



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
LICENCIATURA EM ENGENHARIA MECÂNICA

**Modelação e optimização de sistemas híbridos para a geração de energia em
Moçambique**

Autor:

Albuquerque, Marcelo Endurance

Supervisor:

Prof. Dr. Eng^o. Jorge Olívio Penicela Nhambiu

Maputo, Setembro de 2023



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
LICENCIATURA EM ENGENHARIA MECÂNICA

Dissertação submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane, como requisito para obtenção do grau de Licenciatura em Engenharia Mecânica.

**Modelação e optimização de sistemas híbridos para a geração de energia em
Moçambique**

Autor:

Albuquerque, Marcelo Endurance

Supervisor:

Prof. Dr. Eng^o. Jorge Olívio Penicela Nhambiu

Maputo, Setembro de 2023

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu, Marcelo Endurance Albuquerque, declaro, sob palavra de honra, que o presente trabalho de licenciatura com o tema, **Modelação e optimização de sistemas híbridos em Moçambique**, que apresento para o cumprimento dos requisitos para a obtenção do grau de Licenciatura em Engenharia Mecânica, foi por mim realizado, com base nos recursos que no mesmo se faz referência.

(Marcelo Endurance Albuquerque)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradecer às minhas duas mães, e com certeza, as duas pessoas mais importantes da minha vida que são a minha tia Iolanda Isilda Albuquerque Santos Avice e a minha bisavó Aissa Sulemane Rucune Albuquerque.

Ao meu irmão, Fábio Dilan Albuquerque Santos, que está sempre do meu lado em todos os momentos da minha vida. E agradecer também à toda minha família que, por não querer ocupar a todo o trabalho, não pude aqui mencionar.

Ao meu Supervisor, Prof. Doutor. Eng^o. Jorge Olívio Penicela Nhambiu, pela paciência, pelos materiais e pelos conselhos e explicações que me tornaram num melhor estudante e futuro engenheiro.

Aos meus amigos, especialmente ao Juvêncio Chimbutane, que tem estado comigo desde o ensino secundário e com quem tenho compartilhado todas as etapas da minha vida desde então. Aos meus amigos Zacarias Pacheco, Jorge Durão, Micas Sarmiento, Ladino Zunguze e Hugo Chea com quem partilho a vida desde o início da Faculdade. E a todos os meus colegas que aqui não foram mencionados saibam que sempre terão um lugar muito especial na minha vida.

Ao meu amigo Edson Raso que me ajudou bastante no período anterior aos exames de admissão à Universidade e que desde então tem sido um grande amigo dentro e fora da Faculdade e com quem sempre posso contar.

Aos meus amigos Ismael Rakei, Wildson Muchanga, Clayton Matule, Rosário Palé, Martins Paulino, Hugo Abreu e Rayon Cuambe, que me ajudaram com o desenvolvimento da plataforma e que apesar de não serem meus colegas da faculdade, são meus colegas de vida.

E por último, mas não menos importantes aos meus amigos com os quais passei a maior parte do ensino secundário, Walter Bruno, João Nelson, Joaquim Zucula, Maricléusia Jamal, Denisse Camba, Edson Lungile e Teresa Rute.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha mãe Felicidade Maria de Fátima Albuquerque e à minha avó Isilda Vaz de Albuquerque, duas pessoas que infelizmente já não estão entre nós, mas que sempre estarão no meu coração.

RESUMO

O presente trabalho apresenta um modelo de otimização de sistemas híbridos de energias renováveis para Moçambique. O modelo, utilizando os recursos solares, eólicos e hídricos de cada distrito, minimiza os custos do sistema com base na procura anual estipulada. O modelo é construído usando dados do software HOMER Pro e é materializado sob a forma de uma aplicação na Web (Webapp), que tem como base de construção o Flask, que é escrito numa linguagem de programação chamada Python.

Palavras-chave: Otimização. Sistemas híbridos. Minimização. HOMER. Python.

ABSTRACT

The present work presents an optimization model of hybrid renewable energy systems for Mozambique. The model, using each district's solar, wind, and water resources, minimizes the costs of the system based on the stipulated annual demand. The model is built using data from the HOMER Pro software and is materialized in the form of a Web application (Webapp) that has Flask as a framework and is written in a programming language called Python.

Keywords: Optimization. Hybrid systems. Minimization. HOMER. Python.

Índice Geral

DECLARAÇÃO DE HONRA	II
AGRADECIMENTOS	III
DEDICATÓRIA	IV
RESUMO	V
ABSTRACT	VI
1. Introdução	1
1.1. Considerações Preliminares	1
1.2. Estrutura do trabalho	2
1.3. Objectivos	2
1.3.1. Geral	2
1.3.2. Específicos	3
2. Estado da Arte	4
2.1. Energias renováveis	4
2.1.1. Energia Solar	4
2.1.2. Energia Eólica	5
2.1.3. Energia Hidroeléctrica	7
2.2. Trabalhos relacionados	8
3. Critérios e dimensionamento dos subsistemas de geração de energia	10
3.1. Critérios de dimensionamento	10
3.1.1. Custo nivelado de electricidade	10
3.1.2. Custo total do ciclo de vida	11
3.2. Subsistema Fotovoltaico	12
3.2.1. Irradiação Global Horizontal	13
3.2. Subsistema Eólico	15
3.2.1. Potencia das turbinas eólicas	15
3.2.2. Curvas de potência das turbinas eólicas	17
3.3. Subsistema Hídrico	21
3.3.1. Recolha de dados dos rios em Moçambique e Potência do subsistema hídrico.	21
4. Optimização Matemática	25
4.1. Formulação do modelo geral de optimização e o modelo prático de optimização	26
4.1.1. Modelo Geral de optimização	26
4.1.1. Modelo Prático de optimização	27
4.2. Características da plataforma do modelo e sua resolução	30
5. Conclusões e Recomendações	35

5.1. Conclusões	35
5.2. Recomendações	35
6.REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	36
ANEXOS	40
ANEXO A	41
ANEXO B	51
ANEXO C	55

Índice de figuras

Figura 1 - Turbinas eólicas Fonte:[47].....	6
Figura 2 - Ilustração do ângulo de passo da pá da turbina ou <i>pitch angle</i> β . Fonte: [47].....	17
Figura 3 - Curva de potência da turbina eólica. Fonte: [31].....	18
Figura 4 - Curva de regressão do coeficiente de potência retirada do Software MATLAB™.....	20
Figura 5 - Esquemas de sistemas hídricos(1 - Canal e comporta; 2 - Comporta apenas; 3 -Canal de desvio; 4 - Barragem). Fonte: [41].....	23
Figura 6 - Página inicial da aplicação web.....	30
Figura 7 -Mapa com os distritos de Moçambique.....	31
Figura 8 - <i>Pop-up</i> com a informação do distrito.....	32
Figura 9 - Pagina de inserção dos dados de partida do sistema híbrido.....	33
Figura 10 - Ilustração do módulo fotovoltaico e da turbina eólica.....	33
Figura 11 - Resultados do cálculo de optimização.....	34

Acrónimos

COP21 - Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas;

FUNAE - Fundo de Energia;

IRENA - Agência Internacional de Energias Renováveis (do inglês *International Renewable Energy Agency*);

NASA - Agência Norte-americana de administração aeronáutica e espacial (do inglês *National Aeronautics and Space Administration*);

POWER - Base de dados da NASA (do inglês *Prediction Of Worldwide Energy Resource*);

SHER - Sistemas híbridos de energia renovável;

Abreviaturas

PV - Fotovoltaico (do inglês *Photovoltaics*);

Siglas

CSP - Energia solar concentrada (do inglês *Concentrated Solar power*);

DNI - Irradiação Normal Directa (do inglês *Direct Normal Irradiance*);

GHI - Irradiação Global Horizontal (do inglês *Global Horizontal Irradiance*);

LCOE - Custo nivelado de electricidade (do inglês *Levelized Cost of Electricity or energy*);

PNGRH - Plano Nacional de Gestão de Recursos Hídricos de Moçambique;

STC - Condições normalizadas de teste (do inglês *Standard Test Conditions*);

TLCC - Custo total do ciclo de vida (do inglês *Total Life Cycle Cost*);

Nomenclatura

Δt - Variação de tempo [h];

A_s - Área do rotor da turbina [m^2];

CF - Factor de capacidade (adimensional);

C_p - Coeficiente de potência (adimensional);

$C_{R,t}$ - É o custo de reposições de equipamentos para o ano t [\$];

CRF - Factor de recuperação de capital;

C_{SE} - Custo do subsistema eólico;

C_{SF} - Custo do subsistema fotovoltaico;

C_{SH} - Custo do subsistema hídrico;

D_{ener} - Demanda energética anual;

E_{SF} - Produção anual de energia do subsistema eólico;
 E_{SF} - Produção anual de energia do subsistema fotovoltaico;
 E_{SF} - Produção anual de energia do subsistema hídrico;
 $G(t)$ - É a irradiância na hora t [W/m^2];
 $G_{m,d}$ - Irradiância média anual do distrito d [W/m^2];
 G_{ref} - É a irradiância de referência utilizada nas condições estandardizadas de teste ou *standard test conditions* (STC) [W/m^2];
 G_{ref} - É a irradiância de referencia utilizada nas condições estandardizadas de teste ou *standard test conditions* (STC) [W/m^2];
 H - Altura efectiva de queda [m];
 n_{mf} - Número de módulos fotovoltaicos (adimensional);
 $O\&M_t$ - Custo de operações e manutenções no ano t [\\$];
 $P(v)$ - Coeficiente de eficiência da turbina (adimensional);
 P_{mf} - Potência máxima produzida pelo módulo fotovoltaico [kW];
 $P_{nom,mf}$ - Potência nominal do módulo fotovoltaico [kW];
 P_r - Potência real da turbina eólica [W];
 P_t - Potência teórica da turbina eólica [W];
 Q - Vazão volumétrica que passa através da turbina [m^3/s];
 $Q_{med,r}$ - Vazão média anual do rio r ;
 r - Taxa de desconto ou taxa de actualização (adimensional);
 $T_{cell}(t)$ - É a temperatura do módulo fotovoltaico na hora t [$^{\circ}C$];
 T_{ref} - Temperatura de referencia utilizada nas condições estandardizadas de teste [$^{\circ}C$];
 U_{anem} - Velocidade do vento a altura anemómetro (dispositivo usado para medir a velocidade do ar) [m/s];
 U_{hub} - Velocidade do vento a altura do rotor [m/s];
 v_w - Velocidade do vento [m/s^2];
 Z - É o ângulo zenital do sol;
 z_0 - Comprimento de rugosidade (é equivalente a altura na qual a velocidade do vento é teoricamente igual a zero na ausência de obstáculos que diminuam a velocidade do vento e sob condições neutras) [m];

z_{anem} - Altura do rotor da turbina eólica [m];

z_{hub} - Altura do rotor da turbina eólica [m];

α - Expoente do modelo exponencial;

α_{PV} - Coeficiente de variação da potência do módulo (adimensional);

η - Eficiência geral da turbina eólica que inclui a eficiência da caixa de velocidades e do gerador eléctrico (adimensional);

η_h - Eficiência hidráulica da turbina (adimensional);

ρ_{agua} - Densidade da água [kg/m^3];

ρ_{ar} - Massa específica do ar [kg/m^3];

C_t - Custo no ano t [\$];

E_t - Energia produzida no ano t [kWh];

$P_{nom,t}$ - Potência nominal da turbina $P_{nom,t}$ [kW];

P_{rv} - Valor presente [\$];

Q_0 - Vazão de cálculo [m^3/s]

T - Tempo de vida útil do projecto [anos];

$T_{m,d}$ - Temperatura média anual do distrito d [°C];

1. Introdução

1.1. Considerações Preliminares

A energia eléctrica é um factor essencial para o desenvolvimento das sociedades humanas. As reservas limitadas dos combustíveis fósseis e o seu preço instável têm aumentado significativamente o interesse em fontes de energia renováveis [11]. Outro factor que tem levado ao aumento do interesse em fontes de energia renováveis é a poluição gerada pelo uso de combustíveis fósseis, que tem causado um aumento na temperatura global estimado em [13].

