,5 MW de solar fotovoltaica;
- Cenário 2. Cenário alternativo, tendo como base o ano de 2024 com 26 MW de eólica *onshore* e 7,5 MW de solar fotovoltaica, com e sem armazenamento;
- Cenário 3. Cenário alternativo tendo como base o ano de 2024 com 104 MW de eólica e 30 MW de fotovoltaica, com e sem armazenamento;
- Cenário 4. Cenário alternativo, tendo como base o ano de 2034 com 182 MW de eólica e 52, MW de fotovoltaica, com armazenamento;
- Cenário 5. Cenário alternativo tendo como base o ano 2034, um cenário diversificado, com 156 eólica *offshore*, 7,5 MW de solar fotovoltaica e 26 MW de eólica *onshore* e 10 MW de corrente marítima, com armazenamento.

Para a determinação das potências eólica e fotovoltaica nos cenários de 2024/2034, o sistema elétrico do país foi simulado, para obtenção de uma combinação ótima de térmica/eólica/fotovoltaica. Através do modelo computacional em estudo, com a entrada de dados da capacidade térmica instalada, demanda elétrica do sistema elétrico e os custos, as diferentes fontes renováveis foram analisadas no intervalo de 0 a 100% da potência de referência. Foram realizadas oito simulações em que fatores como, custo, excesso de produção de eletricidade renovável gerada, percentual de produção de energia renovável assim como o consumo de combustíveis e emissão de CO₂, foram levados em consideração. A partir do excesso de eletricidade provenientes da energia renovável, o sistema de armazenamento foi simulado, com o intuito de recuperar esse excesso de forma economicamente eficaz ao sistema.

De acordo com Østergaard (2009), os critérios de otimização diferentes podem ser aplicados ao projeto de sistemas de energia que possuem benefícios ambientais e nenhuma resposta inequívoca pode ser encontrada para a questão de como projetar um sistema de energia ideal. O critério de otimização utilizado neste estudo foi baseado no cenário que apresentasse uma combinação ótima de solução de mínimo custo, com a penetração de fontes renováveis a partir de 50 % no sistema elétrico de Cabo Verde, menor produção térmica e com excesso eletricidade que viabilizasse a capacidade de instalação de um sistema de armazenamento de energia. Esse percentual de renovável de 50% foi definido baseado nos objetivos para o ano 2020 do setor elétrico do país, conforme definida segundo o PERCV (2011).

4.2.2.1. Opções técnicas

Foram analisadas 4 opções técnicas em que uma delas se refere a um sistema sem armazenamento e outros 3 diferem no volume do reservatório superior. Com este aumento de combinações pretende-se diversificar o estudo e validar a opção mais adequada tanto a nível energético como econômico e ambiental para o sistema:

1. Sem armazenamento
2. Turbinas com potência de 30 MW e bombas com potência de 30 MW e o reservatório com capacidade máxima;
3. Turbinas com potência de 30 MW e bombas com potência de 30 MW e um reservatório com 1/3 da capacidade máxima;
4. Turbinas com potência de 30 MW e bombas com potência de 30 MW e um reservatório com 2/3 da capacidade máxima.

A determinação das potências das bombas e das turbinas foram escolhidas considerando como sendo aproximadamente a potência total de renováveis existentes atualmente, e conseqüentemente a capacidade máxima de armazenamento do sistema resultou da soma da energia total renovável (eólica e solar) produzida conforme as potências consideradas no cenário de referência. Utilizando a Equação 2, o volume do reservatório superior foi determinado. De acordo com Lund (2015), trata-se de uma situação que pode ser utilizada quando não tem dados para dimensionamento do sistema de armazenamento, onde se considera a quantidade de carga e descarga iguais. Claro que isso é uma situação idealizada,

porque na realidade isso nunca acontece, mas devido à inexistência de dados que abordam sobre esse assunto na ilha em estudo, o dimensionamento do sistema de armazenamento foi realizado adotando esse critério.

Contudo, a configuração deste sistema pode assumir diversas alternativas pelo que é necessário modelar e analisar vários cenários com o objetivo de descobrir qual a solução que torna o sistema mais viável e sustentável. Por isso, a modelagem para diferentes capacidades do reservatório superior.

No total, as combinações de opções técnicas com os cenários de sistema geram 18 possibilidades diferentes a serem analisados como se pode ver na Tabela 17. Nesta mesma Tabela apresentam-se todos os dados de entrada utilizados para a modelagem.

Tabela 17 - Entrada dos cenários

Cenários	Demanda eletricidade (GWh)	PP2 (MW)	Eólica (MW)	Eólica Offshore (MW)	Fotovoltaica (MW)	Corrente marítima (MW)	Capacidade de armazenamento (MWh)	Bomba		Turbina	
								Potência (MW)	Potência (MW)	ε	
1.1.1	427,35	179,83	26	0	7,5	0	0	0	0	0	0,9
1.1.2	427,35	179,83	26	0	7,5	0	88,91	30	30	30	0,9
1.1.3	427,35	179,83	26	0	7,5	0	1/3	30	30	30	0,9
1.1.4	427,35	179,83	26	0	7,5	0	2/3	30	30	30	0,9
2.1.1	681,13	179,83	26	0	7,5	0	0	0	0	0	0
2.1.2	681,13	179,83	26	0	7,5	0	88,91	30	30	30	0,9
2.1.3	681,13	179,83	26	0	7,5	0	1/3	30	30	30	0,9
2.1.4	681,13	179,83	26	0	7,5	0	2/3	30	30	30	0,9
3.1.1	681,13	179,83	104	0	30	0	0	0	0	0	0
3.1.2	681,13	179,83	104	0	30	0	88,91	30	30	30	0,9
3.1.4	681,13	179,83	104	0	30	0	1/3	30	30	30	0,9
3.1.4	681,13	179,83	104	0	30	0	2/3	30	30	30	0,9
4.1.1	1219,80	179,83	182	0	52,5	0	88,91	30	30	30	0,9
4.1.2	1219,80	179,83	182	0	52,5	0	1/3	30	30	30	0,9
4.1.3	1219,80	179,83	182	0	52,5	0	2/3	30	30	30	0,9
5.1.1	1219,80	179,83	26	156	7,5	10	88,91	30	30	30	0,9
5.1.2	1219,80	179,83	26	156	7,5	10	1/3	30	30	30	0,9
5.1.3	1219,80	179,83	26	156	7,5	10	2/3	30	30	30	0,9

Fonte: elaboração própria (2018)

4.2.3. Levantamento de dados

O levantamento de dados sobre o setor elétrico de Cabo Verde foi baseado em bibliografias específicas sobre o tema. Entretanto, a bibliografia específica é ainda pouca significativa. Portanto, para além desta bibliografia, foram recolhidos e analisados alguns documentos teóricos que não se debruçam de forma direta sobre o tema em questão, mas apresentam informações suscetíveis de apoiar este trabalho.

As técnicas de levantamento utilizadas basearam no levantamento de dados bibliográficos, documentais e contatos diretos. Neste sentido, durante a pesquisa, fez-se uma revisão de literatura através de fontes primárias, secundárias e terciárias, incluindo relatórios das entidades que operam no setor elétrico, artigos publicados em revistas científicas, publicações governamentais, livros e sites. O objetivo era recolher informação sobre o setor energético de Cabo Verde a partir destes suportes bibliográficos, de modo a obter uma compreensão global da estrutura do sistema energético atual do país. Os dados recolhidos incluem a potência instalada e o potencial renovável estimado para o país, a disponibilidade dos recursos e os custos.

A demanda anual de eletricidade foi obtida com base nos dados encontrados em relatórios técnicos disponíveis e por meio de contato direto com as entidades responsáveis, e o restante dos anos foi estimado, com base em previsões anuais num horizonte de tempo até 2034. O método de investigação utilizado é o descritivo. Nesse estudo pretende-se modelar um sistema de armazenamento bombeado não convencional, estudando assim o impacto econômico, social e ambiental da integração das energias renováveis no sistema energético de Cabo Verde em função do aumento da demanda, procurando ainda avaliar se é possível melhorar a segurança energética, reduzir a dependência das importações e o custo de eletricidade e, conseqüentemente, a vulnerabilidade.

4.2.4. Adaptação ao modelo

Os parâmetros utilizados no problema de otimização incluem a demanda de eletricidade, a potência instalada das fontes de energia em estudo, o custo das licenças de emissões de CO₂, o tempo de vida, o custo de combustível, o custo de investimento e os custos fixos e variáveis de O&M. Aos valores introduzidos em relação à demanda e a cada fonte de energia renovável considerado, foi associada, sempre que necessário, uma distribuição horária com um total de 8784 valores exigidos pelos parâmetros de cálculo do software. Depois de introduzir todos

esses dados, foram considerados alguns pressupostos para a modelagem do sistema, obtendo assim os primeiros resultados.

A partir da pesquisa não foi possível obter informação relativa a todos os parâmetros necessários à modelagem, mas teve-se o cuidado de recolher informações pertinentes que se enquadrassem no contexto de Cabo Verde. Assim sendo, devido a alguma falta de informação, houve a necessidade de estimar alguns valores partindo das informações obtidas na literatura e bases de dados internacionais.

Conforme foi referido anteriormente, a formulação do modelo proposto tem em consideração tanto as questões econômicas como as ambientais, com o objetivo principal de minimizar o custo total de produção, avaliando os impactos ambientais de cada uma das soluções encontradas de acordo com as emissões CO₂ libertadas de todas as unidades de energia durante todo o período de planeamento. Procurou-se, em todos os cenários, uma análise técnica dos parâmetros introduzidos, bem como uma perspectiva econômica com a evolução da dependência energética, a inclusão de custos e emissões de CO₂.

O custo total do sistema é dado pela soma dos custos fixos e variáveis. Os custos fixos estão relacionados com o custo de investimento das novas unidades de energia e todos os custos fixos de O&M. Já os custos variáveis, abrangem o custo de combustível, os custos de direitos de emissão de CO₂ e os custos variáveis de O&M.

Cada tecnologia utilizada para a produção de eletricidade apresenta características específicas e custos distintos, quer na fase de construção, quer na fase de O&M. Nas Tabelas 18 e 19 estão descritos os dados incluídos no software, ou seja, o tempo de vida, o custo de combustível, o custo de investimento e os custos fixos e variáveis de O&M.

Tabela 18 - Custos de combustíveis das unidades de energia existentes

Energia	Custo de combustível (USD/GJ)
Óleo combustível	35
Eólica	0
Solar	0

Fonte: elaboração própria a partir dos dados de Electra (2015)

Tabela 19 – Custos das tecnologias produtoras de eletricidade

Fontes de energia	Custo de investimentos (MUSD/MW)	Custo variável O&M (USD/MWh)	Custo fixo O&M (MUSD) ^b	Tempo de vida (anos) ^b
Térmica	1,2 ^c	3,58 ^b	0,036	27
Eólica onshore	2,2 ^c	-	0,066	20
Eólica offshore	2,4	-	0,050	20
Solar fotovoltaica	3,3 ^c	-	0,069	30
Corrente marítima	3,85 ^b	-	0,116	20
UHR (bomba + turbina)	1,2 ^b	1,19 ^b	0,018	50

^b(Software EnergyPlan, 2015)

^c(PERCV, 2011)

As emissões de CO₂ baseiam-se no fator da emissão específico de cada uma das técnicas de geração de energia e no preço do mercado das licenças de emissão de CO₂. Na Tabela 20 está representado o valor das emissões de CO₂ assumido para a central termoelétrica. Para as restantes tecnologias renováveis foi considerado nulo o fator das emissões. Em relação ao custo de emissão de CO₂ foi assumido um valor de 15 USD/tCO₂, conforme os dados da PERCV (2011).

Tabela 20 - Fator de emissão de CO₂

Energia	Emissão (kg/kJ)
Óleo combustível	74
Eólica <i>onshore</i>	0
Eólica <i>offshore</i>	0
Solar	0
Corrente marítima	0
UHR (bomba + turbina)	0

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da EnergyPlan (2015)

O modelo é desenvolvido partindo de uma situação real com possibilidades de incluir novas unidades de energia. Portanto, o conhecimento detalhado do parque eletroprodutor é fundamental na análise de cenários de energia renováveis e da viabilidade de futuros projetos renováveis, quer ao nível de produção de energia, quer ao nível de expansão e gestão da rede elétrica.

O sistema elétrico de Cabo Verde é caracterizado por uma elevada concentração em combustíveis fósseis. A geração térmica é assim predominante, representando cerca de 179,83 MW (81,1% do total) da potência instalada em 2016. Por outro lado, as FER totalizam uma potência instalada de 33,5 MW, sendo 26 MW em eólica e 7,5 em solar fotovoltaica. Os dados de geração elétrica de 2016 foram usados como referência para uma estimativa de projeção de demanda, em que para os próximos anos considerou uma taxa de crescimento de 6% (MTIDE, 2015b), conforme é ilustrado na Tabela 21. Isto permitiu a estimativa dos aumentos de capacidade de geração requeridos no tempo para atender à crescente demanda.

Tabela 21 – Projeção da demanda energética

Ano	Energia (GWh)
2016	427,35
2017	452,99
2018	480,17
2019	508,98
2020	539,52
2021	571,89
2022	606,21
2023	642,58
2024	681,13
2025	722,00
2026	765,32
2027	811,24
2028	859,91
2029	911,51
2030	966,20
2031	1024,17
2032	1085,62
2033	1150,76
2034	1219,80

Fonte: elaboração própria (2018)

4.2.4.1. Dados do consumo horário

Em um trabalho cujo objetivo é estudar os impactos da inserção de fontes intermitentes no sistema elétrico de Cabo Verde, dados de consumo horário do país são fundamentais para obtenção de resultados confiáveis. Para tanto, a curva de carga horária teve que ser elaborada, com base em informações encaminhadas pelos responsáveis da área a partir do ano de 2016. Ressalta-se que estas informações, com o grau de detalhamento horário não estão disponíveis publicamente, entretanto, foram encaminhadas pelos Operadores do Sistema, quando requisitadas pelo autor.

4.2.4.2. Dados de distribuição dos recursos

Para definir a energia disponível a partir de um recurso de energia renovável no seu sistema de energia, é preciso definir cinco características principais:

1. O tipo de energia renovável em questão
2. A capacidade instalada do recurso renovável
3. O perfil de distribuição (por hora por um ano)
4. A parcela de estabilização
5. Fator de correção

Os parâmetros 1-3 são razoavelmente intuitivos. Portanto, será recapitulado apenas a "parcela de estabilização" e o "fator de correção". Assim, conforme o manual do usuário EnergyPlan (2015), a parcela de estabilização é a porcentagem (entre 0 e 1) da capacidade instalada do recurso renovável que pode contribuir para a estabilidade da rede, ou seja, fornecer serviços auxiliares como regulação de tensão e frequência na rede elétrica. Atualmente, as tecnologias de energia renovável, com exceção das usinas hidrelétricas com armazenamento, não contribuem para regular a rede. Portanto, o compartilhamento de estabilização será definido como 0 (zero).

Também no manual do usuário EnergyPlan (2015) tem-se o fator de correção que ajusta a distribuição horária, conforme o fator de capacidade introduzida para cada recurso renovável. Por exemplo, as futuras turbinas eólicas podem ter fatores de maior capacidade e, portanto, a mesma capacidade de vento instalada produzirá mais energia.