Sendo uma fonte de energia naturalmente reabastecida, a energia renovável, que inclui amplamente a energia solar, eólica, de biomassa e hídrica, é reconhecida como uma parte crítica do futuro sistema de energia que está a evoluir para ser mais electrificado, distribuído e sustentável [1]. Desde a Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP21) em 2015 e a assinatura do Acordo de Paris, 194 países comprometeram-se a aumentar o uso de energia renovável [2].

Devido à natureza intermitente e variável da energia renovável, sistemas que integram múltiplas fontes de energia renovável com ou sem combustíveis fósseis, conhecidos como sistemas híbridos de energia renovável (SHER), foram projectados para superar estes problemas.

Comparado com os sistemas de fonte única, nos SHER, cada fonte de energia complementa a outra de modo a maximizar a utilização de recursos e a eficiência do sistema, aumentando a confiabilidade do sistema. Os sistemas híbridos de energia renovável são uma abordagem promissora para resolver os problemas actuais e os desafios energéticos futuros, conduzindo a uma transição para uma matriz energética mais limpa, sustentável e segura.

No contexto actual de Moçambique, a implementação de sistemas híbridos pode ser uma solução não só para dar suporte à rede eléctrica nacional, mas também para providenciar electricidade em locais não alcançados por esta.

Segundo o Atlas de Energias Renováveis de Moçambique (FUNAE, 2015), Moçambique possui como recurso hídrico, um potencial para a execução de mais de

100 projectos de pequena e média dimensão para ligar à rede e aproximar a produção do consumo, para além de mais de 100 projectos até 5 MW a mais de 30 km da rede para electrificação rural; como recurso solar possui cerca de 60 locais com potencial para projectos ligados à rede, sendo que a maioria dos projectos identificados (1212 MW) apresenta um custo entre 100 e 150 USD/MWh; e como recurso eólico apresenta 3,9 GW de potencial eólico, dos quais 1,1 GW com potencial efectivo de ligação à rede.

Operar um sistema híbrido para geração de energia requer a optimização do seu desempenho, satisfazendo as suas necessidades físicas e restrições técnicas. Portanto, ferramentas, técnicas e aplicações de optimização têm encontrado popularidade para alcançar esses objectivos [3].

1.2. Estrutura do trabalho

No Capítulo 2, é feito o estudo do estado da arte que consiste na revisão do conceito de energias renováveis, as vantagens e desvantagens, especialmente da energia eólica, energia solar e energia hídrica. Em seguida, aborda-se o conceito de sistemas híbridos de energia renovável e, por fim, faz-se uma revisão dos trabalhos já publicados com relação à optimização desses sistemas.

No Capítulo 3, são apresentados os critérios de dimensionamento dos subsistemas, e posteriormente delineiam-se as bases do dimensionamento construindo-se as equações de produção de energia de cada subsistema.

Capítulo 4, é construído o modelo matemático que permite a optimização dos sistemas híbridos de energia renovável, e é feito um resumo das características da plataforma na qual está assente o modelo.

E no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões e recomendações relativamente ao trabalho.

1.3. Objectivos

1.3.1. Geral

- Modelar e optimizar sistemas híbridos de energia renovável compostos por fontes de energia solar, eólica e hídrica em Moçambique.

1.3.2. Específicos

- Modelar os sistemas híbridos de energia renovável com base nos recursos de cada distrito;
- Optimizar os sistemas com base na minimização do custo total do ciclo de vida dos mesmos e na demanda do sistema;
- Propor uma solução para a electrificação em pontos de Moçambique não alcançados pela rede eléctrica do País;
- Construir uma plataforma para o uso dos recursos que o modelo oferece de modo a incentivar potenciais investidores a investir em energias renováveis em Moçambique.

2. Estado da Arte

2.1. Energias renováveis

As fontes de energia renováveis são definidas como qualquer recurso energético que pode ser naturalmente renovável a uma taxa comparável ou mais rápida do que o consumo de energia taxa desse recurso ou como um recurso durável que é abundantemente disponível na natureza.

Fontes de energia renováveis são fontes inesgotáveis, nomeadamente ainda que a conversão de energia os processos os consomem, suas quantidades são apenas temporariamente esgotadas e sempre podem ser compensados ou renovados [4].

As fontes de energia renováveis podem ser divididas em energia eólica, energia solar, energia hídrica, energia obtida a partir de biomassa (matéria vegetal), energia geotérmica (calor da Terra) e energia dos oceanos, que pode incluir energia das ondas, energia das marés e energia das correntes marítimas.

Estima-se que o consumo de fontes renováveis de energia aumentou em cerca de 4 vezes na última década, e actualmente ultrapassa 20% e continua a crescer no mundo inteiro [4].

2.1.1. Energia Solar

A energia solar é o recurso renovável mais abundante no nosso planeta. Apesar dessa abundância, apenas 4.5% da energia básica usada por humanos vem directamente de fontes solares porque o uso de um módulo ou painel fotovoltaico (PV) custa mais do que a queima de combustíveis fósseis [5].

Os materiais orgânicos foram recentemente estudados intensivamente para aplicações fotovoltaicas, não por recolher a energia do sol com mais eficiência, mas porque a geração de energia fotovoltaica orgânica iria reduzir consideravelmente o preço em relação a outras tecnologias fotovoltaicas [6] (Adaptado pelo Autor).

Para além do uso de módulos fotovoltaicos, outra tecnologia para colectar a energia do sol é energia solar concentrada ou *concentrated solar power* (CSP). A energia solar concentrada (CSP) usa espelhos para concentrar os raios solares. Esses raios aquecem o fluido, que cria vapor para accionar uma turbina e gerar electricidade. O CSP é usado para gerar electricidade em usinas de grande porte.

O gráfico abaixo ilustra a produção de energia solar tanto por módulos fotovoltaicos como por CSP [28]:

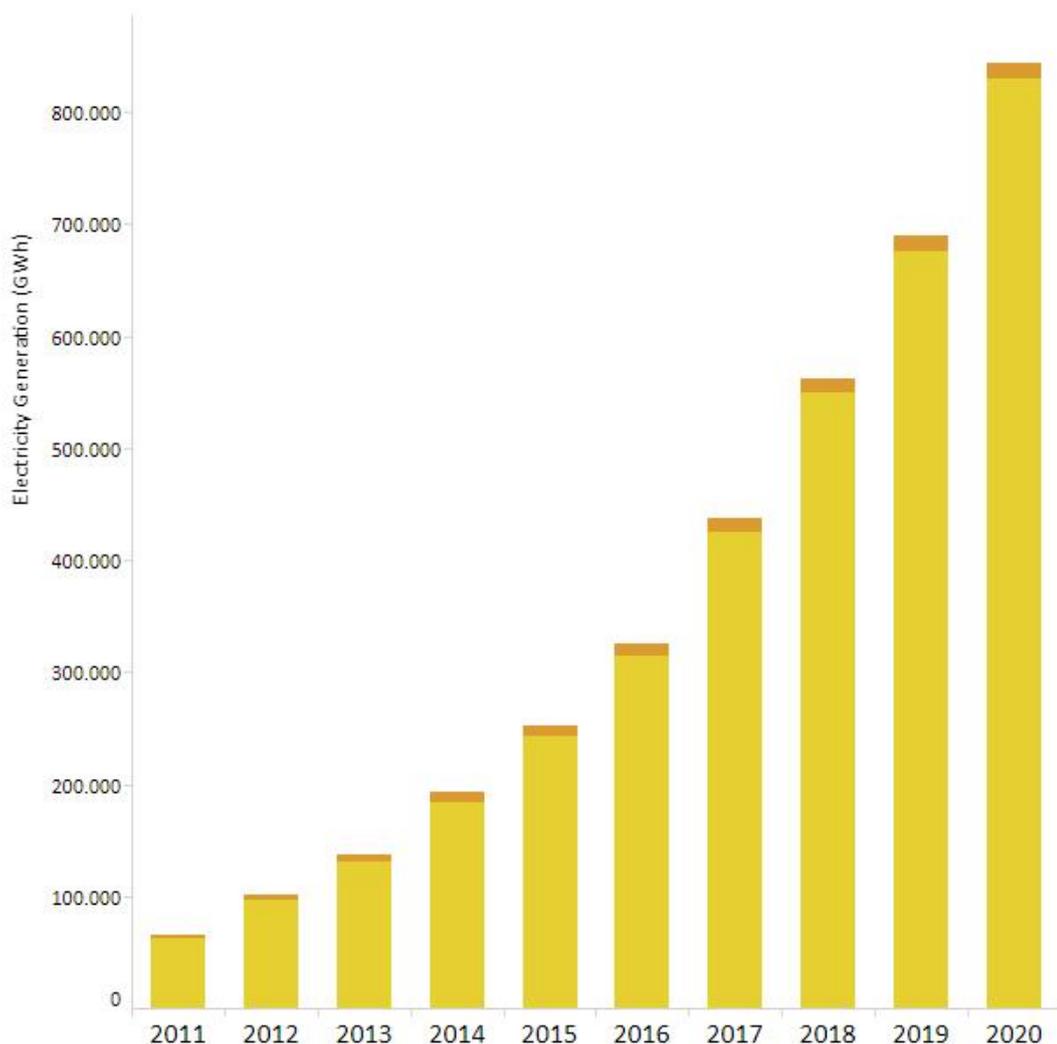


Gráfico 1 - Produção de energia solar (Tom escuro, módulos fotovoltaicos e tom claro, energia solar concentrada) Fonte: [27]

2.1.2. Energia Eólica

Energia eólica é a transformação da energia do vento em energia útil. O processo é relativamente simples: uma turbina eólica converte a energia cinética (movimento) do vento em mecânica energia que é utilizada para gerar electricidade. A energia é alimentada através de um gerador, convertida uma segunda vez em energia eléctrica e, em seguida, alimentada na rede para ser transmitida a uma estação de energia [4,7] (Adaptado pelo autor).



Figura 1 - Turbinas eólicas Fonte:[47]

Como outras fontes de energia renováveis, a energia eólica tem muitas vantagens. Reduz as emissões de gases de efeito estufa usando turbinas, que produzem energia e electricidade quando movidas pelo vento, e podem reduzir os custos de electricidade. Todas as turbinas precisam, para funcionar, do vento, que é apenas ar em movimento natural, e o ar está em toda a parte. Vento significa uma energia gratuita, abundante e sustentável que não se depreciará se a aproveitarmos.

Algumas desvantagens da energia residem no facto de muitas das áreas mais ventosas do mundo estarem localizadas longe da população centros - norte do Canadá e Rússia - onde o custo de transmissão e manutenção seria muito alto. Além disso, a natureza intermitente e imprevisível da energia eólica limitaria sua contribuição para qualquer região, a menos que grandes armazenamentos de energia ou transmissão intercontinental esteja disponível. Restrições ambientais, como a presença de florestas e áreas protegidas, limitam ainda mais a localização das turbinas eólicas. As fazendas eólicas também não são necessariamente atraentes e têm gerado reclamações sobre o barulho, interferência de rádio e TV sinais e a matança ou interferência de aves migratórias [4] (Adaptado pelo autor).

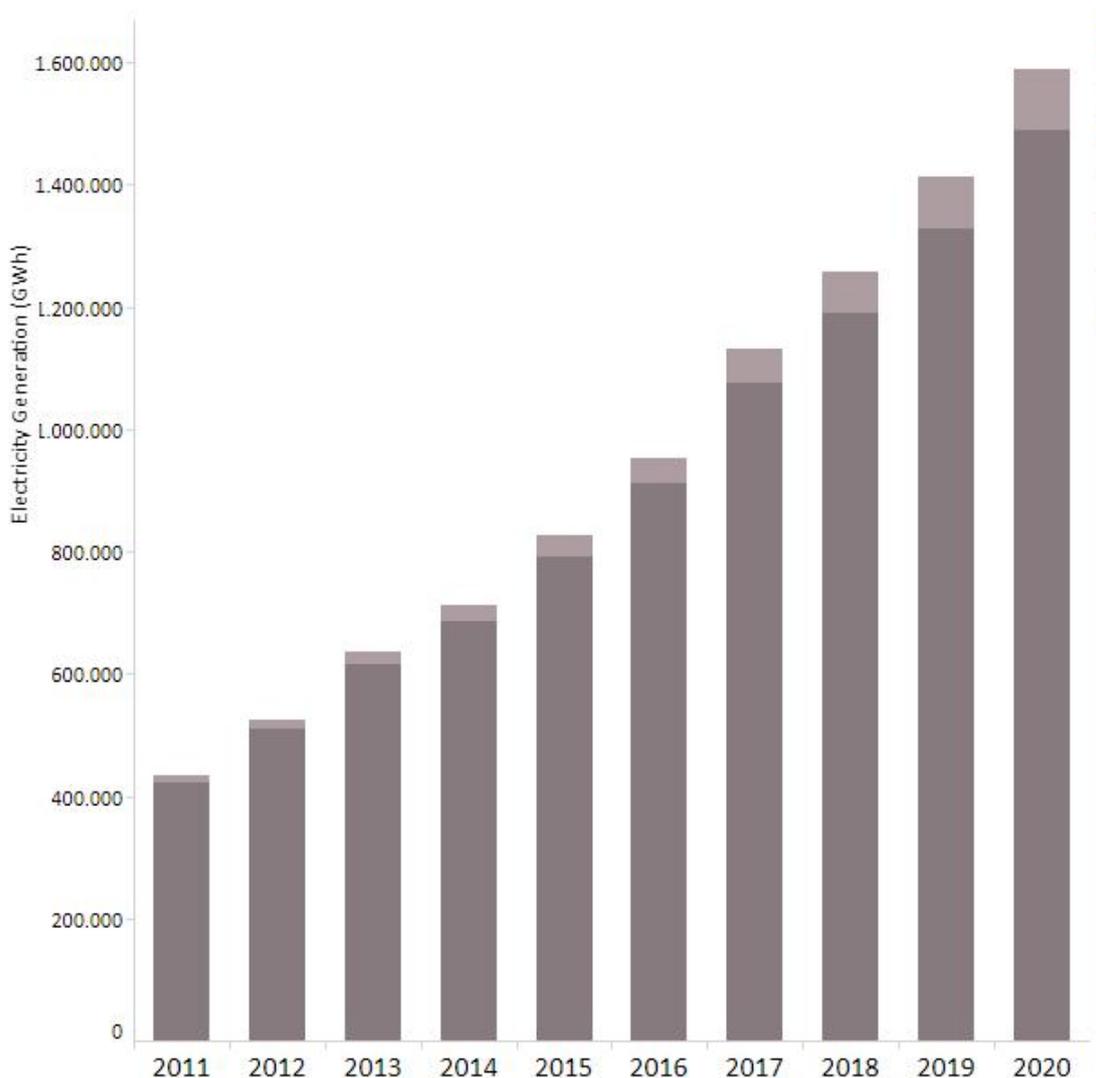


Gráfico 2 - Produção anual de energia eólica (Tom escuro, energia Eólica onshore e tom claro, energia eólica offshore) Fonte:[25]

De acordo com os últimos dados da Agência Internacional de Energias Renováveis ou *International Renewable Energy Agency* (IRENA), a produção de electricidade eólica em 2016 representou 6% da electricidade gerada por fontes renováveis. Muitas partes do mundo têm fortes velocidades de vento, mas os melhores locais para geração de energia eólica às vezes são remotos. A energia eólica offshore oferece um tremendo potencial [26].

2.1.3. Energia Hidroeléctrica

A energia hidroeléctrica é uma fonte de energia limpa e renovável. Considerando os aspectos económicos, técnicos e ambientais benéficos da energia hídrica, a maioria

dos países dá prioridade ao seu desenvolvimento. Por exemplo, a China tem a maior capacidade hidroeléctrica do planeta com um potencial hídrico teórico total de 694 GW. Desenvolver a energia hídrica é de grande importância para aliviar a crise energética e a poluição ambiental resultantes do rápido crescimento económico da China e outros países no século XXI [4].

A energia hídrica é energia obtida a partir da energia potencial de uma massa de água. A forma na qual ela se manifesta na natureza é nos fluxos de água, como rios e lagos e pode ser aproveitada por meio de um desnível ou queda de água [8].

A energia hidroeléctrica tem várias vantagens sobre a maioria das outras fontes geradoras de energia eléctrica. Estes incluem um alto nível de confiabilidade, tecnologia comprovada, alta eficiência, custos operacionais e de manutenção muito baixos e a capacidade de fácil ajuste à demanda energética.

Apesar dos vários benefícios a energia hídrica apresenta algumas desvantagens tais como: altos custos iniciais das instalações; dependência da precipitação (sem controle sobre a quantidade de água disponível); mudanças nos regimes do riacho (podem afectar peixes, plantas e vida selvagem, alterando níveis, padrões de fluxo e temperatura); inundação de terra e habitat de vida selvagem (criação de albufeira); e deslocamento de pessoas que vivem na área da albufeira [4] (Adaptado pelo autor).

2.2. Trabalhos relacionados

No trabalho [8], os autores apresentam de forma resumida o porquê do uso dos sistemas híbridos de energias renováveis (SHER) assim como fazem a sua classificação que baseia-se em duas categorias: o modo de operação e a estrutura dos sistemas. Eles apresentam como principais critérios de optimização de um SHEG, o custo da energia produzida e a probabilidade de perda de carga ou *loss of load probability* (LPSP).

No trabalho [24], os autores apresentaram o modelo de um SHER como solução para a electrificação da ilha de St. Martin em Bangladesh, que até então tinha a sua demanda energética parcialmente preenchida por geradores a gásóleo visto que não fazia parte da rede eléctrica nacional. O sistema era constituído por painéis fotovoltaicos, duas turbinas eólicas de 3kW, baterias e um gerador a gásóleo. A optimização e a análise de sensibilidade foi feita usando o *software* HOMER.

No trabalho [9], os autores fizeram uma análise similar num sistema cuja energia requerida era em média de 11 kWh por dia e concluíram que apesar de o sistema ter um custo de electricidade maior que o custo da electricidade da rede nacional, ele reduzia as emissões de dióxido de carbono em cerca de 25472 kg por ano.

No trabalho [12], os autores desenvolveram um modelo que otimiza o SHER e o seu sistema de armazenamento. O modelo otimiza o custo do sistema considerando tanto os investimentos iniciais como os custos de operação e manutenção do SHER e seu sistema de armazenamento.

Dada a natureza variável das condições atmosféricas, como o vento, pode-se considerar a optimização de um sistema com fonte de energia eólica como sendo um problema estocástico. E assim sendo a aproximação de optimização clássica pode não ser a ideal. No trabalho [3], os autores descrevem outras técnicas, como a meta heurística e as técnicas híbridas.

No trabalho [10], os autores apresentam um algoritmo de optimização para os SHER de modo a reduzir o custo nivelado de electricidade, usando um método chamado optimização por enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization* ou PSO) que se baseia no movimento estocástico de partículas (as partículas são as possíveis soluções), a procura do melhor local para “pousar”, sendo este a solução óptima.

No trabalho [11], os autores apresentam um modelo de optimização dos conversores DC-DC num SHER. Esses conversores elevam ou baixam a tensão dependendo da necessidade. Esses conversores tornam possível a integração das fontes de energia num *DC Bus* e é a partir do DC Bus que é conectada a carga energética.

3. Critérios e dimensionamento dos subsistemas de geração de energia

3.1. Critérios de dimensionamento

A sustentabilidade de qualquer projecto envolve considerar aspectos de ordem económica, tecnológica e ambiental. Os critérios mais comuns para avaliar sistemas híbridos de geração de energia incluem a avaliação de custos do sistema e a avaliação de confiabilidade de atendimento a demanda energética [40].

3.1.1. Custo nivelado de electricidade

O custo nivelado da electricidade ou *levelized cost of electricity* (LCOE) é definido como o preço pelo qual a electricidade gerada deve ser vendida para que o sistema atinja o ponto de equilíbrio no final de sua vida útil [14].

O LCOE é uma medida de custos que tenta comparar diferentes métodos de geração de electricidade em uma base comparável. É uma avaliação económica do custo total médio para construir e operar um activo de geração de energia ao longo de sua vida útil dividido pela produção total de energia do activo durante essa vida útil.

O objectivo do LCOE é fornecer comparações de diferentes tecnologias (por exemplo, eólica, solar, hídrica) de tempos de vida desiguais, tamanho do projecto, custo de capital diferente, risco, retorno e capacidades [15].

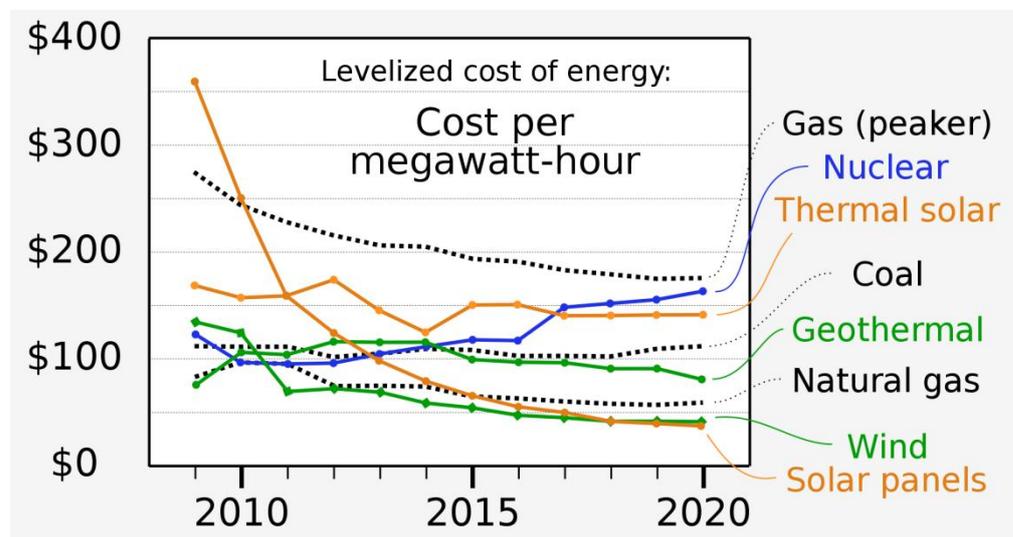


Gráfico 3 - Custo nivelado (em megawatt-hora) de várias fontes de energia ao longo do tempo Fonte: [16].

A equação geral para o cálculo do LCOE é derivada naturalmente da sua definição sendo o quociente do custo durante do todo o ciclo de vida do sistema pela sua geração de energia:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Custo do sistema durante o ciclo de vida [\$]}}{\text{Energia produzida [kWh]}} \quad (1)$$

Note-se que a unidade do LCOE, pela definição, é [\$/kWh] (dólares por quilowatt-hora). Dependendo da região no mundo, a unidade de moeda pode mudar, porém está é a unidade mais usado e que também, por isso, é adoptada neste trabalho.

Existem dois métodos comumente usados para calcular os custos nivelados de electricidade, conhecidos como método de desconto e método de anuidade. [15]

No método de desconto mostrado na Equação (2), os custos (C_t) e a produção de energia (E_t) no ano t são descontados com taxa de desconto r , a um valor presente (P_{rv}). O P_{rv} dos custos é então dividido pelo P_{rv} da produção de energia para obter o LCOE:

$$\text{LCOE} = \frac{P_{rv}(\text{Custos})}{P_{rv}(\text{Produção})} = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

No método de anuidade, conforme mostrado na Equação (3), o valor presente do fluxo de custos durante a vida útil do sistema é calculado e então convertido em um custo anual equivalente, usando uma fórmula de anuidade padrão. Esse custo anual equivalente é então dividido pela produção de energia anual média ao longo do ciclo de vida do sistema, onde n é a vida útil do sistema em anos:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Anuidade}(\text{Custos})}{\text{Produção média}} = \frac{\sum_{i=0}^n \left(\frac{C_t}{(1+r)^t} \right) \cdot \left(\frac{r}{1 - (1+r)^{-n}} \right)}{\sum_{i=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

3.1.2. Custo total do ciclo de vida

A análise do custo total do ciclo de vida ou *total life-cycle cost* (TLCC) é usada para avaliar as diferenças nos custos e o tempo dos custos entre projectos alternativos. TLCCs são os custos incorridos com a propriedade de um activo sobre a vida útil do activo ou o período de interesse do investidor. Apenas esses custos relevantes para a decisão devem ser incluídos na análise. A análise TLCC considera todos os custos significativos ao longo da vida do projecto. Esses custos são então descontados para um ano base usando o valor presente. A eventual receita gerada com a revenda do

investimento também é descontada para o ano base e subtraída dos custos de valor presente [39].