Energia eólica onshore

Devido à falta de informações, a produção horária anual do vento *onshore* foi determinada através das velocidades do vento obtidas no site da *Global Atlas Wind* (2018) que fornece uma curva de duração de velocidade de vento, onde foi gerada 8784 pontos aleatórios de velocidade de vento. No entanto, para obter a produção horária da energia eólica foi necessário converter a velocidade do vento em potência e em seguida em energia. Para isso, recorreu à curva de potência da turbina marca Vestas, modelo V52 de potência 850 kW, a mesma já instalada nas ilhas do arquipélago, conforme ilustrada na Figura 38. O fator de estabilização foi introduzido como 0 (zero) porque a energia eólica não contribui para a estabilização da rede (CONNOLLY, 2010). Além disso, um fator de correção foi introduzido porque a capacidade de vento instalada e a distribuição usada geraram uma energia eólica anual um pouco mais alta do que a esperada. Para a conversão da energia eólica *onshore* utilizou um fator de capacidade médio de 35%.

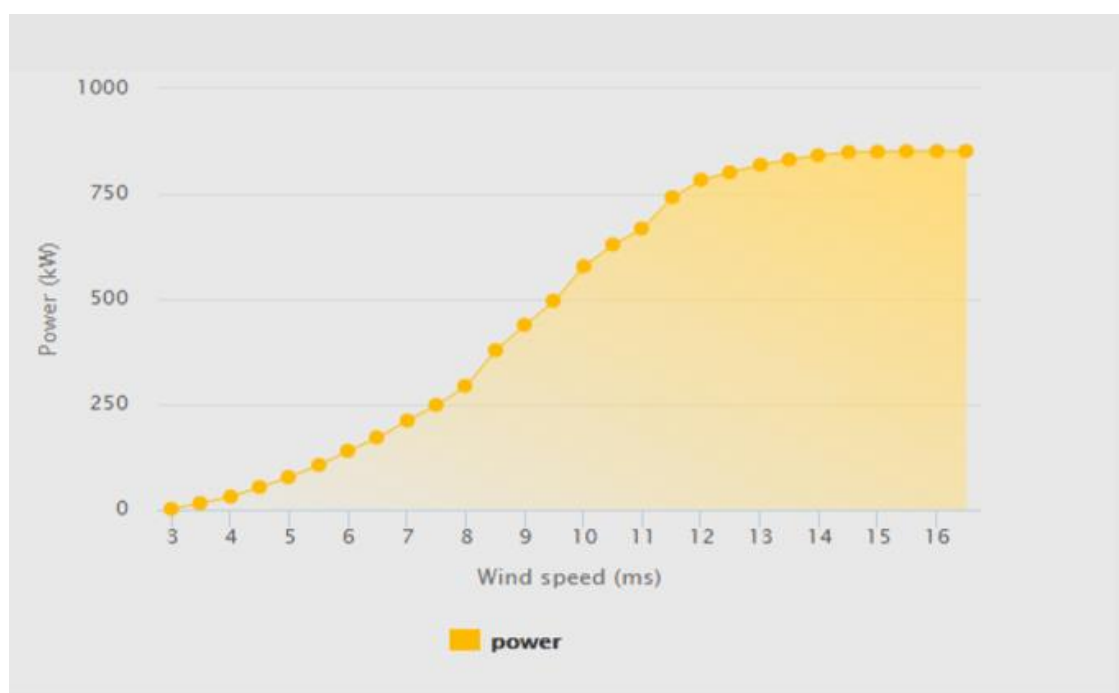


Figura 38 - Curva de potência da turbina eólica Vestas V52

Fonte: Wind-turbine-models.com

Energia eólica offshore

Atualmente, não existem estudos acerca dessa fonte de energia no país, portanto como resultado, baseou-se na distribuição de vento em terra que foi obtido da distribuição *onshore* combinada com o fator de correção no EnergyPlan. De acordo com Connolly (2010), a distribuição em terra é uma boa fonte de dados, pois explica as variações na velocidade do vento sobre o local desejado. A diferença entre distribuições de vento *onshore* e *offshore* é o fator de capacidade mais alto para offshore. Isso é contabilizado pelo fator de correção no EnergyPlan.

Connolly (2010) em um dos seus trabalhos, devido à falta de informações sobre a produção *offshore*, utilizou dois métodos diferentes para obtenção da produção *offshore* na Irlanda. No primeiro método utilizou o atlas eólico irlandês, obtendo uma distribuição anual de vento em alto mar a partir de uma bóia de dados localizada perto do parque eólico offshore. Como os dados tiveram uma velocidade média anual do vento abaixo do real em relação a *offshore* então a curva de distribuição foi aumentada até a velocidade média anual do vento ser a mesma que a velocidade média do vento em alto mar. Finalmente, obteve a curva de potência para uma turbina eólica Vestas V90 selecionada para ser usada na ilha, e calculou a produção esperada para um único ano a partir do parque eólico *offshore*. Para o segundo método, a partir do fator de capacidade médio de um parque eólico *offshore* na Irlanda, que era de 40%, foi calculada a produção anual do parque eólico, conforme a Equação 3, que foi o método selecionado para o seu trabalho.

$$E_{anual} = P_o \cdot 8760 \cdot F_C \quad (3)$$

Onde,

E_{anual} é a energia anual produzida (MWh), F_C é o fator de capacidade médio do parque eólico offshore e P_o é a potência eólica instalada (MW).

Nesse trabalho, optou-se também pelo segundo método, adotando o mesmo fator de capacidade utilizado para a Irlanda, dado que em Cabo Verde essa informação não se encontra disponível. De acordo com Connolly (2010), este método é melhor quando se simulam alternativas que introduzem novas capacidades de vento em grande escala, já que usa o fator de capacidade média. Em comparação, o primeiro método é melhor se estiver simulando um

parque eólico específico, pois leva em consideração as velocidades específicas do vento naquele local.

Energia fotovoltaica

Assim como a energia eólica, a fotovoltaica também não possui uma base de informações sobre a produção horária. Portanto essas informações foram obtidas através da *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, um site que permite obter dados de irradiação e temperatura solares e ferramentas de avaliação de desempenho da energia fotovoltaica para qualquer local da Europa e África, bem como uma grande parte da Ásia (PVGIS, 2018). Porém, esse site não fornece dados de produção horária de energia, mas sim apenas a distribuição horária anual de potência. No entanto, a partir desses dados de potência, foi feita a conversão para energia, usando um fator de capacidade médio de 14%. Outro problema é que essa distribuição é referente para apenas um dia de cada mês. Para obter os 8784 valores, foi necessário realizar o mesmo procedimento feito na eólica. Além disso, a produção solar fotovoltaica também necessitou de um fator de correção para que obtivesse a energia esperada.

Correntes marítimas

A corrente marítima também é outra fonte que não existe dados disponíveis no país por isso para simular a energia das marés, utilizou a mesma distribuição disponível no EnergyPlan que Lund (2015) usou para Dinamarca, cuja a velocidade das correntes das marés fica próxima à de Cabo verde, em torno de 1 m/s, enquanto que a de Cabo verde é em torno de 0,3 m/s. Porém, foi necessário utilizar um fator de correção do EnergyPlan, para obter uma produção de energia mais próxima do resultado real.

De acordo com HAGERMAN, POLAGYE *et al.*, (2006), pesquisadores do Reino Unido estimaram que a extração média anual de energia de determinado fluxo não deveria ultrapassar 10% a 20% do total disponível em canais restritos, de forma a minimizar o impacto ambiental. Já em ambientes onde o fluxo é menos restrito, a extração de energia (cinética) poderia chegar a 50%, sem impactos significativos (BLACK&VEATCHLTD, 2005). No caso de Cabo Verde, foi utilizado um fator de capacidade de 50%.

5. ANÁLISE RESULTADOS

Com base nos resultados obtidos alguns cenários serão analisados em subconjuntos de forma a ser possível fazer todas as comparações necessárias e suficientes para uma melhor e mais completa análise. Primeiramente, será feita uma análise técnica sob o ponto de vista energético, e em seguida serão realizadas análises, econômica e ambiental do sistema. Em outra subseção será realizada uma análise dos impactos sociais das fontes renováveis no sistema, com foco na determinação da geração de empregos.

5.1.1. Cenário 1

O primeiro cenário é assumido como sendo o cenário de referência, tendo como base o ano 2016. Nesse ano a contribuição total das fontes renováveis (RES, sigla em inglês) para a geração de eletricidade foi cerca de 21,2%. Considerou-se uma potência instalada de 26 MW de energia eólica e 7,5 MW de fotovoltaica para atender a demanda atual. A Figura 39 mostra a distribuição horária da demanda e da produção em termos de potência no cenário 1.

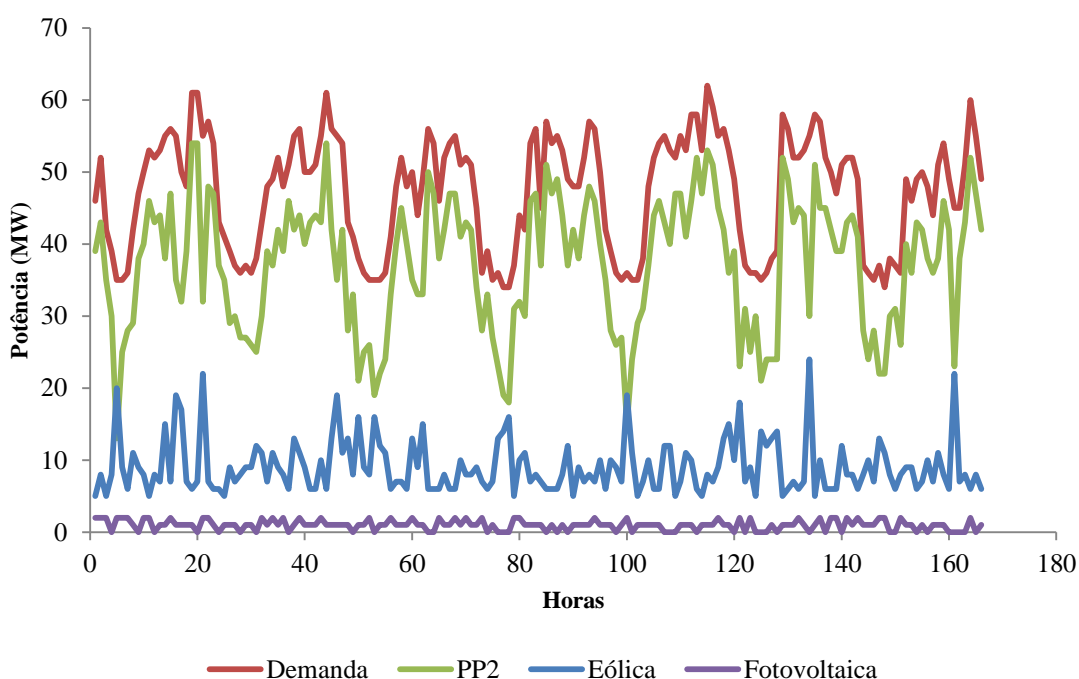


Figura 39 - Distribuição horária da demanda e da produção no Cenário 1

Fonte: elaboração própria (2018)

Pela Figura 38 percebe-se que a demanda de eletricidade no país é atendida majoritariamente pela térmica (PP2, sigla em inglês) o que acarreta grande consumo de combustíveis fósseis e conseqüentemente grande quantidade de emissão de CO₂. Em relação ao sistema de armazenamento, este cenário mostrou que, com a capacidade instalada de renováveis eólica e fotovoltaica, a inserção de um sistema de armazenamento torna-se inviável, pois não existe excesso de eletricidade renovável (CEEP, sigla em inglês) no sistema. A inexistência de excesso significa que mesmo quando todas as centrais renováveis estão produzindo o máximo de energia, a demanda tem de ser atendida pela central térmica. Portanto, com estas características não faz sentido a construção do sistema de armazenamento de energia, pois a injeção renovável na rede é insuficiente.

5.1.2. Cenários 2 e 3

Estes dois cenários estão sendo analisados em conjunto por corresponderem ao mesmo ano de análise, e, por isso, a mesma demanda por eletricidade. No cenário dois, considerou-se um cenário sem investimentos em nova capacidade de geração renovável de 2016 até 2024 e enquanto que no cenário três, há investimentos em eólica e fotovoltaica. Nestes 2 cenários obtiveram-se os seguintes resultados apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 - Resultados energéticos dos cenários 2 e 3

Cenários	Eólica (GWh)	Fotovoltaica (GWh)	Térmica (GWh)	CEEP (GWh)	% CEEP	RES (GWh)	% RES
2.1.1	80	10	590	0	0	90	13,3
2.2.2	80	10	590	0	0	90	13,3
3.1.1	320	40	360	50	7,34	360	53,1
3.1.2	320	40	340	10	1,47	360	50,8

Fonte: elaboração própria (2018)

Na Tabela 22, apresenta-se os resultados energéticos apenas da primeira e a segunda opções técnicas. As outras duas opções técnicas nestes cenários, não foram apresentadas na Tabela 22, porque apresentaram os mesmos resultados sob o ponto de vista energético. No cenário 2 mostra que, não há qualquer utilização do sistema de armazenamento de energia por

bombeamento de água, pois em nenhuma situação há excesso de produção de eletricidade renovável que permita ao sistema bombear água do mar para o reservatório superior. Portanto, com estas características não faz sentido a construção do sistema de armazenamento de energia no cenário 2, pois a injeção renovável na rede é insuficiente. O que também se pode comprovar pela baixa percentagem de renováveis no sistema, sendo por isso, valores abaixo do necessário para a instalação do sistema reversível.

A variação da produção da central térmica está relacionada com a variação da demanda de eletricidade. Portanto, este cenário teve como objetivo mostrar que se a demanda de eletricidade no país continuar a aumentar como previsto por PERCV (2011) sem investir em novas renováveis a penetração de renováveis no setor elétrico realmente não ultrapassará 16%, e conseqüentemente inviabiliza a inserção de um sistema de armazenamento de energia.

Analisando o cenário 3, percebe-se que mesmo com o aumento da demanda, a instalação do sistema de armazenamento torna-se necessário, devido a existência de excesso de eletricidade renovável no mesmo. Neste cenário nota-se claramente uma redução significativa da geração térmica com a inserção do sistema de armazenamento. Em seguida na Figura 40 apresenta-se a evolução dos valores de produção térmica mensal com e sem o sistema de armazenamento.