A equação seguinte descreve o cálculo do TLCC:

$$TLCC = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} = I_0 + \sum_{t=0}^T \frac{O\&M_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{C_{R,t}}{(1+r)^t} \quad (4)$$

Onde:

$TLCC$ - É o custo total do ciclo de vida;

C_t - É o custo total para o ano t ;

$O\&M_t$ - É o custo de operações e manutenções para o ano t ;

$C_{R,t}$ - É o custo de reposições de equipamentos para o ano t ;

r - É a taxa de actualização;

T - É o tempo de vida útil do projecto.

De acordo com os trabalhos [39 e 40] a equação (4) pode ser simplificada em:

$$TLCC = \frac{C_t}{CRF} = I_0 + \frac{O\&M_t}{CRF} + \frac{C_{R,t}}{CRF} \quad (5)$$

Onde CRF é o factor de recuperação de capital que é dado por:

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \quad (6)$$

3.2. Subsistema Fotovoltaico

A conversão de energia da luz solar em electricidade pode ser directamente, usando energia fotovoltaica (PV) ou indirectamente usando energia solar concentrada. As células fotovoltaicas convertem luz em corrente eléctrica usando o efeito fotovoltaico.

Os sistemas de energia solar concentrada usam lentes ou espelhos e sistemas de rastreamento solar para focar uma grande área de luz solar num ponto quente, geralmente para accionar uma turbina a vapor [17, 18].

3.2.1. Irradiação Global Horizontal

Para efectuar o cálculo do LCOE de cada distrito é necessário saber como varia a Irradiação Global Horizontal ou *Global Horizontal Irradiance* (GHI) nesse distrito.

Global Horizontal Irradiance (GHI) é a radiação solar total incidente sobre uma superfície horizontal. É a soma da irradiância normal directa (DNI), irradiação horizontal difusa (DHI) e radiação reflectida no solo; no entanto, como a radiação reflectida no solo geralmente é insignificante comparada à directa e difusa, para todos os efeitos práticos, a radiação global é considerada apenas a soma da radiação directa e difusa [19 e 21]:

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(Z) \quad (7)$$

Onde:

GHI - Irradiação Horizontal Global [W/m²];

DHI - Irradiação horizontal difusa [W/m²];

DNI - Irradiação Normal Directa [W/m²];

Z - É o ângulo zenital do sol.

A Irradiação Horizontal Difusa (DHI), ou radiação difusa do céu, é a radiação na superfície da Terra da luz espalhada pela atmosfera. É medido em uma superfície horizontal com radiação proveniente de todos os pontos do céu, excluindo a radiação circumsolar (radiação proveniente do disco solar). Quase não haveria DHI na ausência de atmosfera [21, 23].

A Irradiação Normal Directa (DNI) é a quantidade de radiação solar recebida por unidade de área por uma superfície que é sempre mantida perpendicular (ou normal) aos raios que vêm em linha recta da direcção do sol em sua posição actual no céu [20].

Uma fórmula simples dá o nível aproximado de insolação directa quando não há nuvens [22, Adaptado pelo Autor]:

$$DNI = 1.353 \cdot 0.7^{\sec(Z)^{0.678}} \quad (8)$$

Onde:

DNI - Irradiação Normal Directa [W/m²];

Z - É o ângulo zenital do sol.

Para fins de cálculo, uma média temporal da irradiação global horizontal ao longo do ano é comumente usada. O HOMER obtém os dados médios mensais de radiação global da NASA (Agência Norte-americana de administração aeronáutica e espacial) [24].

O HOMER apresenta índice de clareza a partir das informações de latitude e longitude do local selecionado.

O índice de claridade é uma medida da claridade da atmosfera. É calculado como a fração da radiação solar total real na superfície da Terra durante um determinado período sobre a radiação máxima teórica (céu claro) durante o mesmo período.

O índice de clareza é uma quantidade adimensional e pode variar de 0 (o céu está completamente coberto) a 1 (totalmente ensolarado) [25].

No trabalho [40, Adaptado pelo Autor] é apresentada a seguinte fórmula para o cálculo da potência máxima produzida por um módulo fotovoltaico:

$$P_{mf} = P_{nom,mf} \cdot \frac{G(t)}{G_{ref}} \cdot [1 + \alpha_{PV}(T_{cell}(t) - T_{ref})] \quad (9)$$

Onde:

P_{mf} - É a potência máxima produzida pelo módulo fotovoltaico;

$P_{nom,mf}$ - É a potência nominal do módulo fotovoltaico;

$G(t)$ - É a irradiância na hora t ;

G_{ref} - É a irradiância de referência utilizada nas condições standardizadas de teste ou *standard test conditions* (STC);

α_{PV} - É o coeficiente de variação da potência do módulo fotovoltaico (de aproximadamente 0.0006 [Fonte: 45]);

$T_{cell}(t)$ - É a temperatura do módulo fotovoltaico na hora t ;

T_{ref} - É a temperatura de referência utilizada nas condições standardizadas de teste;

Para o presente trabalho utilizam-se aproximações pelos valores das condições meteorológicas médias anuais. Assim, a equação (8) pode ser alterada da seguinte forma:

$$P_{mf} = P_{nom} \cdot \frac{G_{m,d}}{G_{ref}} \cdot [1 + \alpha_{PV}(T_{m,d} - T_{ref})] \quad (10)$$

Na equação acima é usada a temperatura média anual $T_{m,d}$ e a irradiância média anual do distrito em análise $G_{m,d}$.

Nas condições standardizadas STC tem-se que $G_{ref} = 1000W/m^2$ e $T_{ref} = 25^\circ C$ logo a equação (10) pode ser reescrita em:

$$P_{mf} = P_{nom} \cdot \frac{G_{m,d}}{1000} \cdot [1 + \alpha_{PV}(T_{m,d} - 25)] \quad (11)$$

Assim, da definição de potência, $P = \frac{E}{\Delta t}$ tem-se que a energia produzida por um módulo fotovoltaico é dada por:

$$E = P_{mf} \cdot \Delta t \quad (12)$$

Logo, para n_{mf} módulos fotovoltaicos a energia produzida é dada por:

$$E = n_{mf} \cdot P_{mf} \cdot \Delta t \quad (13)$$

3.2. Subsistema Eólico

A energia eólica, enquanto alternativa aos combustíveis fósseis, é renovável, está permanentemente disponível, pode ser produzida em qualquer região e é limpa. O impacto ambiental é geralmente menos problemático do que o de outras fontes de energia.

À medida que a tecnologia melhorou e aumentou, os custos caíram e os factores de capacidade aumentaram. Entre 2010 e 2020, o custo nivelado médio ponderado global da electricidade (LCOE) da energia eólica *onshore* caiu 56%, de US\$ 0,089/kWh para US\$ 0,039/kWh. No mesmo período, o LCOE de projectos eólicos *offshore* recém-comissionados caiu cerca de metade (48%) [26].

3.2.1. Potencia das turbinas eólicas

A velocidade do vento é o factor mais influente na potência gerada por uma turbina eólica. A potência teórica que pode ser extraída do vento é expressa pela equação:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho_{ar} \cdot A_s \cdot v_w^3 \quad (14)$$

Onde:

P_t - Potência teórica da turbina eólica [W];

ρ_{ar} - Massa específica do ar [kg/m^3];

A_s - Área do rotor da turbina [m^2];

v_w - Velocidade do vento [m/s^2].

A potência real extraída do vento é dada por:

$$P_r = \eta \cdot C_p \cdot P_t \quad (15)$$

Onde:

P_r - Potência real da turbina eólica [W];

η - Eficiência geral da turbina eólica que inclui a eficiência da caixa de velocidades e do gerador eléctrico (adimensional);

C_p - Coeficiente de potência (adimensional);

P_t - Potência teórica da turbina eólica [W].

O coeficiente de potência representa a fracção máxima da potência teórica que pode ser extraída pelo rotor da turbina eólica.

O coeficiente de potência é uma função de taxa de velocidade da ponta da pá da turbina λ e o ângulo de passo da pá β . A máxima potência teórica que pode ser extraída por turbinas eólicas é de $\frac{16}{27}$ ou aproximadamente 0,5926 e este valor é conhecido como limite de Betz. [30]. Na prática, as turbinas conseguem extrair de 75 a 85% do limite de Betz.[31]

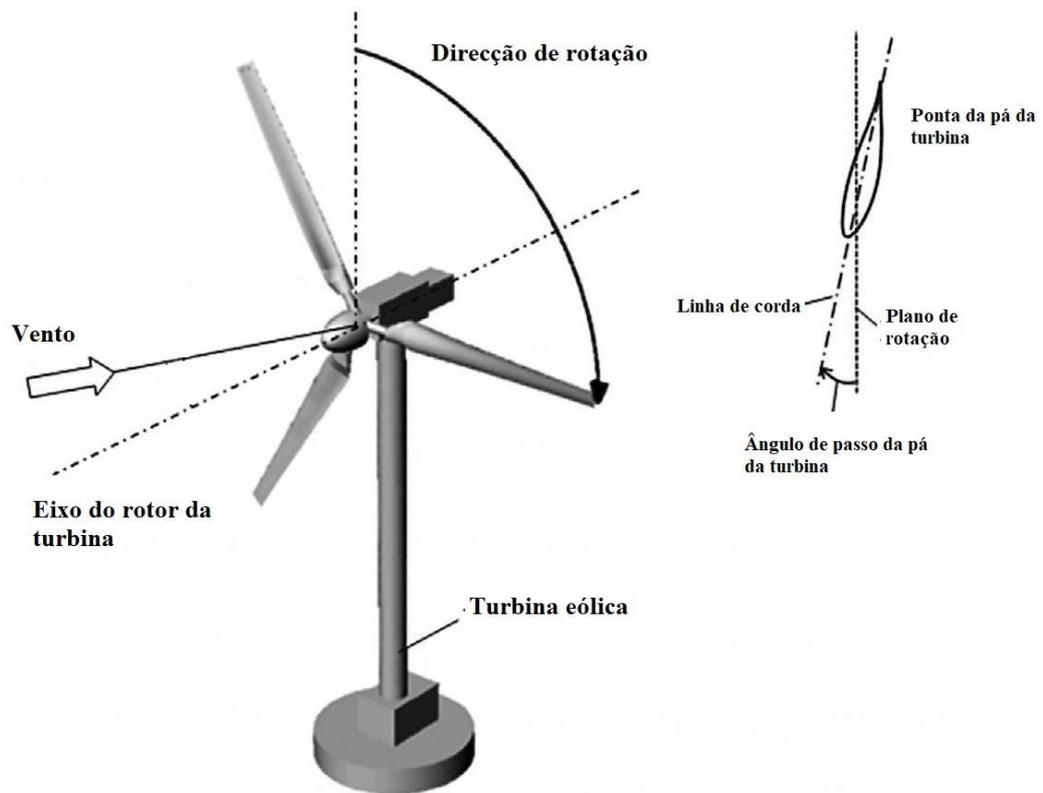


Figura 2 - Ilustração do ângulo de passo da pá da turbina ou *pitch angle* β . Fonte: [47]

3.2.2. Curvas de potência das turbinas eólicas

A produção de energia de uma turbina eólica depende, portanto, de muitos parâmetros, como a velocidade do vento, direcção do vento, densidade do ar (que é função da temperatura, pressão e humidade) e parâmetros da turbina. Muita complexidade está envolvida em considerar os efeitos de todos os parâmetros de influência adequadamente.

É difícil avaliar a potência de saída usando a equação teórica (10) ilustrada anteriormente. A curva de potência de uma turbina eólica, que fornece a potência de saída da turbina a uma velocidade específica do vento, provê uma maneira conveniente de modelar o desempenho das turbinas eólicas. [29] , Adaptado pelo Autor]

A figura abaixo ilustra uma curva de potência típica para uma turbina eólica. Na primeira região, quando a velocidade do vento é menor do que um limite mínimo, conhecido como velocidade de activação ou velocidade de *cut-in* V_c , a potência de saída é zero. A velocidade de *cut-in* é tipicamente igual a 60% da velocidade média do ar no local.

Na segunda região entre o *cut-in* e a velocidade nominal, ocorre um rápido crescimento da potência produzida. A velocidade nominal (V_R) é tipicamente igual a 150 – 175% da velocidade média do ar no local.

Na terceira região, uma saída constante (nominal) é produzida até que a velocidade de corte ou velocidade de *cut-out* ou ainda velocidade de *furling* seja atingida, tipicamente igual a 300% a velocidade média do ar no local. [32]

Acima desta velocidade a turbina é retirada de operação para proteger seus componentes de ventos fortes; portanto, produz energia zero nesta região.

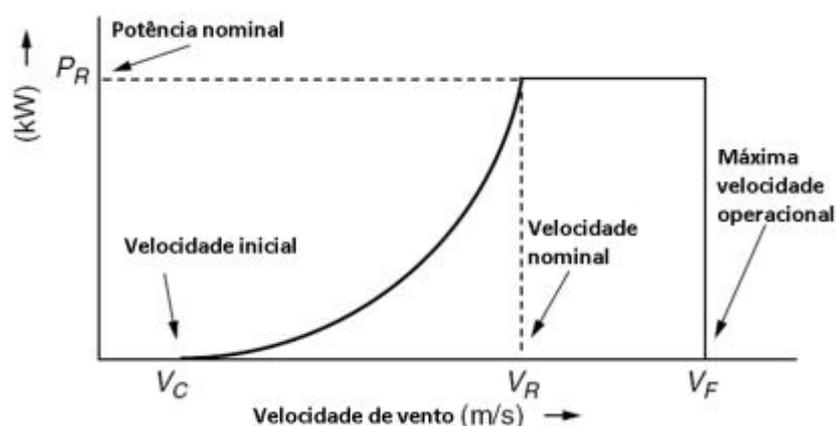


Figura 3 - Curva de potência da turbina eólica. Fonte: [31]

A curva de potência de uma turbina eólica indica seu desempenho. Modelos precisos de curvas de potência são ferramentas importantes para previsão da potência e monitoramento das turbinas.

Para efectuar o cálculo do TLCC dos subsistemas eólicos é necessário conhecer a velocidade média do ar em cada distrito. Para tal o *software* HOMER faz uso da base de dados da NASA, POWER (*Prediction Of Worldwide Energy Resource*).

O HOMER fornece também os perfis da velocidade do vento que, são obtidos usando dois modelos: o modelo logarítmico e o modelo exponencial.

O modelo logarítmico baseia-se na seguinte equação:

$$U_{\text{hub}} = U_{\text{anem}} \cdot \frac{\ln(z_{\text{hub}} - z_0)}{\ln(z_{\text{anem}} - z_0)} \quad (16)$$

Enquanto que o modelo exponencial se baseia na seguinte equação:

$$U_{\text{hub}} = U_{\text{anem}} \cdot \left(\frac{z_{\text{hub}}}{z_{\text{anem}}}\right)^\alpha \quad (17)$$

Onde:

U_{hub} - Velocidade do vento a altura do rotor [m/s];

U_{anem} - Velocidade do vento a altura anemómetro (dispositivo usado para medir a velocidade do ar) [m/s];

z_{hub} - Altura do rotor da turbina eólica [m];

z_{anem} - Altura do rotor da turbina eólica [m];

z_0 - Comprimento de rugosidade (é equivalente a altura na qual a velocidade do vento é teoricamente igual a zero na ausência de obstáculos que diminuam a velocidade do vento e sob condições neutras) [m];

P_t - Potência teórica da turbina eólica [W];

α - Expoente do modelo exponencial.

De modo a obter um modelo simples para caracterizar a eficiência das turbinas eólicas em função da velocidade do vento utilizou-se a informação das curvas de potencia das turbinas eólicas que constam nas bases de dados disponíveis em [46].

A análise foi feita considerando turbinas com potências nominais que variam de 30-1000kW.

De modo a analisar todas essas turbinas com diferentes potências nominais, convertem-se os valores de potencia em kW em valores por unidade (p.u.).

Essa conversão possibilita a análise de diferentes turbinas com variadas potências nominais.

Usando a aplicação *Curve fitting* do *software* MATLAB™ efectuou-se a regressão dos pontos das curvas de potências e o resultado apresenta-se a seguir:

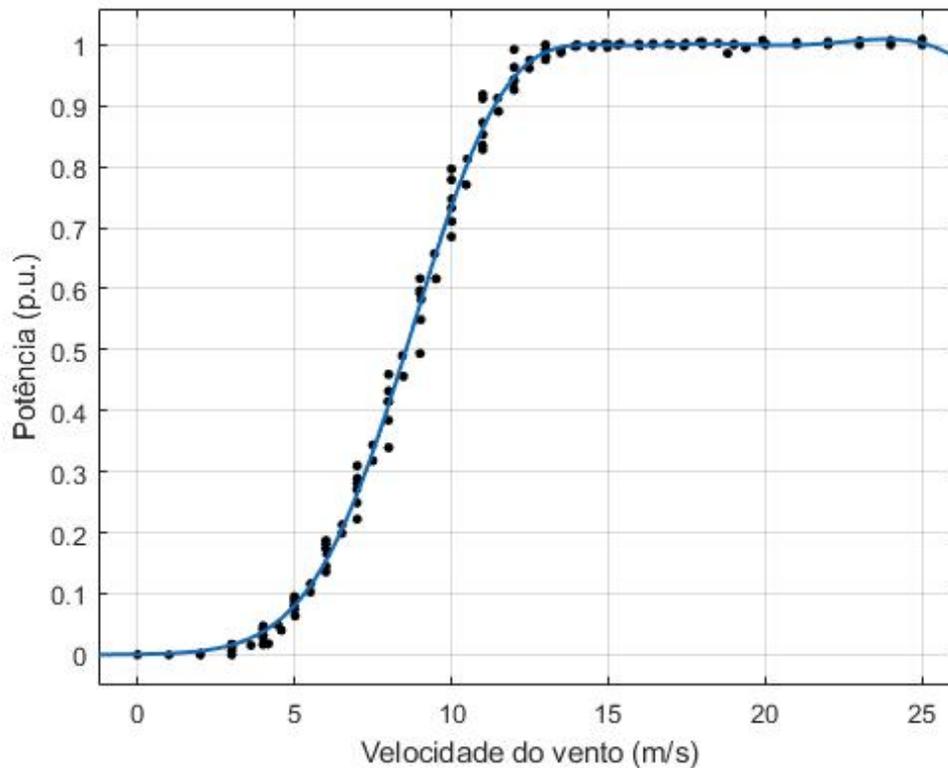


Figura 4 - Curva de regressão do coeficiente de potência retirada do Software MATLAB™

Efectuando-se uma regressão Gaussiana com 3 termos obtém-se uma curva com coeficiente de determinação $R^2 = 0.9976$.

A equação para obtenção da curva de regressão é dada por:

$$P(v) = a_1 e^{-\left(\frac{v-b_1}{c_1}\right)^2} + a_2 e^{-\left(\frac{v-b_2}{c_2}\right)^2} + a_3 e^{-\left(\frac{v-b_3}{c_3}\right)^2} \quad (18)$$

As constantes $a_1 - c_4$ estão apresentadas no Anexo C.

Note-se que $P(v)$ dá o coeficiente de eficiência para uma turbina com potência nominal $P_{nom,t}$. Assim sendo para uma velocidade v , a potencia real é dada pela expressão:

$$P(v) \cdot P_{nom,t} \quad (19)$$

Assim, da definição de potência, $P = \frac{E}{\Delta t}$ tem-se que a energia produzida por uma turbina é dada por:

$$E = P(v) \cdot P_{nom} \cdot \Delta t \quad (20)$$

Logo, para n_t turbinas a energia produzida é dada por:

$$E = n_t \cdot P(v) \cdot P_{nom,t} \cdot \Delta t \quad (21)$$

3.3. Subsistema Hídrico

O princípio básico da energia hidroeléctrica é usar a água para accionar as turbinas. As usinas hidroeléctricas possuem duas configurações básicas: com barragens e reservatórios, ou sem. As barragens hidroeléctricas, com um grande reservatório, podem armazenar água por períodos curtos ou longos para atender à demanda de pico. As instalações também podem ser divididas em barragens menores para diferentes finalidades, como uso nocturno ou diurno, armazenamento sazonal ou reversíveis por bombeamento, tanto para bombeamento quanto para geração de electricidade.

Fazer uso das usinas hidroeléctricas sem barragens e reservatórios significa produzir em menor escala, normalmente a partir de uma instalação projectada para operar em um rio sem interferir em seu fluxo. Por esse motivo, muitos consideram as instalações hidroeléctricas de pequena escala uma opção mais ecológica [33], Adaptado pelo Autor].

3.3.1. Recolha de dados dos rios em Moçambique e Potência do subsistema hídrico.

Para o subsistema hídrico é necessário conhecer os valores mensais médios da vazão. Visto que o HOMER não possui estes dados, recorreu-se ao Plano Nacional de Gestão de Recursos Hídricos de Moçambique (PNGRH), elaborado em 2018 pelo Governo de Moçambique em parceria com o Governo da Republica da Coreia [34].

No Plano Nacional de Gestão de Recursos Hídricos de Moçambique encontra-se os valores anuais médios da vazão de 13 rios principais e 22 pequenos rios estratégicos em Moçambique.

Para este trabalho foram escolhidos 15 desses rios com maior vazão anual media.

A lista dos rios escolhidos e os distritos por eles atravessados encontra-se no Anexo B.

A fórmula geral para o cálculo da potência de qualquer sistema hídrico é:

$$P = \eta_h \cdot \rho_{\text{agua}} \cdot Q \cdot H \quad (22)$$

onde P, é a potência mecânica produzida no eixo da turbina em Watts, η_h é a eficiência hidráulica da turbina, ρ_{agua} é a densidade da água a temperatura ambiente (aproximadamente 1000 kg/m^3), g é a aceleração da gravidade (aproximadamente 9.81 m/s^2), Q é a vazão volumétrica que passa através da turbina (m^3/s) e H é altura efectiva de queda (m).

As melhores turbinas podem ter eficiência hidráulica na faixa de 80 a 90%, embora isso reduza com tamanho. Pequenos e microssistemas hídricos tendem a ter entre 60 a 80% de eficiência hidráulica [41].

Neste trabalho são considerados os sistemas hídricos de pequena escala. No trabalho [41] a classificação dos sistemas hídricos de pequena escala é feita segundo a tabela seguinte:

Nº	Tecnologia	Potencia Nominal
1	Micro turbinas	35kW - 1MW
2	Pequenos sistemas hídricos	1- 100MW
3	Micro sistemas hídricos	25kW-1MW

Os esquemas nos quais os sistemas hídricos de pequena escala podem ser apresentados encontram-se na figura a seguir:

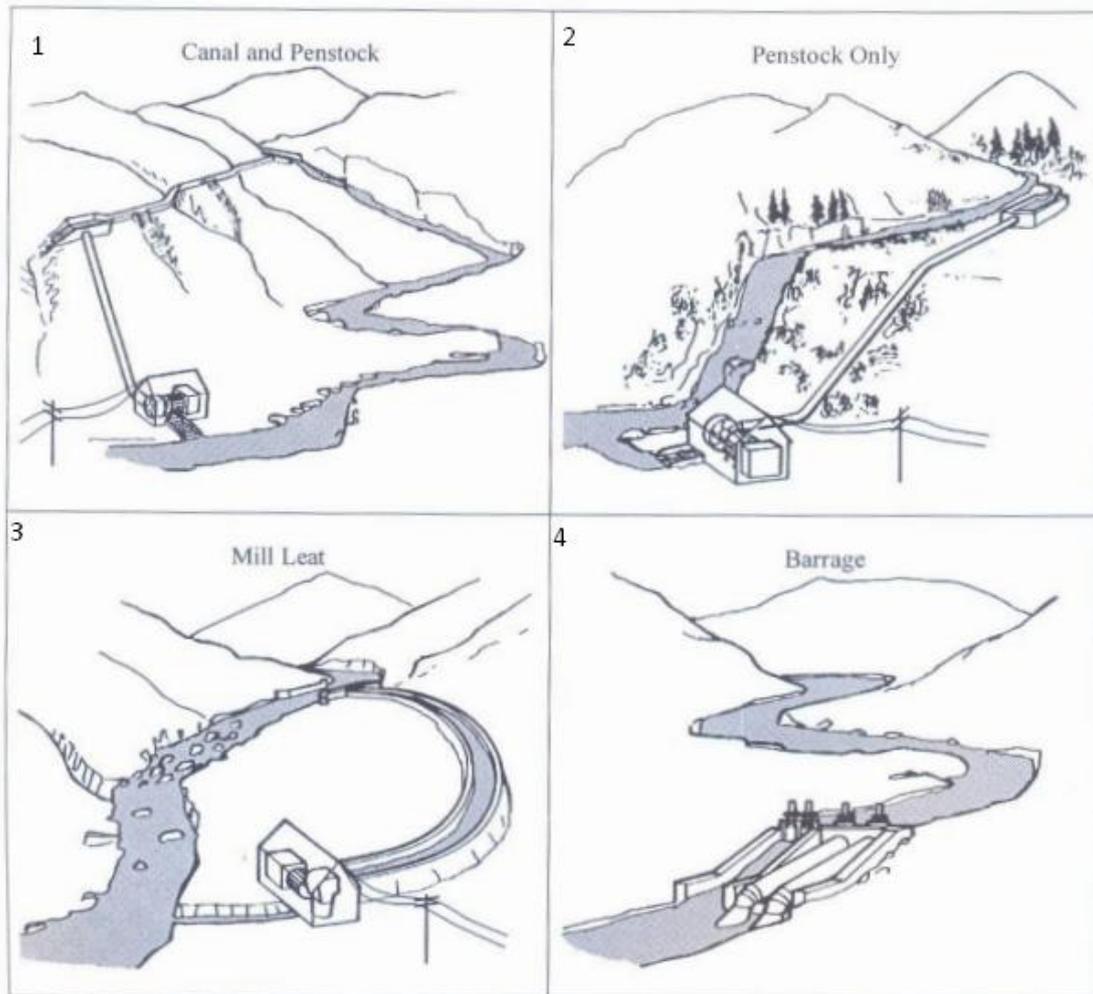


Figura 5 - Esquemas de sistemas hídricos (1 - Canal e comporta; 2 - Comporta apenas; 3 -Canal de desvio; 4 - Barragem). Fonte: [41]