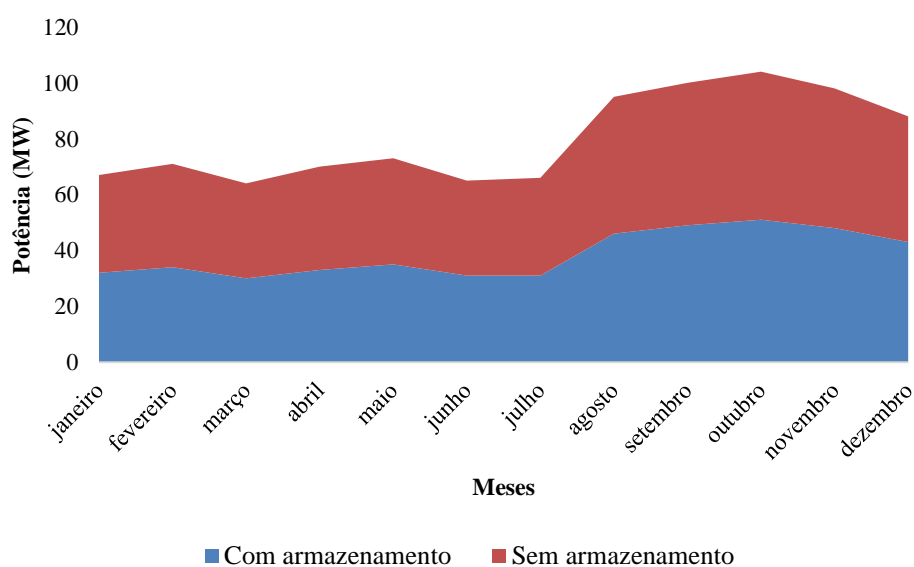


Figura 40 - Produção média mensal de PP2 em MW no cenário 3

Fonte: elaboração própria (2018)

Relativamente ao *CEEP* a análise é bastante complexa, pois existem diferentes perspectivas e condições a serem analisadas. O *CEEP* é o excesso de produção renovável num

ano e é calculado pela diferença entre a eletricidade produzida e consumida, pois toda a eletricidade produzida pela central térmica é automaticamente consumida pelo sistema (CONNOLLY, 2010). Pode considerar-se alguns exemplos em que o excesso indica que:

- Existe capacidade para ter um maior reservatório de montante (onde o reservatório é máximo quando o *CEEP* passa a zero – situação pouco favorável), o que implicaria aumentar as potências e, obviamente, o investimento;
- Existe capacidade e disponibilidade energética para investir em outras formas de armazenamento de energia;
- No caso de ser possível controlar esse excesso, reduzindo momentaneamente a potência de centrais que o permitam, garantir flexibilidade ao sistema e reduzir o desperdício de energia. Com o aumento da demanda de eletricidade que se prevê de 2016 em diante o sistema tem capacidade para se adaptar da melhor forma às necessidades e de manter o funcionamento da central hídrica reversível com bom rendimento;
- No caso de não ser possível controlar o excesso, a vantagem é que garante a mesma flexibilidade, mas o desperdício de energia é a desvantagem. Neste caso o excesso tem de ser um compromisso entre variáveis que a empresa precisa definir. Na situação do excesso ser zero, se houver um aumento de demanda de eletricidade o sistema irá responder a esse aumento e perde-se capacidade e disponibilidade para o sistema de armazenamento de energia. No caso de se projetar consecutivamente para ter *CEEP* zero, torna-se insustentável, pois com o crescimento anual da demanda seria necessário injetar anualmente renováveis no sistema para acompanhar este aumento. Portanto torna-se evidente que é sempre importante ter algum *CEEP*.

De qualquer forma, com o aumento da demanda de eletricidade o ideal seria injetar no sistema energias renováveis no ano em que o excesso é zero para garantir sempre flexibilidade ao sistema. Este assunto é, portanto, uma equação com muitas variáveis que dependem umas das outras, necessitando de estarem todas em compromisso e em sintonia para satisfazer às necessidades e objetivos do país. No caso do *CEEP* neste cenário verifica-se que o *CEEP* diminui quando o sistema reversível entra em funcionamento e conseqüentemente diminui o percentual de renováveis no sistema, isso porque, as bombas começam a consumir mais energia do sistema.

Nas opções técnicas 2 à 4 o excesso é semelhante, pois em ambos, as potências das bombas são iguais, assim como o período de funcionamento e a demanda de eletricidade. Embora o reservatório diminua em cada uma dessas opções técnicas, essa diferença refletirá apenas nos custos do sistema, que será analisada futuramente.

Em seguida apresentam-se duas figuras onde na Figura 41 se pode verificar a evolução da potência média mensal em bombeamento e turbinamento e na Figura 42 uma evolução da potência num período de 24h, ambos referentes às opções técnicas com armazenamento.

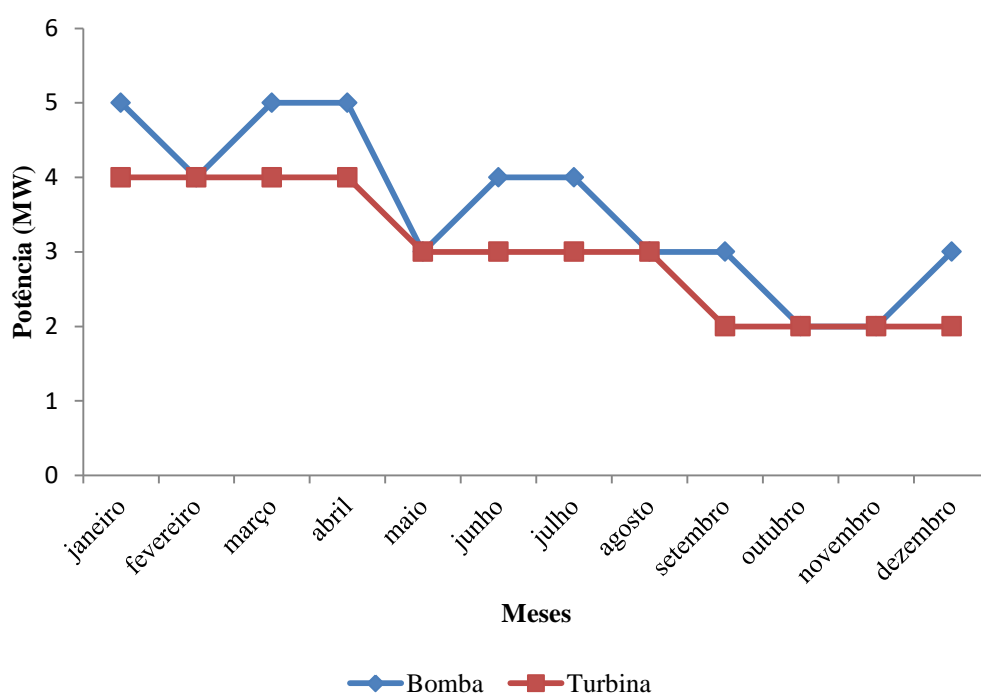


Figura 41 - Evolução da potência média mensal em bombeamento e turbinamento

Fonte: elaboração própria (2018)

Uma vez que não há grandes variações climáticas em Cabo Verde, a demanda de eletricidade é relativamente estável ao longo do ano. No entanto, a Figura 41 ilustra variabilidade do uso do sistema reversível, em consequência de sazonalidade. É evidente que as maiores produções ocorrem até julho, ocorrendo em seguida uma redução significativa da utilização do mesmo, atingindo um valor mínimo em setembro e mantendo praticamente a mesma até dezembro. Isso se justifica, pelo fato da produção de energia eólica a partir de julho ser mais baixa. Por outro lado, a produção a partir da energia solar é praticamente estável. Com as características deste cenário 3 a central hídrica reversível está em funcionamento o ano todo.

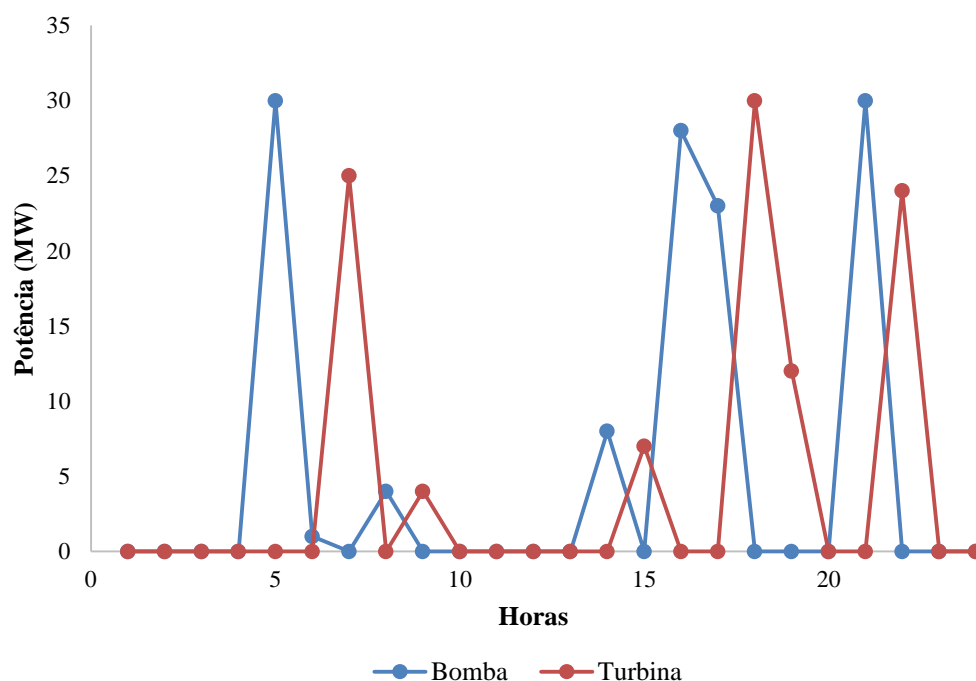


Figura 42 - Distribuição horária da potência nas primeiras 24h

Fonte: elaboração própria (2018)

Nesta evolução da Figura 42 constata-se de fato que o sistema de bombeamento opera essencialmente no período de menor demanda, enquanto que o sistema de turbinagem opera essencialmente no período mais crítico da demanda. Portanto, pode-se verificar que o sistema reversível está em operação praticamente o dia inteiro com exceção do período em que a demanda do sistema diminui, recorrendo assim às térmicas. Entretanto, pode-se dizer que a presença do sistema de armazenamento torna-se bastante útil, pois permite uma redução significativa do tempo de utilização das térmicas ao longo do dia.

5.1.3. Cenário 4

Este cenário teve como ano base, 2034, onde a solução de mínimo custo aponta para o acréscimo das unidades de energia, para atender a demanda neste ano. Além disso, neste cenário somente foi analisado um sistema com armazenamento, ou seja, realizou-se análises referentes às opções técnicas 2 à 4. Face aos cenários apresentados nas subsecções anteriores, um aumento significativo da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis provoca um aumento na percentagem de renováveis no sistema. Esta diferença deve-se ao aumento da capacidade eólica e fotovoltaica. No entanto, à medida que a participação de renováveis na

rede aumenta, maior o *CEEP*, e conseqüentemente mais difícil o controle do excesso. Porém, como já foi comentado o controle do excesso de produção de eletricidade (*CEEP*) vai depender da empresa operadora e gestora. A Tabela 23 mostra os resultados energéticos obtidos neste cenário.

Tabela 23 - Resultados energéticos do cenário 4

Térmica (GWh)	Eólica (GWh)	Fotovoltaica (GWh)	Bomba (GWh)	Turbina (GWh)	CEEP (GWh)	% CEEP	RES (GWh)	% RES
530	560	60,0	50	40	50	4,11	630	55,4

Fonte: elaboração própria (2018)

Em todas as opções técnicas, a contribuição de renováveis foi 55,4 %, maior do que o cenário 3 devido ao aumento de renováveis no sistema. O aumento da geração térmica justifica-se pelo crescimento da demanda. Por outro lado, a produção de energia renovável gerada é maior que a geração térmica o que gera excedente de eletricidade, viabilizando assim, a inserção do sistema reversível. A Figura 43 mostra a evolução da potência média mensal de cada fonte de geração e da demanda.

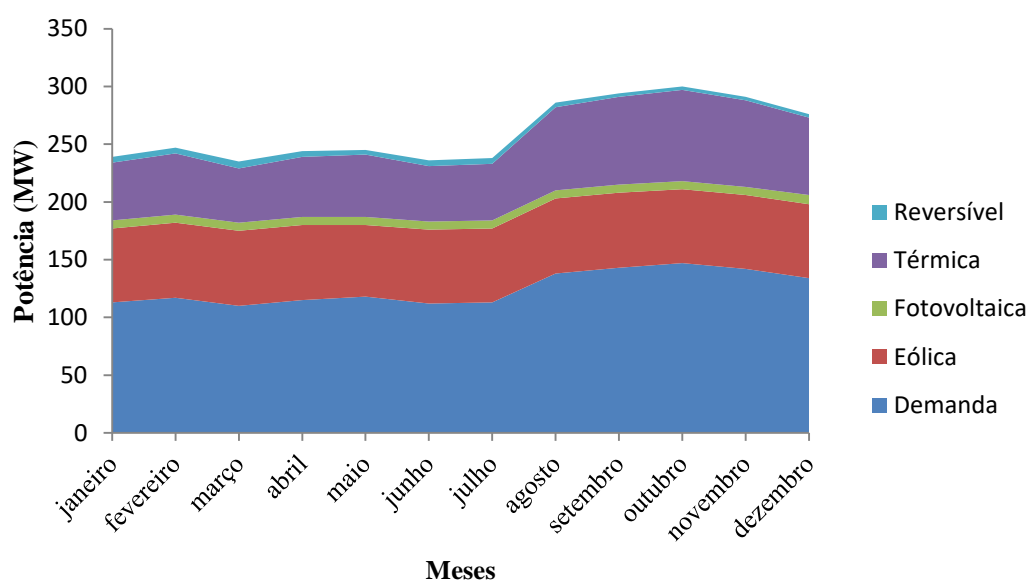


Figura 43 - Evolução da potência média mensal da demanda e das fontes de geração

Fonte: elaboração própria (2018)

A Figura 44 ilustra a variabilidade de algumas fontes de energia, em consequência de sazonalidade. É possível observar que a produção provinda da energia eólica apresenta, em alguns meses, valores superiores ao da térmica. Essa produção de eólica nesses meses coincide exatamente com o período que apresenta maior intensidade de vento no país. Nos períodos de baixa disponibilidade das fontes renováveis, o sistema recorre assim à térmica para a produção de eletricidade. Em seguida apresenta-se a evolução da potência média mensal de bombeamento e turbinamento na Figura 44.

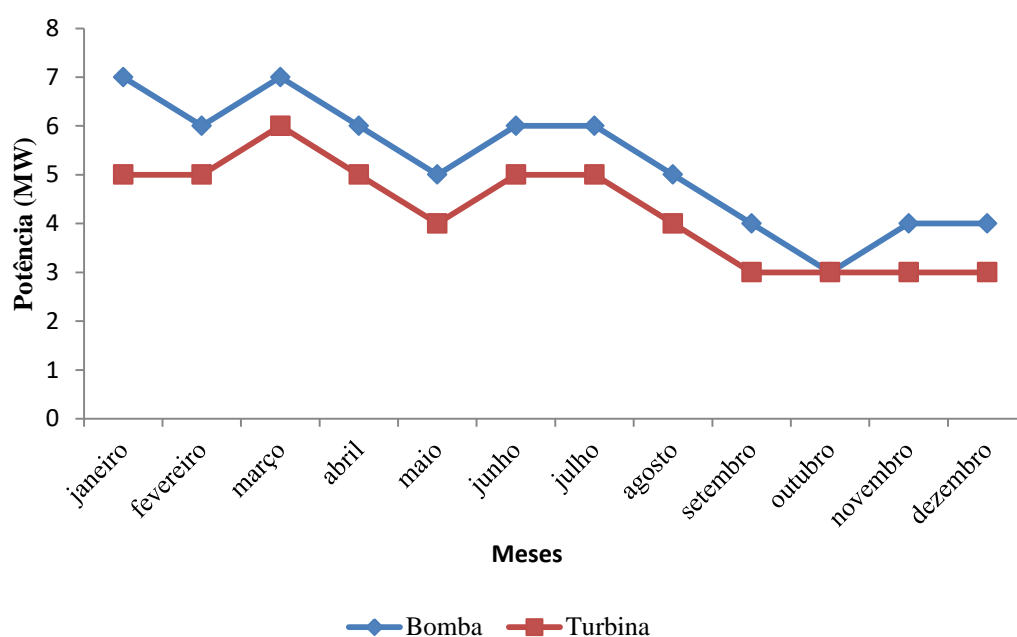


Figura 44 - Potência média mensal em bombeamento e turbinamento

Fonte: elaboração própria (2018)

Nesta Figura 44 é possível verificar que a produção do sistema atinge seu pico em março, em seguida ocorre uma redução significativa até maio, e atinge o seu valor mínimo em setembro, mantendo praticamente a mesma até dezembro. Como mencionada anteriormente, essa variação está associada às consequências da sazonalidade e às variações de consumo. A Figura 45 mostra a evolução da potência da central reversível nas primeiras 24 horas.