Ainda no trabalho [41] explica-se que esquemas de sistemas hídricos que usam uma vazão aproximadamente igual a vazão média anual do rio não são ambientalmente aceitáveis e muitas vezes nem economicamente atractivos. A medida em que a vazão usada para o cálculo da potência do sistema aumenta, o número de horas anuais em que o sistema trabalha na potência máxima diminui, ou seja, terá menor factor de capacidade.

O factor de capacidade (CF do inglês *capacity factor*) é definido como o rácio que determina a carga horária da turbina hidráulica que pode ser expresso da seguinte forma:

$$CF = \frac{\text{Energia produzida anualmente [kWh/ano]}}{\text{Potencia instalada[kW]} \cdot 8760 \text{ horas/ano}} \quad (23)$$

A relação entre a vazão usada para o cálculo Q_0 , a vazão media do rio $Q_{med.r}$ e o factor de capacidade pode ser determinada usando a seguinte tabela:

Vazão de cálculo Q_0	Factor de capacidade
$0.75Q_{med,r}$	40%
$0.5Q_{med,r}$	50%
$0.33Q_{med,r}$	70%

No trabalho [41], a seguinte fórmula é usada para o cálculo da potencia máxima dada a vazão de cálculo Q_0 e a altura de queda H é dada por:

$$P[\text{kW}] = 7.8 \cdot Q_0 \cdot H \quad (24)$$

E a energia produzida por ano é dada por:

$$E[\text{kWh/ano}] = P[\text{kW}] \cdot CF \cdot 8760 \quad (25)$$

O factor de capacidade para a maioria das pequenas hidroeléctricas normalmente cairia na faixa entre 50% para 70%, a fim de dar um retorno satisfatório sobre o investimento [41].

Para este trabalho considera-se o factor de capacidade de 60%, assim interpolando os valores na tabela (X) obtém-se a vazão de cálculo de aproximadamente $0.42Q_{med,r}$.

Assim substituindo-se em (23) tem-se:

$$P[\text{kW}] = 7.8 \cdot 0.42Q_{med,r} \cdot H \quad (26)$$

Por fim, substituindo-se (26) em (25), com $CF=60\%$ e simplificando-se, obtém-se:

$$E[\text{kWh/ano}] = 17218.7 \cdot Q_{med,r} \cdot H \quad (27)$$

4. **Optimização Matemática**

A otimização baseia-se no uso de métodos matemáticos específicos para determinar a solução mais eficaz (solução ótima) para um problema ou um processo dentro de um conjunto de possíveis resultados. Essa técnica é uma das principais ferramentas quantitativas utilizadas na tomada de decisões em escala industrial. A otimização é aplicada em diversos campos de estudos, como nas ciências, engenharias, administração, entre outros, nos quais problemas típicos podem apresentar várias soluções ou até mesmo um número infinito de soluções [35].

Num problema de otimização, o primeiro passo é definir-se a função objectivo, que é aquela que se deseja maximizar ou minimizar. Em seguida, são identificadas as restrições, que são as condições a serem cumpridas para a solução ser viável.

O objectivo é encontrar os valores das variáveis que tornem a função objectivo otimizada (máximo ou mínimo) dentro das restrições definidas.

Existem várias abordagens para resolver problemas de otimização matemática, e a escolha do método depende da natureza do problema e da complexidade da função objectivo. Alguns dos métodos mais comuns são:

- **Métodos de Gradiente:** Usam informações sobre a inclinação da função para encontrar o ponto de máximo ou mínimo. Exemplos incluem o Gradiente Descendente (para minimização) e o Gradiente Ascendente (para maximização).
- **Métodos de Programação Linear:** São utilizados quando a função objectivo e as restrições são lineares. Algoritmos como o Método Simplex são amplamente empregados nesses casos.
- **Métodos de Otimização Global:** Concentram-se em encontrar o máximo ou mínimo global, levando em conta possíveis ótimos locais. Algoritmos genéticos e de enxame de partículas são exemplos desse tipo de abordagem;
- **Método de otimização estocástica:** São métodos de otimização que geram e usam variáveis aleatórias (probabilidades).

4.1. Formulação do modelo geral de optimização e o modelo prático de optimização

4.1.1. Modelo Geral de optimização

I. Função Objectivo

O primeiro passo na construção do modelo consiste em definir a função objectivo que, neste caso, é uma função-custo do sistema. O custo a que se refere é baseado no custo total do ciclo de vida do sistema (TLCC).

O custo total do sistema é a soma dos custos dos subsistemas:

$$C_T = C_{SF} + C_{SE} + C_{SH} \quad (28)$$

Onde C_T é o custo total, C_{SF} , C_{SE} e C_{SH} são os custos dos subsistemas fotovoltaico, eólico e hídrico, respectivamente.

Para o subsistema fotovoltaico o custo total é dado por:

$$C_{SF} = n_{mf} \cdot P_{nom,mf} \cdot I_{mf} \cdot \left(1 + \frac{O\&M_{sf}}{CRF}\right) \quad (29)$$

Onde n_{MF} é o número de módulos fotovoltaicos, $P_{nom,mf}$ a potência nominal dos módulos fotovoltaicos, I_{mf} o investimento inicial nos módulos fotovoltaicos (dado em \$/kW), $O\&M_{sf}$ o custo de operações e manutenções e CRF é o factor de recuperação de capital.

Para o subsistema eólico o custo total é dado por:

$$C_{SE} = n_t \cdot P_{nom,t} \cdot I_t \cdot \left(1 + \frac{O\&M_{se}}{CRF}\right) \quad (30)$$

Onde n_t é o número de turbinas eólicas, $P_{nom,t}$ a potência nominal das turbinas eólicas, I_t o investimento inicial nas turbinas eólicas (dado em \$/kW), $O\&M_{se}$ o custo de operações e manutenções e CRF é o factor de recuperação de capital.

Para o subsistema hídrico o custo total é dado por:

$$C_{SH} = (3.3 \cdot Q_{med,r} \cdot H) \cdot I_{sh} \cdot \left(1 + \frac{O\&M_{sh}}{CRF}\right) \quad (31)$$

Onde $Q_{med,r}$ é a vazão anual média do rio, H é altura de queda, I_{sh} o investimento inicial nas turbinas hidráulicas (dado em \$/kW), $O\&M_{se}$ o custo de operações e manutenções e CRF é o factor de recuperação de capital.

II. Restrições do sistema (Demanda energética e coeficientes de sazonalidade das energias renováveis)

Definida a função-custo, definem-se as restrições do sistema.

A primeira restrição define-se, naturalmente, pelo facto de que o sistema tem que atender a demanda energética, assim sendo, a soma da produção de energia de cada subsistema tem que ser no maior ou igual a demanda:

$$E_{SF} + E_{SE} + E_{SH} \geq D_{ener} \quad (32)$$

Onde D_{ener} é a demanda energética anual, E_{SF} , E_{SE} e E_{SH} são as produções anuais de energia dos subsistemas fotovoltaico, eólico e hídrico, respectivamente.

Com esta restrição definida, pode-se obter uma generalização do modelo:

$$\text{Minimizar: } C_T = C_{SF} + C_{SE} + C_{SH}$$

Sujeito a: (33)

$$E_{SF} + E_{SE} + E_{SH} \geq D_{ener}$$

4.1.1. Modelo Prático de otimização

De modo a tornar o modelo mais fácil de usar e ainda assim oferecer resultados satisfatórios, algumas suposições são feitas:

i. O ciclo de vida do sistema e a taxa de actualização.

Assim como no *software* HOMER, assume-se neste trabalho como sendo de 25 anos o ciclo de vida do sistema e a taxa de actualização de 8%.

Assim, usando a Equação (6) do factor de recuperação de capital CRF, tem-se:

$$CRF = \frac{0.08 \cdot (1 + 0.08)^{25}}{(1 + 0.08)^{25} - 1} = 0.094 \quad (34)$$

ii. Investimentos no subsistema fotovoltaico

Com base nos trabalhos [42 e 44] pode-se estimar o custo do subsistema fotovoltaico como sendo de 1200\$/kW e os custos de operações e manutenções sendo de 27% do investimento inicial.

Posto isto e no valor de CRF calculado na Equação (34), pode-se simplificar a Equação (29) do custo do subsistema fotovoltaico:

$$C_{SF} = n_{mf} \cdot P_{nom,mf} \cdot 1200 \cdot \left(1 + \frac{0.27}{0.094}\right) = 4647 \cdot n_{MF} \cdot P_{NOM,MF} \quad (35)$$

iii. Investimentos no subsistema eólico

Com base nos trabalhos [43 e 44] pode-se estimar o custo do subsistema eólico como sendo de 2100 \$/kW e os custos de operações e manutenção sendo de 30% do investimento inicial.

Posto isto e no valor de CRF calculado na Equação (34), pode-se simplificar a equação (30) do custo do subsistema eólico:

$$C_{SE} = n_T \cdot P_{nom,t} \cdot 2100 \cdot \left(1 + \frac{0.30}{0.094}\right) = 8802 \cdot n_t \cdot P_{nom,t} \quad (36)$$

iv. Investimentos no subsistema hídrico

Com base no trabalho [44] pode-se estimar o custo das turbinas eólicas como sendo de 2135 \$/kW e os custos de operações e manutenção sendo de 2% do investimento inicial.

Posto isto e no valor de CRF calculado na Equação (34), pode-se simplificar a Equação (31) do custo do subsistema hídrico:

$$C_{SH} = (3.3 \cdot Q_{med,r} \cdot H) \cdot 2135 \cdot \left(1 + \frac{0.02}{0.094}\right) = 8545 \cdot Q_{med,r} \cdot H \quad (37)$$

v. Produção energética de cada subsistema

Visto que o modelo baseia-se nas produções anuais, e dado que um ano, com 365 dias, tem 8670 horas, substitui-se nas Equações (13) e (21), $\Delta t = 8670$ horas/ano:

$$E[\text{kWh/ano}] = 8670 n_{mf} \cdot P_{mf} \quad (38)$$

$$E[\text{kWh/ano}] = 8670 n_t \cdot P(v) \cdot P_{nom,t} \quad (39)$$

vi. Limitações dos subsistemas

De modo a conter o subsistema hídrico à instalações de pequena escala restringem-se a altura de queda para até 25 metros e o subsistema não pode fornecer mais de 10% da demanda energética necessária, daí surgem as seguintes restrições:

$$17218.7 \cdot Q_{med,r} \cdot H \leq 0.10 \cdot D_{ener}$$

Limita-se a produção $E[\text{kWh/ano}] = 17218.7 \cdot Q_{med,r} \cdot H$ para (40)

10%=0.1 da demanda energética D_{ener}

$$H \leq 25 \quad (41)$$

Limita-se a altura de queda do subsistema hídrico para 25 metros.