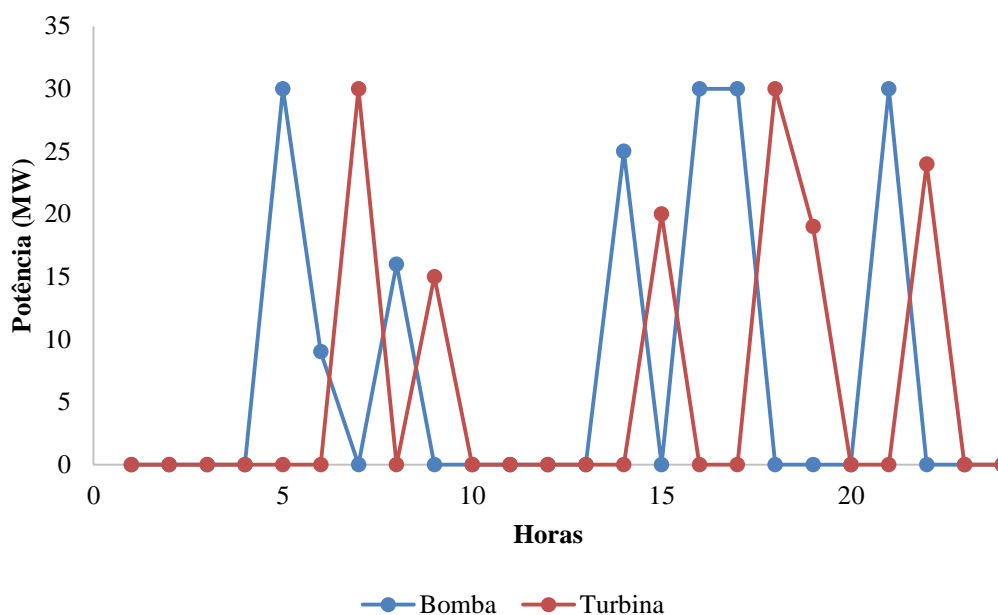


Figura 45 - Distribuição horária de potência nas primeiras 24h

Fonte: elaboração própria (2018)

Como a distribuição utilizada para todos os cenários é a mesma, a única diferença que se pode verificar nessas curvas de bombeamento e turbinamento, está relacionada com a quantidade de produção e consumo dos mesmos. Nesta distribuição da Figura 45 constata-se de fato que em relação ao cenário anterior, houve um aumento significativo da utilização do sistema o reversível, devido ao aumento da injeção de eletricidade renovável na rede. Percebe-se que a tendência é sempre um aumento da utilização do sistema tanto no período diurno como noturno. O consumo e a produção mínimos da bomba e da turbina foram, 16 MW e 15 MW, respectivamente.

5.1.4. Cenário 5

No quinto cenário tem como ano base 2034, com uma participação das energias renovável mais diversificada, contando com a inserção da energia proveniente das correntes marítimas e da eólica *offshore*.

Neste cenário, a solução de mínimo custo não aponta para o acréscimo das unidades de energia eólica *onshore* e solar. Como todas as simulações foram direcionadas para a solução de menor custo juntamente com um percentual a partir de 50% e existência de excesso de eletricidade renovável, a melhor combinação, manteve a eólica *onshore* e solar com as mesmas capacidades instaladas atualmente, 26 MW e 7,5 MW, respectivamente. A capacidade

de corrente marítima foi definida para uma potência 10 MW e a capacidade eólica *offshore*, resultou da solução ótima de mínimo custo para esse cenário. Assim como no cenário quatro, foi realizada também apenas simulações para um sistema reversível, ou seja, apenas com as opções técnicas de 2 à 4. A Tabela 24 apresenta os resultados energéticos obtidos nesse cenário.

Tabela 24 - Resultados energéticos do cenário 5

Térmica (GWh)	Eólica (GWh)	Corrente marítima (GWh)	Eólica offshore (GWh)	Fotovoltaica (GWh)	Bomba (GWh)	Turbina (GWh)	CEEP (GWh)	% CEEP	RES (GWh)	% RES
490	80	40	550	10,0	60	50	60	4,93	680	58,5

Fonte: elaboração própria (2018)

Em todas as opções técnicas, a contribuição de renováveis foi a mesma, 58,5 %, por isso não houve necessidade de apresentar os resultados separadamente. Pode-se observar neste cenário, o crescimento da demanda do sistema vai exigir instalação de novas fontes. A diversificação da matriz permitiu uma redução significativa da geração térmica, em relação ao cenário 4, e conseqüentemente na redução do consumo de combustíveis. Em contrapartida o excesso de eletricidade aumenta, devido à maior participação de renováveis do sistema, que como já mencionado, a forma como o excesso pode ser controlada vai depender dos objetivos dos operadores do sistema. No entanto, esse cenário diversificado mostra que com essa participação de renováveis, o sistema reversível também é necessário para aproveitamento desse excesso. A Figura 46 compara a potência média mensal da demanda e de cada fonte de geração para o último ano de planejamento (2034), de acordo com o cenário 5.

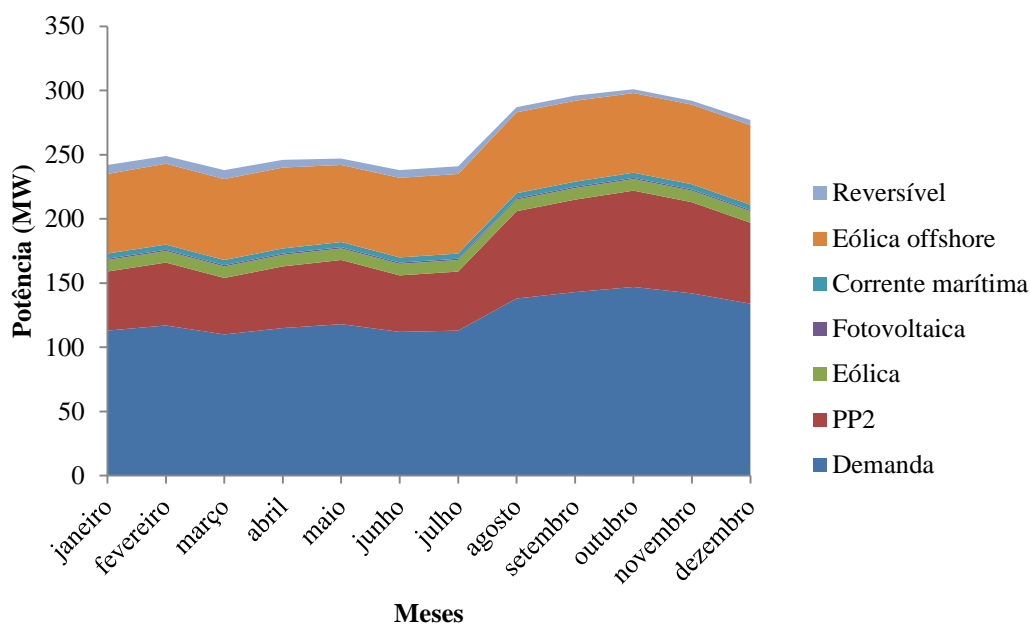


Figura 46 – Evolução da potência média mensal da demanda e das fontes de geração

Fonte: elaboração própria (2018)

De forma análoga ao cenário 4, novamente as consequências de sazonalidade torna-se evidente no comportamento dessas fontes renováveis. Embora a potência da energia eólica *onshore* em comparação ao *offshore* seja mais baixa, o comportamento é o mesmo em termos de produção, ou seja, a partir do mês de julho a produção aumenta. Por outro lado, a produção a partir da energia solar continua estável. É possível observar ainda que este cenário apresenta valores de produção de energia elétrica a partir da eólica *offshore*, superior em relação à térmica na maior parte dos meses do ano. Quando há excesso de eletricidade, o sistema de armazenamento entra em atividade para atender esses picos de produção. O sistema recorre assim novamente à térmica para a produção de eletricidade nos períodos de baixa disponibilidade das fontes.

A análise dos resultados demonstra que um cenário tendencialmente renovável a base de fontes intermitentes resultará sempre a um aumento do excesso de produção. Isto se deve principalmente às características sazonais do recurso eólico cujo fator de disponibilidade nos meses de verão é inferior ao dos meses de inverno, assim como das outras fontes em análise. Deste modo para satisfazer a restrição de sazonalidade, devido à inserção de novas tecnologias renováveis intermitentes no setor elétrico nacional, o planejamento do sistema deverá adotar estratégias que permitam obter maior integração dessas fontes, destacando a necessidade de recorrer a sistemas de armazenamento.

Em seguida apresenta-se a evolução da potência média mensal de bombeamento e turbinamento na Figura 47.

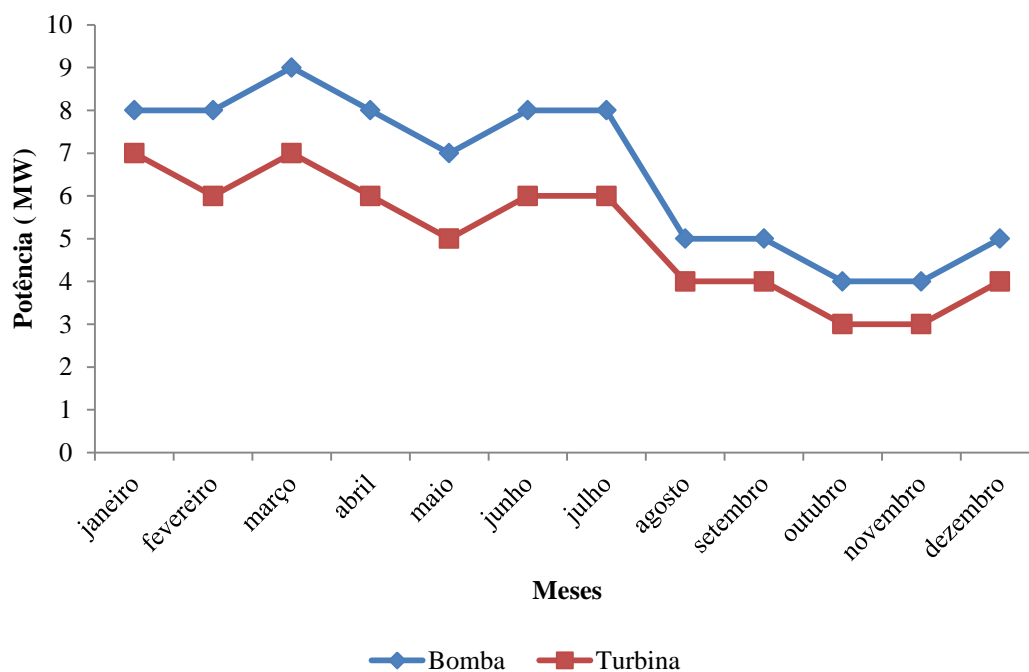


Figura 47 - Evolução da potência média mensal de bombeamento e turbinamento

Fonte: elaboração própria (2018)

Face ao investimento em novas fontes renováveis, este sistema torna-se bastante útil, em todas as opções técnicas. Esse crescimento vem de fato aumentar substancialmente a injeção de renováveis na rede, conferindo ao sistema maior capacidade e disponibilidade para o funcionamento da central hídrica reversível. Nesse cenário é possível verificar que a produção do sistema reversível é maior nos primeiros meses do ano, tendo uma redução a partir de julho mantendo constante de agosto até setembro e registrando o valor mínimo em outubro. A partir de novembro verifica-se um crescimento acentuado de consumo e produção do sistema reversível. A Figura 48 mostra a evolução da potência da central reversível nas primeiras 24 horas.

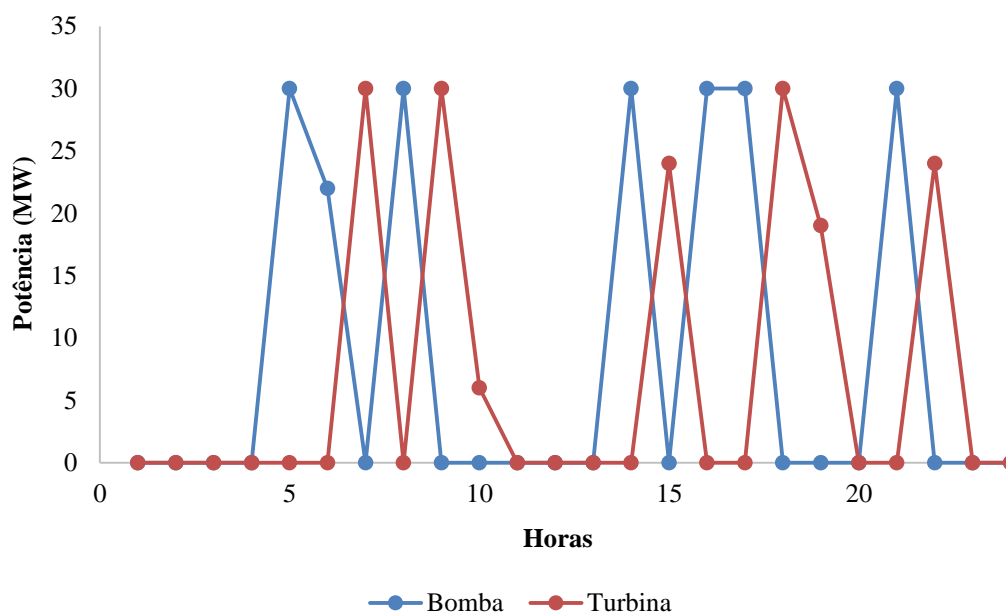


Figura 48 - Distribuição horária de potência nas primeiras 24h

Fonte: elaboração própria (2018)

Em comparação com o cenário quatro nota-se que houve um aumento do consumo das bombas e da injeção de eletricidade no sistema por parte das turbinas tanto no período diurno como no noturno. A produção e o consumo mínimos da turbina e da bomba foi 24 MW e 22 MW, respetivamente. Este aumento é sempre acompanhado com a redução da utilização da central térmica. Neste sentido, pode-se dizer que esse cenário é viável para o sistema elétrico de Cabo Verde, devido à redução da geração térmica, e consequentemente do consumo de combustíveis, ocasionando assim, a necessidade de utilização de um sistema de armazenamento de energia para o uso do excesso de injeção de renovável na rede. Ressalta-se novamente que em todas as opções técnicas o resultado foi semelhante.

5.2. Análise econômica e ambiental

Este subcapítulo dedicado ao estudo dos custos e a quantidade de emissão de CO₂ imputados a cada um dos cenários alternativos pretende funcionar como uma ferramenta auxiliar ao projeto, uma vez que o seu objetivo primordial se centrou na análise energética do sistema elétrico.

A análise da vertente econômica associada aos cenários considerados do sistema eletroprodutor será feita calculando-se assim os seguintes indicadores:

- a) Custo Variável de Operação e Manutenção
- b) Custos fixos
- c) Custo de Combustível
- d) Custo de CO₂
- e) Custo Marginal

Relativamente às variáveis aqui analisadas, existem duas variáveis que não são totalmente intuitivas como são obtidos os seus resultados, pelo que torna-se necessário explicar sucintamente a sua origem:

- *Marginal Operation Costs* – Custos relacionados com a percentagem renovável no sistema e com o funcionamento de todas as centrais.
- *Fixed Operation Costs* – Custos relacionados com operação e manutenção das centrais

O detalhamento e o método de cálculo utilizado são apresentados no Anexo 1.

A análise ambiental inclui a quantidade de combustíveis fósseis consumidos na central térmica para produção de eletricidade, permitindo fazer uma estimativa do impacto ambiental gerado pelo sistema eletroprodutor, nomeadamente ao nível da poluição atmosférica gerada e a contribuição para a emissão de gases de efeito de estufa.

5.2.1. Cenários 2 e 3

Assim como na análise energética, os cenários serão também analisados em subconjuntos de forma a ser possível fazer todas as comparações necessárias e suficientes para uma melhor e mais completa análise. A Tabela 25 mostra os resultados obtidos nos cenários dois e três. Como foi comentado anteriormente, os dois cenários são comparados, por apresentarem mesmo ano de demanda.

Tabela 25 - Resultados econômico e ambiental do cenário 2 e 3

Custos	2.1.1	2.1.2	2.1.3	2.1.4	3.1.1	3.1.2	3.1.3	3.1.4
Emissão de CO₂ anual (Mt)								
Emissão de CO ₂	0,308	0,308	0,308	0,308	0,206	0,194	0,194	0,194
Custos anuais (MUSD)								
Custos de operação marginal (MUSD)	2	2	2	2	1	1	1	1
Total de custos de emissão de CO ₂	5	5	5	5	3	3	3	3
Total de custos variáveis	110	110	110	110	82	79	79	79
Custos fixos de operação	9	19	13	16	16	26	20	23
Custos anuais de investimentos	21	60	35	48	41	79	55	67
Total de custos anuais	140	189	158	174	139	184	154	169

Fonte: elaboração própria (2018)

Analisando os resultados obtidos observa-se que, embora a demanda seja a mesma, a introdução dos 78 MW de eólica e 22,5 MW no cenário 3, ocasionou um custo total anual menor que o cenário 2, o que indica que este investimento foi de fato importante também a nível econômico. O alto custo no cenário 2 é justificado principalmente pela elevada produção térmica bem como uma menor integração das energias renováveis quando comparado com o cenário 3. Além disso, os custos de operação e manutenção das energias renováveis são menores que os custos das centrais térmicas com o uso de combustíveis fósseis e por outro lado a inexistência de custos de combustível e emissões de CO₂ relacionadas às FER introduzidas em cada um desses cenários.

Observando a Figura 49 é possível ver a tendência decrescente do cenário 2 para 3 do custo total, ocasionada, sobretudo pela geração térmica.

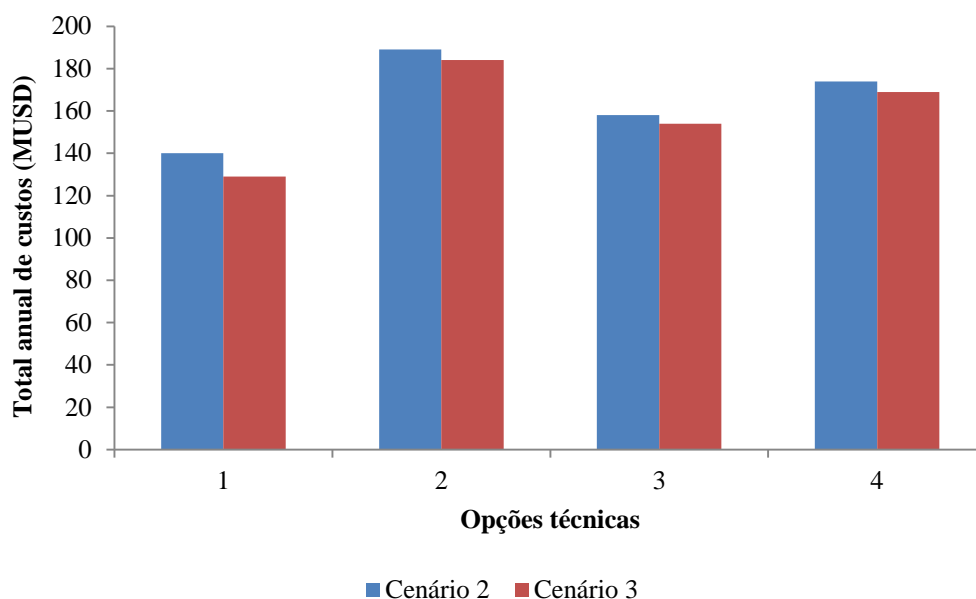


Figura 49 - Evolução do custo anual total dos cenários 2 e 3

Fonte: elaboração própria (2018)

Nos resultados do cenário 2, em todas as opções técnicas os custos variáveis, de emissão de CO₂ e os custos marginais são iguais porque a central reversível não entra em atividade. Já os custos de investimentos e fixos são diferentes. Essa diferença existe devido à existência do sistema de armazenamento, nas opções técnica 2, 3 e 4. Os resultados referentes às opções técnicas 2 à 4 (com armazenamento) do cenário 3 também apenas diferem nos valores de custos fixos de operação, no custo do investimento anual e, por conseguinte, no custo total anual. Esta diferença existe simplesmente devido as diferentes capacidades do sistema de armazenamento em cada opção técnica. Os restantes valores são iguais, porque as potências das bombas e das turbinas são iguais.

Em seguida, na Figura 50 apresenta-se apenas o gráfico das emissões de CO₂, uma vez que as evoluções do custo do óleo combustível e do custo das emissões teriam a mesma distribuição. Essa análise permite fazer uma estimativa do impacto ambiental gerado pelo sistema eletroprodutor, nomeadamente ao nível da poluição atmosférica gerada e a contribuição para a emissão de gases de efeito de estufa. O valor das emissões corresponde à soma do total das emissões de CO₂ emitido de todas as unidades de energia durante o período de planeamento.

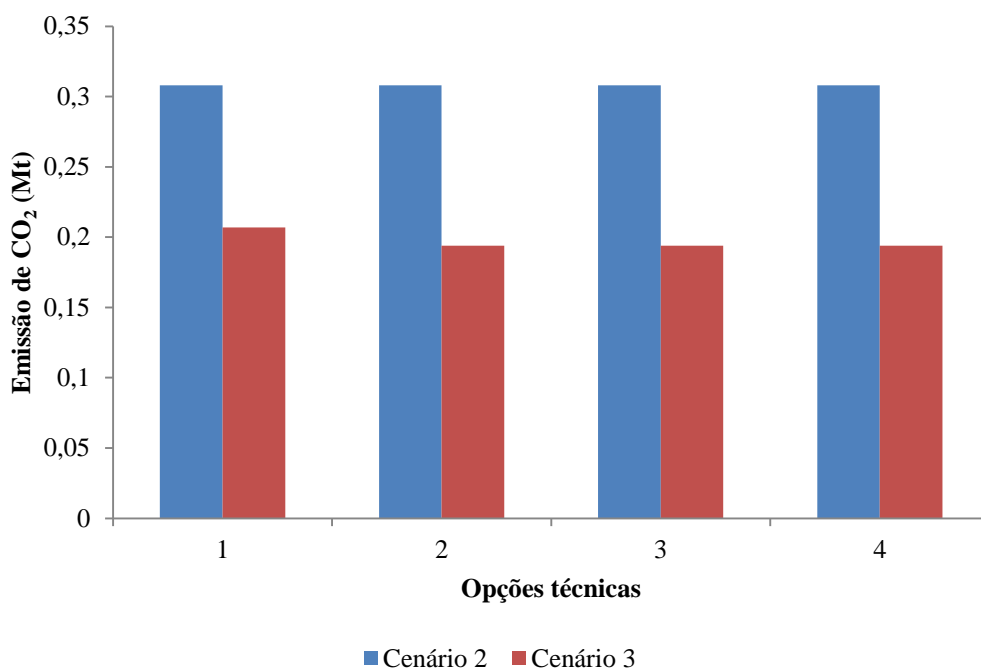


Figura 50 - Emissão de CO₂ nos cenários 2 e 3

Fonte: elaboração própria (2018)

A partir da Figura 50 fica ilustrado, como já se esperava, a redução de emissão de CO₂ do cenário 2 para 3 devido às centrais eólica e solar ocasionando assim, a diminuição da produção térmica. Analisando ainda a mesma figura, percebe-se que no cenário 2 em todas as opções técnicas a emissão é a mesma, pelo fato da usina reversível não entrar em atividade. No entanto, comparando estes dois cenários, nota-se que na primeira opção técnica do cenário 2 houve uma redução em torno de 102 mil toneladas de emissão de CO₂ em relação ao cenário 3, e nas opções técnicas de 2 à 4 a redução foi de 114 mil. Em relação ao cenário 3, há um redução significativa da opção técnica 1 quando o sistema reversível entra em funcionamento. A emissão de CO₂ referente às opções técnicas 2 à 4 são iguais pelo fato das potências da bombas e da turbinas serem iguais.

Assim, importa refletir que apenas o aumento da capacidade de FER no sistema permitirá que o sistema elétrico tenha um desempenho ambiental mais neutro, diminuindo assim o uso de combustíveis fósseis.

5.2.2. Cenários 4 e 5

Estes dois cenários estão sendo comparados pois referem-se ambos ao mesmo ano base. A Tabela 26 mostra os resultados econômicos e ambientais obtidos.

Tabela 26 - Resultados econômico e ambiental

Custos	4.1.1	4.1.2	4.1.3	5.1.1	5.1.2	5.1.3
Emissão de CO₂ anual (Mt)						
Emissão de CO ₂	0,287	0,287	0,287	0,270	0,270	0,270
Custos anuais (MUSD)						
Custos de operação marginal (MUSD)	2	2	2	2	2	2
Total de custos de emissão de CO ₂	4	4	4	4	4	4
Total de custos variáveis	110	110	110	106	106	106
Custos fixos de operação	33	27	30	32	25	28
Custos anuais de investimentos	98	74	86	93	69	81
Total de custos anuais	242	211	226	230	199	215

Fonte: elaboração própria (2018)

Analisando os resultados nota-se que, embora a demanda seja igual nos dois cenários, e o cenário 5 apresentar uma maior diversificação de renováveis, o custo total de investimento neste cenário é menor do que no cenário 4. O baixo custo do cenário 5 é justificado pela baixa produção térmica bem como uma menor integração das energias renováveis em termos de potência instalada quando comparado com o cenário 4. Observando a Figura 51 é possível ver a tendência do custo total do cenário 4 e 5.

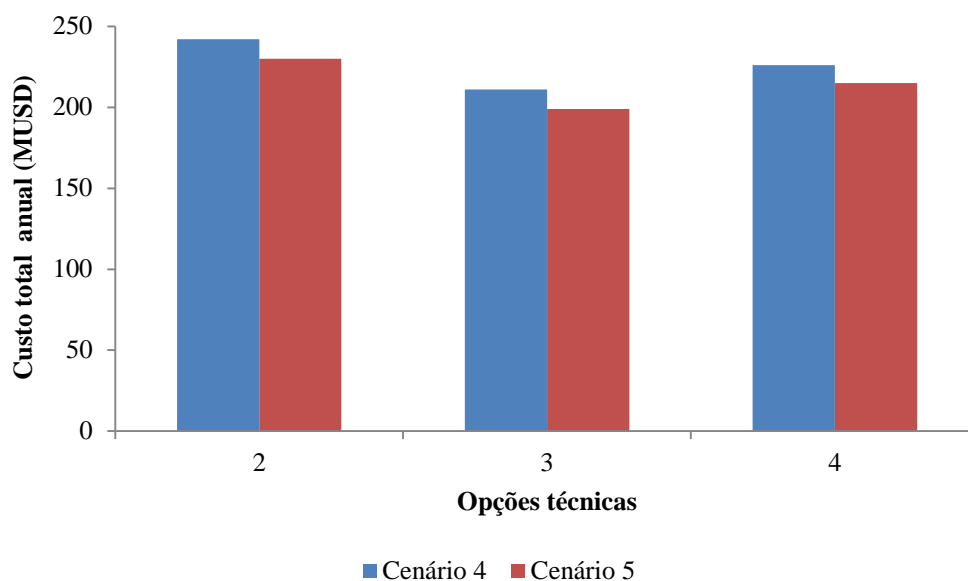


Figura 51 - Evolução do custo anual total em MUSD dos cenários 2 e 3

Fonte: elaboração própria (2018)

Em todas as opções técnicas do cenário 4, os custos variáveis, custo de emissão de CO₂ e os custos marginais são iguais enquanto que os custos de investimentos e fixos são diferentes. No cenário 5 também se verifica esse mesmo comportamento do cenário 4. Esta diferença de custos fixos e de investimentos existe simplesmente pelo fato da diminuição do tamanho do sistema de armazenamento em cada opção técnica. Os restantes valores são iguais, porque as potências das bombas e das turbinas são iguais.

O aumento da participação de renováveis na rede, além de reduzir os custos totais reduziu também as emissões de CO₂ no cenário 5 e, por isso, uma redução no consumo do óleo combustível total. A Figura 52 mostra um gráfico das emissões de CO₂ nos cenários 4 e 5.

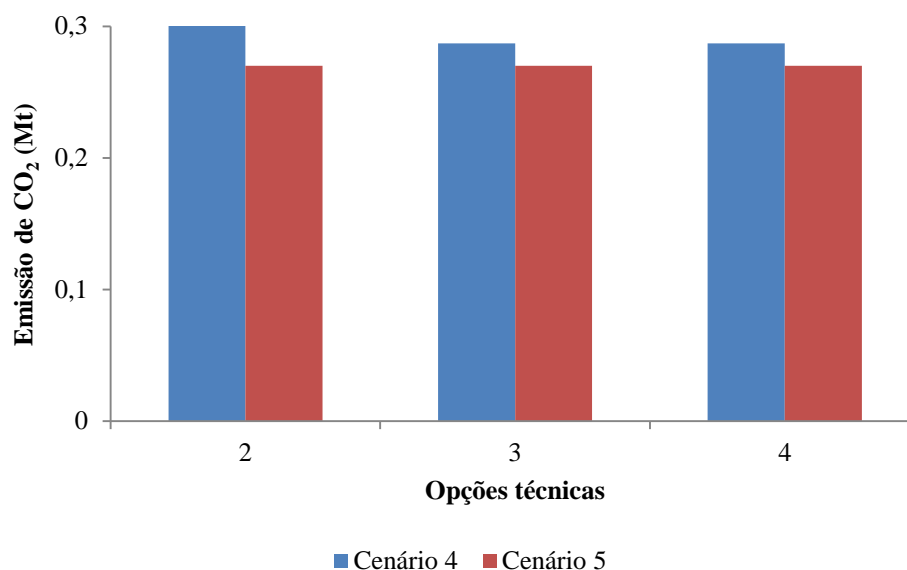


Figura 52 - Emissão de CO₂ nos cenários 4 e 5

Fonte: elaboração própria (2018)

Em cada cenário em todas as opções técnicas, as emissões são as mesmas, pois a única diferença está relacionada com o tamanho do sistema de armazenamento. Embora a potência total instalada em renováveis no cenário 4 seja maior, o aumento da produção de produção térmica reflete no aumento de combustíveis e conseqüentemente nas emissões e no custo dessas emissões. Do cenário 4 para o 5 houve um redução de 17 mil toneladas de emissão de CO₂.

Portanto, tanto a nível econômico como a nível ambiental o cenário 5 é mais favorável que o cenário 4. Isso mostra que nem sempre a melhor solução para o setor elétrico de Cabo Verde, está centrada apenas no aumento da capacidade instalada das fontes renováveis existentes atualmente, uma vez que a diversificação da matriz também pode trazer benefícios tanto a nível ambiental como econômico.

5.3. Benefícios sociais

Embora, o foco do trabalho esteja centralizado primordialmente na análise energética do sistema elétrico de Cabo Verde, essa subseção apresenta um levantamento feito sobre o indicador de geração de empregos para quantificar o potencial de criação de novos postos de trabalho nos cenários da evolução da capacidade instalada de geração elétrica em Cabo Verde, com o intuito de analisar os benefícios sociais que as FER podem proporcionar para o país.