Dada a relativa baixa velocidade média do vento ao longo dos distritos (Ver Anexo A), as turbinas eólicas trabalham anualmente, em média, a 10-20% da potencia nominal.

Isso comprava-se facilmente usando a equação de regressão da curva de potencia das turbinas obtida anteriormente.

Devido a este facto limita-se a produção do subsistema eólico para apenas 30% da demanda energética. Assim surge a seguinte restrição:

$$8670n_t \cdot P(v) \cdot P_{nom,t} \leq 0.3 \cdot D_{ener}$$

Limita-se a produção $E[\text{kWh/ano}] = 8670n_t \cdot P(v) \cdot P_{nom,t}$ para (42)

30%=0.3 da demanda energética D_{ener}

De modo a tornar o sistema híbrido e não unicamente um sistema fotovoltaico e baseando-se nos valores relativamente altos da irradiação solar anualmente (Ver Anexo A) , limita-se a produção do subsistema fotovoltaico para 80% da demanda energética:

$$8670n_{mf} \cdot P_{mf} \leq 0.8 \cdot D_{ener}$$

Limita-se a produção $E[\text{kWh/ano}] = 8670n_{mf} \cdot P_{mf}$ para 80%=0.8 (43)

da demanda energética D_{ener}

Pelo subsistema hídrico ser um subsistema pequeno, de apoio aos subsistemas eólico e fotovoltaico impõe-se ao sistema que a produção do subsistema hídrico seja menor que a do sistema eólico:

$$17218.7 \cdot Q_{med,r} \cdot H \leq 8670n_t \cdot P(v) \cdot P_{nom,t}$$

A produção do sistema hídrico $E[\text{kWh/ano}] = 17218.7 \cdot Q_{med,r} \cdot H$ (44)

tem que ser no máximo igual a produção do subsistema eólico dada

por $E[\text{kWh/ano}] = 8670n_t \cdot P(v) \cdot P_{nom,t}$

Assim, o modelo final de otimização é:

$$\text{Min } C_T = 4647 \cdot n_{mf} \cdot P_{nom,mf} + 8802 \cdot n_t \cdot P_{nom,t} + 8545 \cdot Q_{med,r} \cdot H$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} 8670n_{mf} \cdot P_{mf} + 8670n_t \cdot P(v) \cdot P_{nom,t} + 17218.7 \cdot Q_{med,r} \cdot H &\geq D_{ener} \\ 17218.7 \cdot Q_{med,r} \cdot H &\leq 8670n_t \cdot P(v) \cdot P_{nom,t} \\ 8670n_{mf} \cdot P_{mf} &\leq 0.8 \cdot D_{ener} \\ 8670n_t \cdot P(v) \cdot P_{nom,t} &\leq 0.3 \cdot D_{ener} \\ 17218.7 \cdot Q_{med,r} \cdot H &\leq 0.10 \cdot D_{ener} \\ H &\leq 25 \end{aligned} \quad (45)$$

Este modelo fornece o número de módulos fotovoltaicos n_{mf} , o número de turbinas eólicas n_t e o nível de queda H otimizados para o sistema híbrido.

Os valores da potência nominal dos módulos fotovoltaicos P_{mf} , potência nominal das turbinas eólicas $P_{nom,t}$ e a demanda energética D_{ener} são parâmetros dados de partida. O coeficiente de potência das turbinas eólicas $P(v)$, a potência real dos módulos fotovoltaicos P_{mf} são calculados com base nos dados do Anexo A.

4.2. Características da plataforma do modelo e sua resolução

O modelo encontra-se assente numa aplicação web que é baseada num *framework* web chamado Flask.



Figura 6 - Página inicial da aplicação web

A linguagem de programação usada para definir o modelo e no qual é baseado o Flask é o Python. Para efectuar o cálculo dos valores óptimos do modelo, recorreu-se a uma biblioteca do Python chamada PuLP. Neste trabalho não se faz uma análise detalhada da construção da plataforma na qual o modelo se encontra assente, visto que esse não é o tema principal do mesmo. Informação detalhada acerca de conceitos como Python, Flask e Pulp pode ser encontrada em [36, 37, 38].

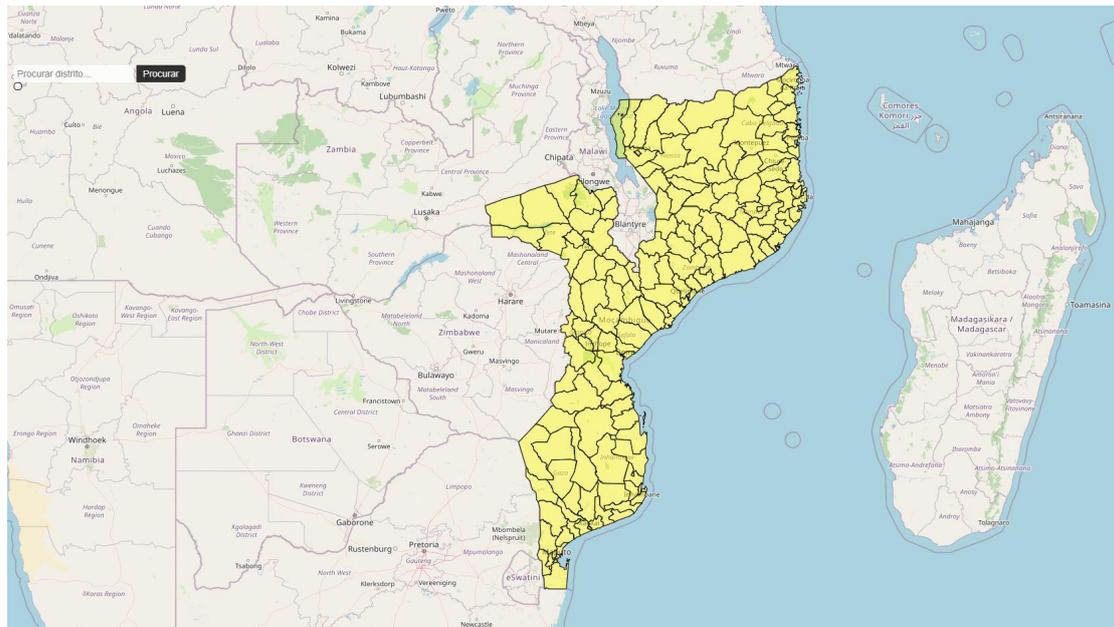


Figura 7-Mapa com os distritos de Moçambique

Ao clicar em “Abrir o Mapa”, o usuário é levado a uma página na qual está apresentado um mapa que contém todos os distritos de Moçambique. Para facilitar a localização geográfica de um determinado distrito, tem-se a barra de pesquisas no canto superior esquerdo do mapa.

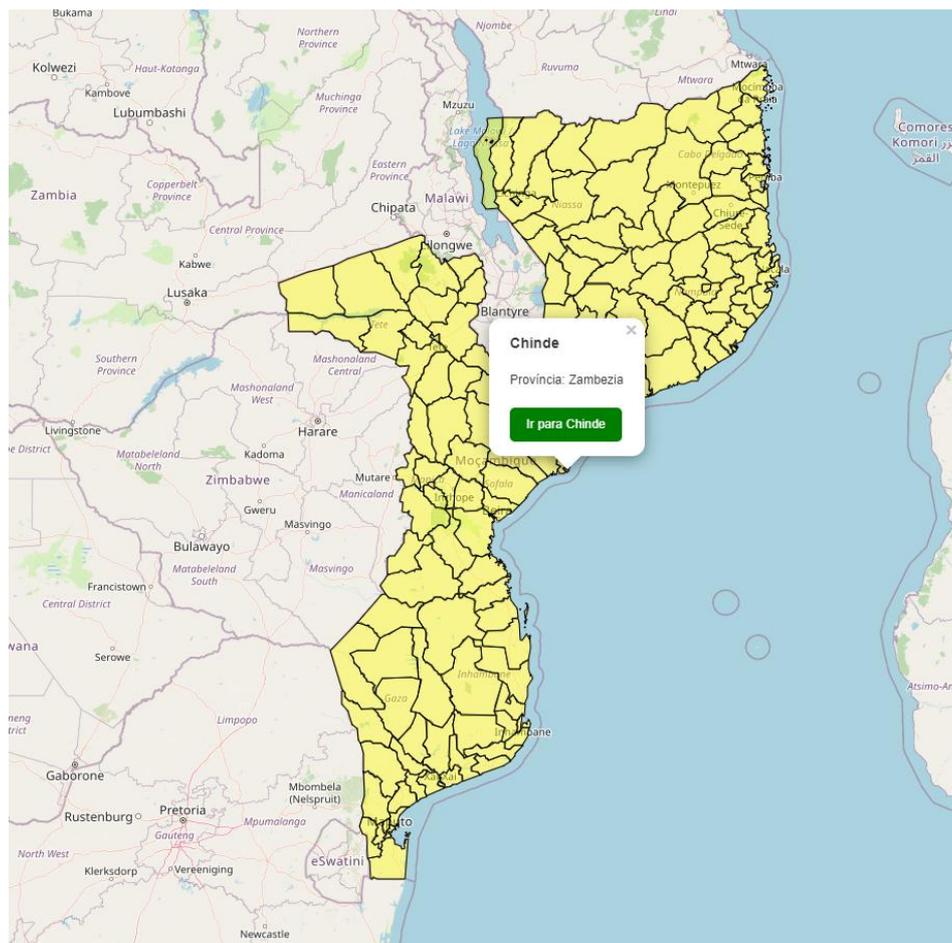


Figura 8 - *Pop-up* com a informação do distrito

Clicando-se num determinado distrito abre-se um pequeno *pop-up* com o nome do distrito, sua respectiva província e um outro botão que apresenta a mensagem “Ir para Chinde” visto que no caso da figura acima é o distrito de Chinde.



Figura 9 - Página de inserção dos dados de partida do sistema híbrido

Ao clicar-se no botão mencionado, o usuário é levado para uma página na qual pode-se inserir os dados de partida do sistema híbrido. São também ilustrados, os dados meteorológicos anuais do distrito, de acordo com a base de dados da NASA e da NREL. Estes dados foram obtidos no *software* HOMER.

Ao escolher-se um determinado módulo fotovoltaico ou uma turbina eólica, as suas ilustrações são exibidas:



Figura 10 - Ilustração do módulo fotovoltaico e da turbina eólica

Inserindo-se uma determinada demanda energética (neste exemplo toma-se a demanda energética como sendo de 5 GWh por ano) e clicando-se em “Calcular” a seguinte janela é aberta:

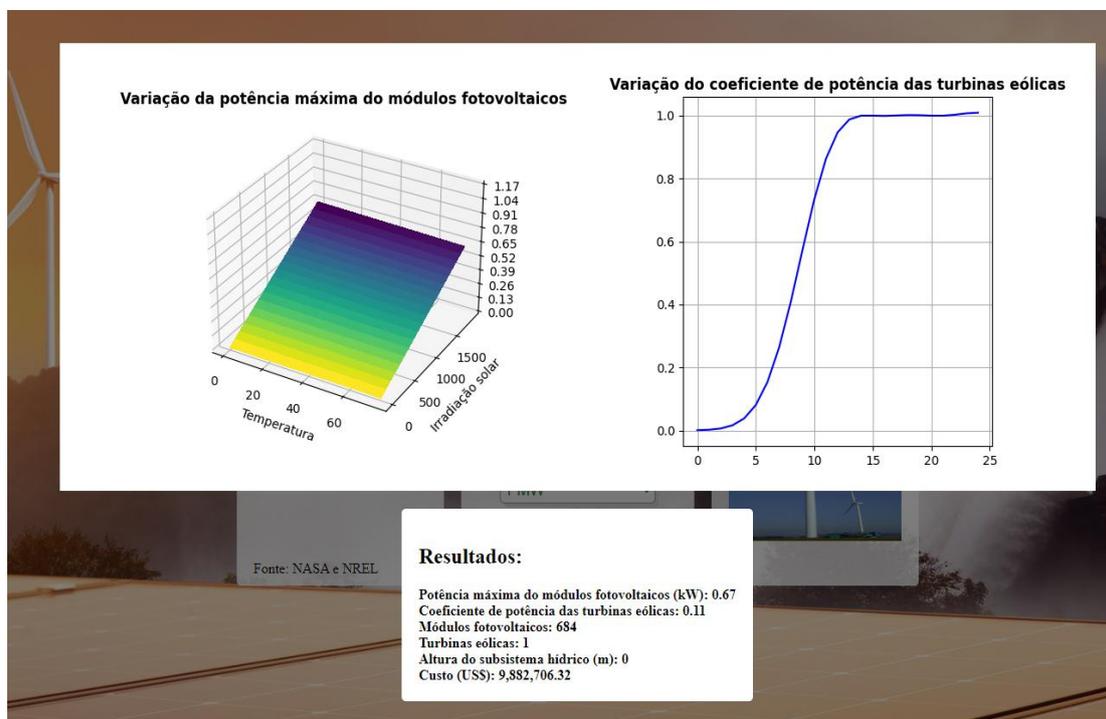


Figura 11 - Resultados do cálculo de otimização

Note-se que nesta janela são ilustrados dois gráficos: o da esquerda que mostra a variação da potência máxima dos módulos fotovoltaicos em função de seus dois parâmetros principais, a irradiação solar e a temperatura no distrito; e o gráfico à direita que ilustra a variação do coeficiente de potência das turbinas eólicas em função da velocidade do vento no distrito.