Em termos sociais, o potencial de geração de empregos é o que recebe maior atenção na literatura, pois empregos diretos e indiretos são gerados quando a participação das FER na matriz energética aumenta (DIJK *et al.*, 2003; DALTON; LEWIS, 2011). Isso se relaciona não apenas com a construção ou instalação da planta, mas também com a operação e manutenção.

5.3.1. Geração de empregos

Além das questões ambientais e segurança energética, as questões sociais também são aspectos importantes que motivam uma maior utilização das fontes renováveis, e que devem ser consideradas quando se avalia as diferentes tecnologias de geração de energia elétrica.

Especificamente para países insulares, como Cabo Verde altamente dependente de combustíveis fósseis, a energia renovável surge não apenas como solução para atender à crescente demanda de energia reduzindo drasticamente as emissões de carbono, mas também um potencial impulsionador para o crescimento econômico e diversificação. De um modo geral, as FER são importantes para a geração de emprego e rendas locais, resultantes da fabricação de equipamentos, desenvolvimento de projetos, fornecimento de serviços, entre outros (JARAMILLO *et al.*, 2004)

Um argumento muito utilizado na literatura é que as FER geram mais empregos do que as fontes convencionais de produção de eletricidade. De acordo com Llera *et al.* (2010), para cada MW instalado estima-se que as FER possam gerar de 1,8 a 4 vezes mais empregos/MW instalados do que as fontes convencionais. Contudo, existe certa dispersão nos indicadores e na ordem de grandeza desses, principalmente devido aos vários procedimentos e fontes utilizados. Em termos gerais, para avaliar o efeito da exploração de fontes renováveis de energia no emprego, os métodos utilizados podem ser classificados em duas categorias: Métodos de saída (I-O) e métodos analíticos, ambos com vantagens e desvantagens distintas.

A primeira opção requer o levantamento de muita informação e, por isso, sua aplicação a nível regional é limitada. No entanto, esses modelos permitem obter uma estimativa da criação de empregos indiretos e empregos induzidos pelo efeito multiplicador do setor de energia. Os métodos analíticos são frequentemente utilizados, proporcionando os impactos diretos sobre o emprego devido a cada investimento em tecnologia renovável, como fabricação, entrega, construção e instalação, e operação e manutenção (LLERA *et al.*, 2010). Os resultados obtidos através de ambos os procedimentos permitem estimar indicadores ou

razões que quantifiquem os empregos criados. No entanto, os índices deduzidos nos estudo do primeiro método são superiores aos obtidos por Métodos analíticos.

Além disso, de acordo com Llera *et al.* (2010), não existe também um consenso sobre como melhor medir a criação de empregos, especialmente para as tecnologias renováveis, variando assim, de estudo para estudo. Entre os diversos índices utilizados, identificaram-se as seguintes: empregos-ano por capacidade, empregos de um ano por capacidade, empregos por capacidade instalada (em um ano ou acumulada) e, por fim, empregos por geração de energia elétrica. Ainda segundo o mesmo autor, o indicador empregos-ano por capacidade é utilizada quando se analisa a geração de empregos nos estágios de fabricação e construção, uma vez que a força de trabalho nesses estágios é temporária. Já nas fases de operação e manutenção (O&M) e processamento de combustíveis, utiliza-se a métrica empregos por capacidade instalada, ou seja, a quantidade de pessoas que precisam ser empregadas continuamente para operar a planta.

Dalton e Lewis (2011), Llera *et al.* (2010) e Kammen *et al.* (2004) enfatizam que a índice geração de empregos por MW (empregos/MW) deve ser utilizada para quantificar o potencial de geração de empregos na indústria de energia elétrica. De fato, o índice empregos/MW é a mais utilizada na literatura. Além disso, o indicador de empregos criados/MW acumulado é um indicador de desempenho mais estável, uma vez que sofre menos influência de variações anuais. Ainda de acordo Dalton e Lewis, o indicador empregos/MW se divide em duas variações: empregos por capacidade instalada em um ano qualquer (emprego/MW instalado-ano) e empregos por capacidade acumulada (emprego/MW acumulado). No entanto, a maioria dos estudos não define claramente qual metodologia foi utilizada para derivar o indicador, se capacidade adicionada em um ano ou se capacidade acumulada. O indicador empregos/MW instalado-ano é sensível às variações anuais na capacidade instalada, geralmente ditada pelo ambiente econômico e pelas políticas governamentais. Já o indicador de empregos criados/MW acumulado é um indicador de desempenho mais estável, uma vez que sofre menos influência de variações anuais.

Outra diferença entre os pressupostos dos estudos que deve ser levado em consideração em relação ao potencial de geração de empregos é a classificação e apropriação dos empregos associados à produção de energia elétrica. Isso porque a definição de empregos diretos e indiretos também apresenta uma certa arbitrariedade ocasionando assim dispersões na análise dos dados.

Os empregos diretos referem-se a toda a indústria envolvida na fase final, incluindo a operação e manutenção. Segundo Dalton e Lewis (2011), a categoria empregos diretos ainda

engloba as seguintes áreas: planejamento e gerenciamento de projetos, pesquisa e desenvolvimento, empresas de energia, serviços públicos, engenharia e serviços especializados; e educação e treinamento voltados especificamente para o setor. Por outro lado, os empregos indiretos, podem se referir a todas as indústrias que não estão diretamente envolvidas na fabricação dos equipamentos ou, alternativamente, podem se referir à criação de empregos completamente dissociados do setor de FER, porém resultantes da indústria de FER. Há também estudos que incluem empregos induzidos (aqueles criados devido ao gasto de salários de novos empregos na economia doméstica) na quantificação final.

As taxas de geração de empregos criados dependem de dois fatores: dos empregos criados em uma região e o destino do produto fabricado ou do serviço prestado. Assim, uma fábrica que produz componentes para centrais de geração de eletricidade para exportação está gerando empregos locais. No entanto, a quantidade de emprego gerado não se refere ao aumento da capacidade instalada local, mas sim à capacidade de geração equivalente à produção que foi exportada para outro país (DALTON, LEWIS 2011).

Á título de exemplo, a Dinamarca tem uma grande produção no setor de turbinas eólicas, mas a maior parte da sua produção dos componentes neste setor é destinada para exportação, gerando assim uma imprecisão na medição imprecisão no indicador de geração de emprego. Segundo Dalton e Lewis (2011), existe uma falta de clareza ao combinar essa informação com as modestas taxas de expansão da capacidade instalada observadas nos últimos anos, e o resultado não corresponde com a realidade, pois o indicador de geração de emprego/MW é excessivamente alto.

Por outro lado, países como Cabo Verde por exemplo, que não possuem uma indústria doméstica de produção de equipamentos FER, qualquer criação de emprego associada à geração de energia elétrica deve ser resultado predominantemente das fases de instalação e de O&M.

Embora existam alguns artigos lidando com os benefícios socioeconômicos locais das FER nas ilhas, informações direcionadas a análise desses benefícios em relação a maiores oportunidades de desenvolvimento e criação de empregos é escasso (JARAMILO e LORAIMA, 2010). Portanto, para análise da geração de empregos a partir das FER em Cabo Verde, foi levantado um conjunto de indicadores de geração de emprego/MW nas publicações pesquisadas.

A literatura revela a existência de uma grande variação nos indicadores, devido a falta de clareza sobre o emprego gerado, se direto ou se indireto e se são acumulativos ou não acumulativos. No entanto, apesar de alguns estudos não explicitarem no texto o método

utilizado para estimar o indicador, a maioria dos estudos utilizou a métrica recomendada de geração de empregos/MW acumulado. Portanto, para Cabo Verde utilizou-se o indicador empregos/MW acumulado. De acordo Dalton e Lewis (2011), estudos de vento no mar têm uma grande variedade de valores, variando de 3,9 a 47 trabalhos, enquanto que a eólica terrestre os valores observados variam entre 0,71 a 25 trabalhos. A indústria de energia solar fotovoltaica (PV) tem taxas de trabalho variando de 7 a 15 empregos / MW. Devido à grande amplitude de valor referente à geração de empregos/MW, principalmente no limite superior para cada fonte foram selecionados os menores valores para cada fonte utilizada com o intuito de manter uma análise conservadora. Para a indústria de ondas, existem poucos estudos por ser uma indústria em desenvolvimento. Entretanto esses mesmos autores, enfatizaram que já existem estudos que fornecem estimativas de geração de empregos para essa indústria. No entanto, para as correntes marítimas devido à falta de informações foi considerada o mesmo valor utilizado em um relatório irlandês que estima a criação potencial de aproximadamente 9 empregos/MW para ondas. A Tabela 27 apresenta os indicadores de geração de emprego/MW levantados na literatura.

Tabela 27 - Indicadores de geração de emprego/MW

Fontes	Indicador Emprego/MW
Eólica Onshore	0,71
Eólica offshore	3,90
Corrente marítima	9,0
Solar Fotovoltaica	7,0

Fonte: adaptada de Dalton e Lewis (2011)

Com base nesses indicadores, a Figura 54 apresenta o número de empregos criados em decorrência da expansão da capacidade instalada no cenário de referência. Esses valores foram obtidos por meio do produto entre o indicador de geração de emprego/MW de cada fonte e a capacidade instalada adicional (MW).

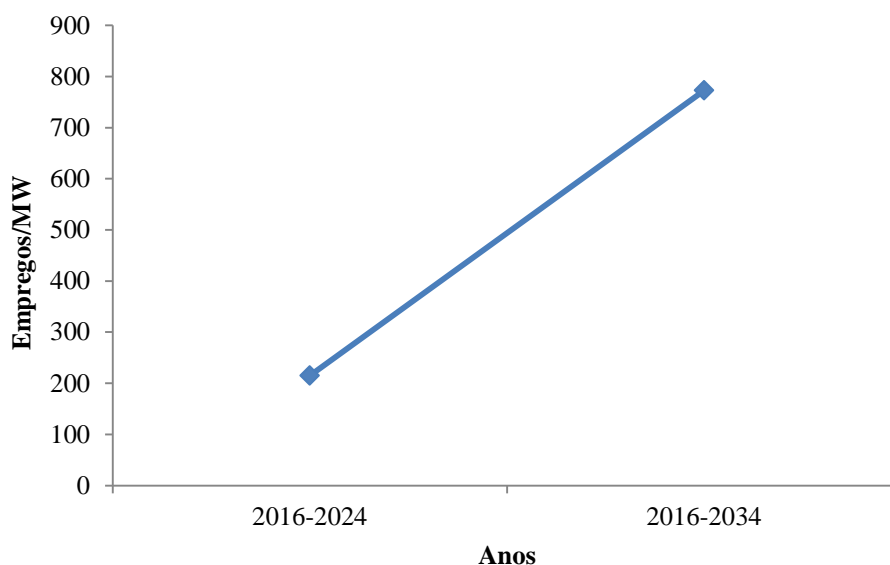


Figura 53 - Potencial de geração de empregos a partir do cenário de referência

Fonte: elaboração própria (2018)

Analisando a Figura 53, nota-se que em 2024 mais de 200 empregos/MW poderiam ser criados com a inserção dos 78 MW e 22,5 MW de capacidade instalada proveniente da fonte eólica e solar fotovoltaica, respetivamente. Em 2034 o número de empregos gerados chegaria em torno de 772, considerando os projetos instalados em 2016 e investimentos em corrente marítima e eólica *offshore*. Para Cabo Verde a criação de oportunidades de emprego poderá ser fundamental para garantir um crescimento sustentável do PIB e do bem-estar do país. Isso porque economicamente, as FER nas ilhas podem proporcionar investimentos em áreas remotas, aumento do emprego local e redução da perda de moeda na importação de combustíveis convencionais. O dinheiro poupado pela redução do uso de combustíveis fósseis permitiria que mais recursos financeiros fossem alocados em outros setores sociais e econômicos críticos e implementação da política de desenvolvimento sustentável em geral.

Chen (2017) analisou o impacto das energias renováveis na economia especificamente no PIB nos Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento (SIDS, sigla em inglês), e concluiu que apenas um aumento de 1% na geração de eletricidade a partir de fontes renováveis pode levar a 0,025% de aumento no PIB. Segundo o mesmo autor, apenas com o deslocamento de importações de combustível em pequenos estados insulares por meio de investimentos em energia renovável sugere uma solução sustentável.

6. CONCLUSÕES

O rápido crescimento da demanda, as alterações climáticas e o alto custo da eletricidade são algumas das preocupações de Cabo Verde e de muitos outros países, sobretudo os insulares. Cabo Verde não possui quaisquer recursos energéticos de origem fóssil. A eletricidade produzida majoritariamente pelo recurso dos derivados do petróleo é apontada como uma das principais razões para as dificuldades sentidas no setor elétrico no país. Todas estas questões têm despertado interesse por parte de Cabo Verde na exploração e desenvolvimento de outras fontes alternativas em reduzir esta dependência e aumentar a segurança e sustentabilidade energética, principalmente promovendo e incentivando a utilização de fontes renováveis. No entanto, apesar de Cabo Verde possuir uma boa dotação de recursos renováveis, ainda essas fontes representam uma parcela reduzida na oferta total de energia. Atualmente o país possui apenas 33,5 MW de potência instalada de fontes renováveis para geração de eletricidade. Em função do ritmo acelerado da demanda por eletricidade, caso não houver novos investimentos no setor elétrico, o consumo por combustível fóssil continuará aumentando. As fontes renováveis assumem, assim, especial relevância na estratégia do país para a energia, sendo a solução direta e mais eficaz para substituir os combustíveis fósseis. Além disso, a técnica de geração de eletricidade a partir de energias renováveis possui inúmeras vantagens. Destaca-se entre estas vantagens os benefícios ambientais, como a redução das emissões de gases responsáveis pelo efeito de estufa, assim como benefícios sociais, desde a geração de empregos, melhoria no acesso à eletricidade, redução dos custos de geração elétrica, assim como o desenvolvimento econômico do país.

Porém, apesar de existir uma previsão otimista do aumento da participação das fontes renováveis na geração eletricidade, muitas vezes a integração é limitada, devido essencialmente à natureza intermitente de alguns desses recursos. Portanto, para uma maior produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, diminuir a dependência das centrais termoelétricas, responder de forma rápida e eficaz às variações de carga devido à intermitência, e ao controle da rede, é necessário recorrer a sistemas de armazenamento de energia.

A modelagem do sistema elétrico de Cabo Verde utilizando o software EnergyPLAN possibilitou uma análise de uma maior integração das energias renováveis, tendo em conta o potencial estimado, os custos e as perspectivas de consumo elétrico com base nas previsões anuais a partir de uma situação de referência, o ano de 2016, para um período de 18 anos. Tendo em vista que foi considerada uma perspectiva técnica, os resultados mostraram o

comportamento energético, os benefícios ambientais bem como os impactos econômicos que as fontes renováveis podem trazer para o país.

Sob o ponto de vista energético, no primeiro cenário considerou as tecnologias renováveis já existentes em Cabo Verde, tendo como base os dados relativos ao ano 2016, período em que a contribuição total das FER para a geração de eletricidade foi em torno de 21,2%. Esse percentual mostra pequena representatividade das fontes renováveis na oferta total energia, reduzindo assim a importância do sistema de armazenamento.

O segundo cenário modelado mostrou que se a demanda de eletricidade no país continuar aumentando, sem investir em novas renováveis, a participação de renováveis no setor elétrico de Cabo Verde não excederá 16%, e, conseqüentemente, tornando-se inviável a inserção de um sistema de armazenamento de energia. Evoluindo para o cenário 3, percebe-se que mesmo com o aumento da demanda, devido a uma maior participação de renováveis, a instalação do sistema de armazenamento torna-se necessário, devido a existência de excesso de eletricidade renovável no mesmo. Neste cenário nota-se também uma redução significativa da geração térmica com a inserção do sistema de armazenamento.

Nos cenários quatro e cinco, com o aumento da participação de renováveis no sistema, o aumento da geração de eletricidade por parte das renováveis cresce de forma significativa, e conseqüentemente gerando um aumento do *CEEP*. A inserção das fontes (eólica offshore e corrente marítima) no cenário cinco permitiu uma redução significativa da geração térmica, em relação ao cenário quatro e conseqüentemente na redução do consumo de combustíveis. Em contrapartida o excesso de eletricidade aumenta, devido à maior participação de renováveis do sistema. Entre esses dois cenários, o quinto foi a melhor, não só porque faz aumentar a percentagem de renováveis e, conseqüentemente a redução da geração térmica, como também favorece ainda mais o sistema de armazenamento de energia e reduz os custos totais anuais. A introdução das novas fontes no sistema (eólica offshore e corrente marítima) no cenário cinco mostrou também, que o investimento pode ser útil para o alcance das metas. A demanda crescente aliada com os altos custos da geração, nações como Cabo Verde, dependentes das importações, necessitam de alternativas para o abastecimento energético seguro e sustentável. A conjuntura econômica do país constitui um dos principais fatores a investir em energias renováveis. Portanto, investir na exploração de outras fontes renováveis trará muitos benefícios, principalmente na redução da dependência energética externa.

Em relação às opções técnicas dois, três e quatro, para cada cenário, os resultados foram semelhantes, isso porque a capacidade do reservatório superior não influencia os resultados em termos energéticos, já que tudo o que é bombeado é imediatamente recuperado de volta

através da turbina hidráulica e também em ambos, as potências das bombas são iguais, assim como o período de funcionamento e a demanda de eletricidade. Embora a capacidade de armazenamento varie em cada uma dessas opções técnicas, essa diferença refletiu apenas nos custos do sistema. À medida que a capacidade de armazenamento diminuía mais barato ficava o sistema.

De um modo geral os resultados apresentados nos cenários três, quatro e cinco demonstraram que o aumento das FER no sistema proporcionou uma maior injeção de energia na rede, mostrando assim a importância do uso do sistema de armazenamento. Com a inserção do sistema de armazenamento, foi possível reduzir a produção de geração térmica e conseqüentemente à dependência energética do país.

Todos os cenários alternativos com exceção do segundo mostraram que com o crescimento da demanda, o país deve investir em novas capacidades de fontes de energia renováveis, para reduzir o uso de geração térmica e conseqüentemente o consumo de combustíveis fósseis. No entanto, apesar do crescimento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis ter potencial para compensar o uso substancial de combustíveis fósseis, colocam-se alguns desafios relacionados com a variabilidade de alguns desses recursos, que ameaçam o abastecimento regular e confiável de energia. Desta análise ressalta a baixa produção de eletricidade em alguns meses (para todos os cenários), devido, sobretudo à sazonalidade associada à fonte eólica afetando o comportamento do sistema, o que compromete a sua produção e a capacidade de resposta à demanda. A elevada sazonalidade coloca-se assim em evidência também da necessidade da utilização do sistema de armazenamento de energia. O uso de sistema de armazenamento além de ajudar no controle da variabilidade dessas fontes, aproveita o excesso, armazenando-o, para mais tarde responder às necessidades, passando a ser uma alternativa para o sistema energético.

Para Cabo Verde, em função do crescimento da demanda nos próximos anos, a meta para alcançar 50% de renováveis no setor elétrico nacional, exige a necessidade de uso de um sistema de armazenamento, devido às características de intermitência dessas fontes. Portanto, a modelagem do sistema de armazenamento hídrico nesse trabalho, trouxe algumas reflexões sobre a sua necessidade para o alcance dessas metas, assim como na garantia de uma maior segurança no abastecimento energético.

Em termos econômicos, dos resultados apresentados, observa-se que a aplicação de qualquer um dos cenários renováveis propostos resultará um custo de investimento elevado para Cabo Verde, ao longo dos próximos 18 anos. Os valores de custos apresentam um grande aumento nos cenários com níveis renováveis elevados e também devido à existência do

sistema de armazenamento. O custo constitui, sem dúvida, uma das principais limitações da integração de unidades de energia com base em fontes renováveis, que podem, no entanto, vir a ser compensadas devido ao tempo de vida de longo prazo e dos benefícios associados a estas tecnologias. Por outro lado, neste estudo ficou evidente que este sistema de armazenamento de energia seria benéfico, em alguns casos, tanto a nível energético, económico e ambiental, uma vez que os investimentos deste sistema contribuem para uma redução de produção térmica e, por isso, de todos os custos associados. Apesar do custo inicial de investimento em FER ser elevado, tais energias, particularmente a eólica, fornece eletricidade a preços acessíveis, uma vez que possuem custos variáveis insignificantes.

Quanto ao aspecto ambiental como seria esperado, o aumento das fontes renováveis no sistema reduz as emissões de CO₂, ou seja, quanto mais renovável for o sistema, menos CO₂ é emitido. Em todos os cenários percebe-se que, embora a demanda aumente, com o crescimento da participação das renováveis no sistema, a emissão de CO₂ diminui.

Para além dos parâmetros analisados com auxílio do software, foi de fundamental importância realizar uma análise sobre os aspectos sociais, considerando a geração de empregos com a inserção das novas capacidades de fontes renováveis. Para essa avaliação, os resultados mostraram que, de 2016 até 2024, com a inserção de 78 MW da fonte eólica e 22,5 MW da solar fotovoltaica, gerariam em torno de 215 empregos/MW. Em 2034 o número de empregos gerados seria de aproximadamente 772 empregos/MW, considerando os projetos instalados em 2016 e investimentos em corrente marítima e eólica *offshore*.

Este trabalho surgiu como sendo mais uma contribuição para compreender a importância das fontes renováveis no sistema energético de Cabo Verde, tendo em consideração fatores como, o crescimento do consumo de eletricidade, a disponibilidade dos recursos, e a segurança do abastecimento energético. Além disso, o trabalho tencionou contribuir também para a reflexão sobre a necessidade de uso de sistema de armazenamento de energia para o eventual aumento da integração das energias renováveis no sistema energético de Cabo Verde. Em suma, acredita-se que o sistema de produção analisado permite responder às necessidades energéticas do país, bem como proporcionar condições para que o desenvolvimento socioeconómico nacional seja uma realidade, através de baixos custos de eletricidade, maior segurança no abastecimento e um impacto ambiental substancialmente reduzido.

Como trabalho futuro, seria interessante estudar novos cenários com diferentes percentagens de participação de fontes renováveis, e novas formas de armazenamento de energia e perceber quais os benefícios e desvantagens desses sistemas em relação ao sistema

energético de Cabo Verde. Além disso, como se trata de uma rede fictícia, uma proposta interessante seria estudar a expansão da rede nacional, com interligação das ilhas. Isso porque, a inserção de novas fontes de energia na rede em larga escala no sistema elétrico de potência para a sua expansão representa uma mudança significativa na operação e planejamento do sistema como um todo que deve ser analisada no atual contexto que questiona a forma em que se dá o desenvolvimento. Principalmente quando se tem um sistema em que cada local possui sua própria complexidade. Portanto, para uma análise mais robusta, seria necessário um estudo mais detalhado como, por exemplo, análises de confiabilidade da rede (transmissão, geração e distribuição), fluxo de potência, análise de contingências, alternativas de expansão, entre outros.

REFERÊNCIAS

AMARAL, L. P., Araújo, A.; MENDES, E.; MARTINS, N. *Economic and environmental assessment of renewable energy micro-systems in a developing country. Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Portugal, p.1-10. 12 mar. 2014.

ANDRÉ, Jorge; SANTOS, Joana; MARTINS, Carlos. *Hydropower plants in arid regions A dream come true in Cape Verde. Gesto Energy*. Portugal, v. 1, n. 1, p.1-9. nov. 2017.

BARREIRA, Inês; PHYS, J. *Off-stream Pumped Storage Hydropower plant to increase renewable energy penetration in Santiago Island, Cape Verde. Journal of Physics: Conference Series*. 2017.

BENELGHALI, Seifeddine; BENBOUZID, Mohamed; CHARPENTIER, Jean, Frédéric. *Marine tidal current electric power generation technology: state of the art and current status. IEEE IEMDC'07. Antalya, Turkey, v. 2.. 2010.*

BLACK & VEATCH LTD. Phase II: uk tidal stream energy resource assessment. In: THE CARBON TRUST, 2005, United Kingdom. **Relatórios Técnicos**. United Kingdom, 2005. p.1-51.

BRUNI, Carlos D' Alexandria; SOUZA, Luiz Guilherme Meira de. **Otimização de sistema de bombeamento com energia eólica: Sistema de bombeamento de São Gabriel**. 87 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Departamento de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Rio Grande do Norte, Natal, 2007.

Cabeólica (2016). Relatório & conta 2016.

CABO VERDE. Boletim Oficial da República de Cabo Verde, B.O. nº01, I Série, de 03 de Janeiro de 2011, decreto-lei nº 01/2011. Estabelece as disposições relativas à promoção, ao incentivo e ao acesso, licenciamento e exploração inerentes ao exercício da atividade de produção independente e de auto produção de energia eléctrica.

CARALIS G, Papantonis D; ZERVOS A. *The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system. Renewable Sustainable Energy Reviews*. Athens, v.16. 2012.

Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECOWAS) (2014). Relatório sobre a situação das energias renováveis e eficiência energética na CEDEAO.

Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECOWAS) (2011). *Cape Verde: energy and recommendation*.

Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECOWAS) (2012). *Cape Verde : energy analysis and recommendation*

Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECOWAS) (2015). *Agenda de Ação para Energia Sustentável para Todos em Cabo Verde*.

Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency (ECOWAS) (2016). Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis: Cabo Verde. Período (2015-2020/2030).

CHEN, F., Duic, N.; Alves, L. M.; Carvalho, M. Grene. *Renewislands: renewable energy solutions for island. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Lisbon, p.1-15. 2007.

CHEN, Jinxi. *The Macroeconomic Benefits of Renewable Energy Investments in Small Island States*. Climate institute. 2017

CONNOLLY, D.. *A User's out to Energyplan*. University of Limerick. 2010.

CONNOLLY. D.; LUND. H.; MATHIESEN. B.V; LEAHY. M. *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. Applied Energy*. Ireland, v.87. 2010.

CORLESS, VIRGINIA., FJØSNA, Erlend., HAVLIK, Jan., HOFF, Eivind., TJETLAND, Gøril., VAZAIOS, Ilias. *A Bridge to a Greener Greece : a realistic Assessment of CCS Potential*. 2010.

COSTA, Luís Monteiro. **Análise de dados e sistemas de apoio à decisão**. 69 f. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade do Porto, Porto, 2013.

DALTON, G. J., LEWIS T. “*Metrics for measuring job creation by renewable energy technologies, using Ireland as a case study. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15. 2011.

DEANE, J. B.; Ó Gallachóir, B. P.; MCKEOGH, E. J. *Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Ireland, v.14. 2010.

Diário da República de Cabo Verde. Estudos Energias Renováveis em Cabo Verde. pp. 166-167. 2012.

Direção Geral Energia (DGE) (2014). Evolução dos indicadores do Sector Energético em Cabo Verde 2003-2013.

Foundation Ecology and Development (ECODES) (2012). Guia procedimental de aplicação dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL) em Cabo Verde.

Empresa de Eletricidade e Água (CABO VERDE) (ELECTRA). Relatório Anual Electra. 2002. Disponível em: < <http://www.electra.cv/index.php/2014-05-20-15-47-04/relatorios-sarl>>. Acesso em: 08 out. 2018.

Empresa de Eletricidade e Água (CABO VERDE) (ELECTRA). Relatório Anual Electra. 2012. Disponível em: < <http://www.electra.cv/index.php/2014-05-20-15-47-04/relatorios-sarl>>. Acesso em: 08 jul. 2017.

Empresa de Eletricidade e Água (CABO VERDE) (ELECTRA). Relatório Anual Electra. 2015. Disponível em: < <http://www.electra.cv/index.php/2014-05-20-15-47-04/relatorios-sarl>>. Acesso em: 08 jul. 2017.

ENERGYPLAN. Download. 2015. Disponível em: <<http://energy.plan.aau.dk/energyplanadgang/index.php>>. Acesso em: 10 nov de 2017.

FERREIRA, Abel António de Azevedo. **Sistema de Produção de energia eólica**. 165 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Automação) - Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Universidade do Porto, Porto, 2011.

FIGUEIRAS, Baltazar de Jesus Pina Patuleia. **Mecanismos de incentivos ao fotovoltaico: estudo comparativo Portugal/Brasil**. 97f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia da energia e do ambiente, Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2013.

FIGUEIREDO, F. C.; FLYNN, P. C. *Using diurnal power to configure pumped storage*. **IEEE Transactions on Energy Conversion**. Canada, v.21. 2006.

Gesto Energy Solutions (CABO VERDE) (2011). Plano Energético Renovável de Cabo Verde Lisboa, Portugal.

Gesto Energy Solutions (CABO VERDE) (2015). Agenda de Transformação Sustentável para Todos em Cabo Verde.

GLOBAL ATLAS WIND. Disponível em: < <https://globalwindatlas.info/>> Acesso em Fev. 2018.

Global Energy Network Institute (GENI) (2008). *Renewable Energy Potential Of Small Island States*.

GOMES, Nilton; NEVESA , Ramiro; KENOVA, Isabella Ascione; CAMPUZANO Francisco Javier; PINTO , Lígia. *Tide and tidal currents in the Cape Verde archipelago*. **Journal of Integrated Coastal Zone Management**. Portugal. 2014.

GUZZI, Francesco. *Development of a modelling and planning tool for renewable microgrids: The case study of terceira island*. 81 f. Dissertação (Mestrado)- *Curso de Energy Engineering & Management, Lisbon*, 2016.

HAGERMAN, G., POLAGYE, B., BEDARD, R., et al., 2006. *Methodology for estimating tidal current energy resources and power production by tidal in-stream energy conversion (TISEC) Devices*. Palo Alto, CA, USA: Electric Power Research Institute.

Instituto Nacional de Estatísticas Cabo Verde (INECV) (2016). Anuário Estatístico de Cabo Verde

International Energy Agency (IEA) (2014a). *Medium-Term Renewable Energy Market Report 2014 – Market Analysis and Forecasts to 2020: Executive Summary*.

International Energy Agency (IEA) (2014b). Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy: executive Summary.

International Energy Agency (IEA) (2011). *Renewable energy: policy considerations for deploying renewables*. IEA/OECD, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2013) IEA. Technology Roadmap : wind Energy.

IBRAHIM H, Ilinca A.; PEROON J. *Energy Storage Systems: characteristics and comparisons. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Canada, v.12. 2008

Instituto Nacional de Estatísticas (INECV) (2015). Anuário Estatístico de Cabo Verde 2015.

Instituto Nacional de Estatísticas de Cabo Verde (INECV) (2014). Inquérito Multi-objetivo Contínuo 2014: estatísticas das famílias e condições de vida.

Instituto Nacional de Estatísticas de Cabo Verde (INECV) (2016). Anuário Estatístico de Cabo Verde 2016.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2011). Renewable Energy Jobs: Status, Porspects & Policies.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2014). Renewable Energy For Islands.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2016). Renewable Energy Jobs: Annual Review.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2018). Renewable Energy.

JARAMILLO-NIEVES, Loraima; RÍO, Pablo del. Contribution of Renewable Energy Sources to the Sustainable Development of Islands: An Overview of the Literature and a Research Agenda. *Sustainability*, [s.l.], v. 2, n. 3, p.783-811, 17 mar. 2010

JIMÉNEZ, J.A, Capilla; CARRION J. Arán.; HERNANDEZ, E. Alameda. *Optimal site selection for upper reservoirs in pump-back systems, using geographical information systems and multicriteria analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Spain, v. 86. 2016.

KAGIANNAS A, ASKOUNIS D, Psarras J. Power generation expansion planning for small isolated systems: application in Santo Antao, Cape Verde. In: International conference on new and renewable technologies for sustainable development, Ponta Delgada, Azores, Portugal, 24–26 June 2002.

KAMMEN, D., KAPADIA, K., FRIPP, M. Putting renewables to work: how many jobs can the clean energy industry create? RAEI report. Berkeley, CA: University of California, 2004.

KAPSALI M.; KALDELLIS JK. *Combining hydro and variable wind power generation by means of pumped storage under economically viable terms. Applle Energy*. Greece, v.87. 2010.

KATSAPRAKAKIS. DA.; CHRISTAKIS DG.; STEFANAKIS I.; SPANOS P.; STEFANAKIS N. *Technical details regarding the design, the construction and the operation of seawater pumped storage systems. Energy*. Greece, v. 55. 2013.

KOCHTCHEEVA, Lada V. *Renewable Energy: global challenges*. (2016). Disponível em: <<http://www.e-ir.info/2016/05/27/renewable-energy-global-challenges/>>. Acesso em: 18 set. 2017.

KUANG, Y.; ZHANG, Y.; ZHOU, B., Li, C.; CAO, Y., Li, L.; ZENG, L. *A review of renewable energy utilization in islands. Renewable and Sustaineble Energy Reviews*. China, v.59. 2016.

LLERA, E., USÓN, A. A., BRIBIÁN, I. Z., et al. “Local impact of renewables on employment: Assessment methodology and case study”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14. 2010

LOPEZ, Nérito José Monteiro. **Centro de artes e espectáculo do mindelo**. 56 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Arquitectura, Engenharia Civil e Arquitectura, Universidade da Beira Interior, Covilhã, 2011.

LOPES, Ângela Emílio Mendes. **Planeamento elétrico para Cabo Verde**. 2016. 116 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Sistemas, Universidade do Minho, Minho, 2016.

LUND H.. **EnergyPLAN**: energy systems analysis cumputer model. 2015.

LUND, H.; KRAJACIC G.; DUIC, N.; CARVALHO, M. G. *Two sustainable energy system analysis models: a comparison of methodologies and results. In 3rd dubrovnik conference on sustainable development of energy, water and environment systems, 2005, Dubrovnik, Croatia. Dubrovnik, Croatia Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture, 2005.*

MANFRIDA, Giampaolo; SECCHI, Riccardo. *Seawater pumping as an electricity storage solution for photovoltaic energy systems. Renewable and Sustaineble Energy Reviews*. Italy, v. 69. 2014.

MARGETA J.; GLASNOVIC Z. *Feasibility of green energy prodocation by hybrid solar + hydro power system in Europe and similar climate areas. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Croatia, v.14. 2010.

Ministério de Minas e Energia (BRASIL) (2015). Energia Eólica. Disponível em: <<http://minasenergia.rs.gov.br/upload/arquivos/201603/17083020-12-sme-energia-eolica.pdf>>. Acesso em: 17 jul. 2017.

Ministério do Turismo, Indústria e Energia (MTIE) (2011). *Cabo Verde 50% Renovável. Um caminho até 2020*.

Ministério de Turismo, Investimento e Desenvolvimento Empresarial (MTIDE) (2015a). Agenda de Ação para a Energia Sustentável para Todos – Cabo Verde.

Ministério de Turismo, Investimento e Desenvolvimento Empresarial (MTIDE) (2015b). Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis: Período [2015-2020].

Ministério do Turismo, Indústria e Energia (MTIE) (2014a). Relatório de Base para Cabo Verde.

Ministro da Economia, Crescimento e Competitividade (MECC) (2010). Política Energética de Cabo Verde.

Ministério do Turismo, Indústria e Energia (MTIE) (2014b). Evolução dos indicadores do Sector Energético em Cabo Verde: 2003-2013.

MONTEIRO, Ana David. **O Impacto das energias renováveis na economia dos países emergentes: o caso de Cabo Verde.** 77 f. Dissertação (Mestrado em Gestão de Empresas) - Instituto Universitário de Lisboa, Lisboa, 2012.

MWH (Washington). *Technical analysis of pumped storage and Integration with wind Power in the pacific northwest.* Bellevue: Mwh, 2009. Disponível em: <<http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-FinalReport-without-Exhibits-MWH-3.pdf>>. Acesso em: 07 fev, 2018.

ØSTERGAARD PA. *Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration.* **Energy.** Denmark, v.34. 2009.

NEVES, D.; Silva, C. A.; CONNORS, S. *Design and implementation of hybrid renewable energy systems on micro-communities: a review on case studies.* **Renewable and Sustainable Energy Reviews.** Portugal, v.31. 2014

PASQUALI, Lucas Montado. **Estudo sobre influência da Reservação hidráulica em sistemas de geração eólica isolados.** 79 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental, Universidade Federal de Campinas, Rio Grande do Sul, 2006.

PEREIRA, José Augusto Varela Mendes. **Energias renováveis e eficiência Energética em Cabo Verde.** Relatório de Estágio. Algarve, 2015.

PETROVA-KOCH, Vesselinka.; HEZEL, Rudolf; GOETZBERGER, Adolf. **High-efficient Low-cost Photovoltaics: recent developments.** Berlin: Springer, 2009.

PINHEIRO, Vinicius de Carvalho Neiva. **Contribuição aos estudos regulatórios para inserção de sistemas de geração de energia elétrica compostos por fontes hidráulicas reversíveis, solares e eólicas no Brasil.** 93 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

Plano Energético Renovável Cabo Verde (PERCV) (2011). Disponível em: <http://www.ecowrex.org/system/files/documents/2011_plano-energetico-renovavel-cabo-verde-plano-investimentos_gesto-energia.pdf>. Acesso em: 02 de mai. 2017.

Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) (2015). Relatório do Desenvolvimento Humano 2015: o trabalho como motor do desenvolvimento humano.

PVGIS. Disponível em:<<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>>. Acesso em fev. 2018.

REI, P., Fonseca, J. P.; DUIC, N.; CARVALHO, M. G. ***Integration of renewable energy sources and hydrogen storage in the Azores archipelago. proceedings of the international conference on new and renewable technologies for sustainable development. Lisbon. 2002.***

REHMAN, Shafiqur ; HADHRAMI, Luai M.AI; ALAM, Mahbub Alam.(2015). ***Pumped hydro energy storage system: a technological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews.*** Saudi Arabia, v.44. 2015.

Relatório e Contas (PRAIA) (CABEÓLICA). 2014. Disponível em: <<http://cabeolica.com/site1/docs/Relatorio e Contas 2014 website.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2017.

Relatório e Contas (PRAIA) (CABEÓLICA). 2015. Disponível em: <<http://cabeolica.com/site1/docs/Relatorio e Contas 2015 website.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2017.

REN21 (Cabo Verde): Relatório Sobre a Situação das Energias Renováveis e Eficiência Energética na CEDEAO. Praia, 2014. Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/activities/RegionalReports/ECOWAS_PT.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2017.

RODRIGUES, Luís Miguel Pereira da Costa. **Análise do impacto e do potencial na rede elétrica nacional com a produção de energia por meio de correntes marítimas.** 147 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica –, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2016.

SADEGHI, H.; MOHAMMADIAN, M.; ABDOLLAHI, A.; RASHIDINEJAD, M. Mahdavi, S. M (2014). ***Renewable-based generation expansion planning considering environmental issues using GSA. Intelligent Computing and Intelligent Systems (ICIS). IEEE, Iranian Conference online.*** 2014.

SAINCTAVIT, Laurent (ECODES). Inventário dos projetos de MDL suscetíveis de executar no arquipélago de Cabo Verde. 2012.

SANTOS, José Alexandre Ferraz de Andrade. **Planejamento energético para a Bahia em 2050: cenários e discussões relacionados às energias renováveis para geração de eletricidade.** 247 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Industrial, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2015.

SEGURADO R.; KRAJACIC G.; DUIC, N.; ALVES, L. ***Increasing the penetration of renewable energy resources in S. Vicente, Cape Verde. Applied Energy,*** v. 88. 2011.

SEGURADO R.; COSTA M.; DUIC, N.; CARVALHO, M. G. (2015). ***Integrated analysis of energy and water supply in islands: case study of S. Vicente, Cape Verde. Energy.*** Lisbon, v. 92. 2015.

SIFFERT, José Roberto Ruschel. **Aspectos regulatórios de energia renovável de fontes oceânicas**. 164 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Oceânica., Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SOLAR POWER EUROPE (Antiga *European Photovoltaic Industry Association*). **Global Market Outlook for Solar Power 2015–2019**. 2015. Disponível em: <www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Publications/Global_Market_Outlook_2015_-2019_lr_v23.pdf>. Acesso em: 28 Jan. 2018.

SUDHAKAR, R.; Painuly, J. P. *Diffusion of renewable energy technologies: barriers and stakeholders' perspectives*. **Renewable Energy**. India, v. 29. 2004.

TEIXEIRA, Fábio Emanuel Rosa. **O papel da geração hídrica reversível na integração da energia eólica em ambiente de mercado**. 156 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2012.

The World Bank (2015). Cabo Verde: aspetos gerais. Disponível em: <http://www.worldbank.org/pt/country/caboverde/overview>. Acesso, em sete. 2016.

Wind-turbine-models.com. Disponível em: < <https://en.wind-turbine-models.com>>. Acesso em 05 de jan:2018.

WONG, I. H. *An underground pumped storage scheme in the bukit timah granit of Singarope*. **Tunneling and Underground Space Technology**. Singapore, v.11. 1996.

World Energy Resources (WER) (2016). Disponível em: <https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2017/03/WEResources_Marine_2016.pdf>. Acesso em: 10 out. 2017

ZHOU, W.; LOU, C.; LI, Z.; LU, L.; YANG, H. *Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems*. **Applied Energy**. Lisbon, v.87. 2010

ZUCULIN, Sérgio; PINTO; Mirian Adelaide R. R. C.; BARBOSA, Paulo S. F.. A retomada do conceito de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro. In: SEMINÁRIO TÉCNICO SOBRE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, 1., 2014, Brasília. **Artigos Técnicos**. Brasília: Eletronorte, 2014. p. 1 - 10.

ANEXO

Anexo 1 – cálculos econômicos realizados nos cenários

O modelo resume as especificações de capacidade de entrada para as unidades de produção e pode-se adicionar preços unitários, tempos de vida e custos fixos de operação e manutenção. Além disso, é preciso inserir uma taxa de juros para todo o cálculo. Para a simulação do setor elétrico, utilizou-se uma taxa de juros de 5%.

Custo de Investimento (C_{INV})

Este parâmetro é estimado a partir dos custos de investimento por unidade de potência apresentados na caracterização de cada cenário em estudo.

$$C_{inv} = C_{inv} \cdot P_{inst} \quad (4)$$

Onde C_{inv} é o custo de investimento para cada tecnologia (USD/MW), P_{inst} é a potência instalada de uma dada tecnologia no cenário em estudo.

O modelo calcula então os custos anuais de cada componente divididos em custos de investimento e custos fixos de operação e manutenção. Os custos anuais, A_{Inv} , são calculados da seguinte forma:

$$A_{inv} = \frac{C_{inv} \cdot i}{[1 - (1 + i)^{-n}]} \quad (5)$$

Em que, C_{inv} são os custos de investimento encontrados pela multiplicação do número de unidades pela unidade de custo (MUSD por unidade). A unidade é mostrada para cada componente. Por exemplo, a unidade para eólica é MW e, conseqüentemente, o custo é dado em milhões de USD / MW e n é a vida útil dada em anos.

Custo Fixo Anual de Operação e Manutenção

Os custos operacionais fixos anuais (A_{FAO}) são calculados da seguinte forma:

$$A_{FAO} = P_{FAO} \cdot C_{INV} \quad (6)$$

Em que, P_{FAO} é o custo fixo anual de operação e manutenção dado em percentagem do custo do investimento. Nesta secção utilizaram os valores introduzidos no EnergyPLAN que corresponde ao percentual do custo de investimento. A Tabela 28 mostra o percentual utilizado para determinar o custo fixo de operação e manutenção para cada tecnologia de acordo com EnergyPlan.

Tabela 28- Percentual dos custos fixos de operação e manutenção das tecnologias

Tecnologias	O & M (% de investimento)
Térmica	3
Central reversível	1,5
Eólica onshore	3
Eólica offshore	3
Fotovoltaica	2,1
Correntes marítimas	3

Fonte: elaboração própria a partir dos dados da EnergyPlan (2015)

Custo Variável de Operação e Manutenção (O&M)

Na janela de operação de custo, os custos operacionais e de manutenção variáveis são especificados para todas as unidades envolvidas no balanceamento de eletricidade. Assim, os custos variáveis de operação e manutenção para cada tecnologia de produção são dados por:

$$C_{O\&M} = E_T \cdot C_{O\&M} \quad (7)$$

Onde, E_t é a energia produzida anualmente por dada tecnologia (MWh) e $C_{O\&M}$ são os custos variáveis de O&M por unidade de energia (USD/MWh).

Nesta secção não foi realizado este cálculo. Para a central reversível utilizou-se os valores introduzidos no EnergyPlan, e para a central térmica utilizou-se dados da literatura de Cabo Verde.

Custo de Combustível (C_{COMB})

Os custos relativos à aquisição de combustível para centrais termoelétricas dependem obviamente das quantidades utilizadas. Os custos de combustível são assim calculados através da expressão:

$$C_{\text{comb}} = Q_t \cdot C_{\text{comb}} \quad (8)$$

Onde, Q_t a quantidade utilizada (MWh) e C_{comb} é o custo (USD/MWh) de cada tipo de combustível.

Neste trabalho não foi calculado o custo de combustível. Os dados utilizados foram adquiridos na literatura específica.

Custo Marginal (C_{MARG})

No âmbito da produção de eletricidade, o custo marginal pode ser definido como o custo de produzir uma unidade adicional de energia numa determinada unidade de geração. Permite definir uma ordem de mérito no despacho, colocando as centrais com menores custos marginais na linha da frente para satisfazer a procura, minimizando assim os custos globais de produção de eletricidade. Esta ordem de mérito pode ser alterada por razões de estabilidade ou congestão da rede por exemplo. O custo marginal pode ser calculado de acordo com a expressão:

$$C_{\text{Marg}} = C_{\text{O\&M}} + C_{\text{comb}} + C_{\text{Carb}} \quad (9)$$

Onde, $C_{\text{O\&M}}$ são os custos variáveis de operação e manutenção (USD), C_{comb} são os custos com o combustível (USD) e C_{carb} são os custos associados às emissões de carbono (USD).

Note-se que para obter o custo marginal de cada tecnologia, é preciso conhecer a repartição do combustível, nomeadamente do gás natural, do fuelóleo (óleo de combustível) e da biomassa que podem ser utilizados tanto em centrais térmicas convencionais como em processos de cogeração. Estes valores são obtidos do EnergyPLAN permitindo efetuar o cálculo de uma forma correta.