Por baixo são descritos os resultados que incluem o número ótimo de módulos fotovoltaicos, o número ótimo de turbinas eólicas, a altura ótima do subsistema hídrico e o custo do sistema híbrido.

5. Conclusões e Recomendações

5.1. Conclusões

O presente trabalho apresenta um modelo de optimização de sistemas híbridos para geração de energia em Moçambique.

O modelo baseia-se em minimizar o custo do ciclo de vida do sistema a partir dos custos dos subsistemas que o compõem e suas produções energéticas. Esses subsistemas são: o subsistema fotovoltaico (solar), o subsistema eólico e o subsistema hídrico.

Em conclusão, através da modelagem e optimização de sistemas híbridos de energia renovável, compreendendo as fontes solar, eólica e hídrica, o presente trabalho busca não apenas explorar eficientemente os recursos naturais disponíveis em cada distrito, mas também promover a viabilidade económica desses sistemas.

Ao visar a minimização dos custos ao longo do ciclo de vida dos sistemas e considerar a demanda energética, delineia-se abordagens que podem resultar em soluções energeticamente eficientes e financeiramente sustentáveis.

A proposta de electrificação de áreas remotas e não atendidas pela rede eléctrica nacional usando os sistemas desenvolvidos com base no trabalho, sublinha a importância e o impacto social do mesmo.

A plataforma desenvolvida capitaliza sobre os *insights* fornecidos pelo modelo de modo a atrair investidores para o sector de energias renováveis em Moçambique, estimulando não só a adopção dessas tecnologias, mas também a criação oportunidades para parcerias público-privadas que podem acelerar a transição energética do país.

5.2. Recomendações

A recomendação que se faz é quanto a obtenção de dados da vazão nos rios do País. Neste trabalho usa-se os valores médios anuais obtidos em 2017 e 2018. Para melhor precisão recomenda-se efectuar uma pesquisa de modo a obter os valores médios mensais da vazão.

6.REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Li L., Wang X., **Design and operation of hybrid renewable energy systems: current status and future perspectives** (2021);
- [2] Wikipedia, **Acordo de Paris** (2015). Acessado a 18 de Julho de 2023 em: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Acordo_de_Paris_\(2015\)](https://pt.wikipedia.org/wiki/Acordo_de_Paris_(2015));
- [3] Ghofrani M., Hosseini N.N., **Optimizing Hybrid Renewable Energy Systems: A Review** (2016);
- [4] Maradin D., **Advantages and disadvantages of renewable energy sources utilization**. Em: International Journal of Energy Economics and Policy 11 (3), (2021);
- [5] Mohtasham J., **Renewable Energies**. Em: Energy Procedia 74 (2015) 1289 – 1297;
- [6] U.S. Energy Information Administration, **Renewables 2022 Executive summary**, Acessado a 18 de Julho em: <https://www.ica.org/reports/renewables-2022/executive-summary>;
- [7] Wikipedia, **Wind Power** (2015). Acessado a 19 de Julho de 2023 em: https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power;
- [8] Kartite J., Chekaoui^a M., **Study of the different structures of hybrid systems in renewable energies: A review**. Em: Energy Procedia 157 (2019) 323-330;
- [9] Srivastava R., Giri V. K., **Optimization of Hybrid Renewable Resources using HOMER**. Em: INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH, Vol.1, N°6, (2016);
- [10] Amer M., Namaane A., M'Sirdi N. K., **Optimization of Hybrid Renewable Energy Systems (HRES) Using PSO for Cost Reduction**. Em: Energy Procedia 42 (2013) 318 – 327;
- [11] Guerin F. et al., **Hybrid Modeling for Performance Evaluation of Multisource Renewable Energy Systems**. Em: IEEE TRANSACTIONS ON AUTOMATION SCIENCE AND ENGINEERING, (2011);
- [12] Yang P., Nehorai A., **Joint Optimization of Hybrid Energy Storage and Generation Capacity with Renewable Energy** (2013);
- [13] Lopez N., Espiritu J. F., **An approach to hybrid power systems integration considering different renewable energy technologies** (2011);
- [14] Papapetrou M., Kosmadakis G., **Resource, environmental, and economic aspects of SGHE**. Em Salinity Gradient Heat Engines (2021);Lai C. S., McCulloch

M. D., **Levelized Cost of Electricity for Solar Photovoltaic and Electrical Energy Storage** (2017);

[15] Wikipedia, **Levelized cost of electricity** (2023). Acessado a 24 de Julho de 2023 em: https://en.wikipedia.org/wiki/Levelized_cost_of_electricity;

[16] Departamento de Energia EUA, **Energy Sources: Solar**. Acessado a 24 de Julho em : <https://www.energy.gov/solar>;

[17] Wikipedia, **Solar Power**. Acessado a 24 de Julho de 2023 em : https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power;

[18] HOMER ENERGY. **Global Horizontal Irradiance (GHI)**. Acessado a 25 de Julho de 2023 em: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/global_horizontal_irradiance_ghi.html;

[19] Cutler J. Cleveland Christopher Morris, **Handbook of Energy Vol. I** (2023);

[20] The National Renewable Energy Laboratory (NREL), **RReDC Glossary of Solar Radiation Resource Terms**. Acessado a 26 de Julho de 2023 em : <https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/solar-glossary.html>;

[21] Wikipedia, **Direct insolation**. Acessado a 26 de Julho de 2023 em : https://en.wikipedia.org/wiki/Direct_insolation;

[22] Wikipedia, **Solar Irradiance**. Acessado a 26 de Julho de 2023 em : https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_irradiance;

[23] Islam^a et al., **Hybrid energy system for St. Martin Island, Bangladesh: An optimized model**. Em Em: Energy Procedia 49 (2012) 179 – 188;

[24] Wikipedia, **Clearness Index**. Acessado a 26 de Julho de 2023 em : https://en.wikipedia.org/wiki/Clearness_index;

[25] International Renewable Energy Agency, **Wind Energy**. Acessado a 26 de Julho de 2023 em : <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Wind-energy>;

[26] Wikipedia, **Energia Eolica**. Acessado a 26 de Julho de 2023 em : https://en.wikipedia.org/wiki/Clearness_index;

[27] International Renewable Energy Agency, **Solar Energy**. Acessado a 26 de Julho de 2023 em : <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>;

[28] Gupta S. C., Nema R. K., **A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems**. Em Jornal de Energia Hindawi Vol. 2016, ID 8519785;

- [29] Shokrzadeh S. et al., **Wind Turbine Power Curve Modeling Using Advanced Parametric and Nonparametric Methods**. Em IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY Vol. 5 N° 4 (2014);
- [30] Wikipedia, **Betz's Law**. Acessado a 29 de Julho de 2023 em : https://en.wikipedia.org/wiki/Betz%27s_law;
- [31] Silva S. R., **Tecnologia em Aerogeradores**. Laboratório de Conversão e Controle da Energia Departamento de Engenharia Elétrica – UFMG (2013);
- [32] International Renewable Energy Agency, **Hydropower**. Acessado a 30 de Julho de 2023 em : <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydropower>;
- [33] Governo de Mocambique, Governo da Republica da Coreia. **Plano Nacional de Gestao de Recursos Hidricos** (2018);
- [34] Neves R. S., **Modelo de Análise Energética Aplicado a Sistemas de Otimização para o Planejamento Hidrotérmico**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Goias (2018);
- [35] Python. Website oficial : <https://www.python.org>;
- [36] Flask. Website oficial : <https://flask.palletsprojects.com/en/2.3.x>;
- [37] Pulp. Website oficial : <https://pypi.org/project/PuLP>;
- [38] Short, Walter, Daniel J Packey, e Thomas Holt. **A manual for economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. (1995);
- [39] Malheiro A. F. Q., **Modelação e optimização do dimensionamento de um sistema electroprodutor híbrido isolado**. Dissertação de Mestrado, Universidade de Lisboa (2014);
- [40] Uhumwangho R. e Okedu E. K. **Small Hydropower for Sustainable Development**. Em: Pacific Journal of Science and Technology. 10(2):535-543. (2009);
- [41] Abu-Rumman Ala'K. et al., **Life Cycle Costing of PV Generation System**. Em: Journal of Applied Research on Industrial Engineering. Vol. 4, No. 4 (2017) 252–258;
- [42] The National Renewable Energy Laboratory (NREL), **Cost of Wind Energy Review** (2021);
- [43] International Renewable Energy Agency (IRENA), **Renewable Power generation Costs in 2021**. Abu Dhabi (2022);
- [44] Kipper F. D., et al. **Análise da variação dos coeficientes térmicos de módulos fotovoltaicos com a irradiância**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul (2018);
- [45] The National Renewable Energy Laboratory. **Wind turbine database**. Disponível em: <https://nrel.github.io/turbine-models/>;

[46] Forbes Brasil. Disponível em <https://forbes.com.br/negocios/2019/01/casa-dos-ventos-quer-vender-energia-e-fatias-em-eolicas/>;

[47] Journal of Renewable and Sustainable Energy. **Steering Wind Turbines Creates Greater Energy Potential.** Disponível em : <https://publishing.aip.org/publications/latest-content/steering-wind-turbines-creates-greater-energy-potential/>.

ANEXOS

ANEXO A
Dados da Irradiação, Temperatura, velocidade do vento e
Caudal.

Província de Maputo

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Boane	1821.35	22.54	5.63	18.7
Magude	1938.15	23.58	5.66	
Manhiça	1890.700	23.58	5.66	
Marracuene	1784.850	23.4	6.13	
Matola	1821.35	22.91	5.71	18.7
Matutuíne	1857.85	22.93	6.27	119.8
Moamba	1883.4	22.91	5.71	
Namaacha	1865.15	22.91	5.71	18.7
Maputo	1784.85	23.4	6.13	

Província de Inhambane

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Funhalouro	1992.9	24.74	5.85	
Govuro	1960.05	25.13	5.94	229
Homoíne	1956.400	24.42	6.61	
Inhambane	1956.400	24.42	6.61	
Inharrime	1916.25	24.38	6.66	
Inhassoro	1901.65	25.09	6.33	
Jangamo	1956.4	24.38	6.66	
Mabote	1996.55	24.7	5.85	229
Massinga	1854.2	24.55	6.56	
Maxixe	1956.4	24.42	6.61	
Morrumbene	1792.15	24.42	6.61	
Panda	1981.95	24.3	6.27	
Vilanculos	1887.05	24.93	6.42	
Zavala	1974.65	24.22	6.54	

Província de Gaza

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Bilene	1898	23.77	5.77	
Chibuto	1912.6	24.06	6	111.2
Chicualacuala	2025.750	24.4	5.82	111.2
Chigubo	2014.800	25.24	5.78	
Chókwè	1989.25	24	5.62	111.2
Chongoene	1887.05	23.86	6.51	111.2
Guijá	1992.9	24.72	5.83	111.2
Limpopo	1934.5	23.77	5.77	111.2
Mabalane	1996.55	24.82	5.8	111.2
Manjacaze	1912.6	24.06	6	
Mapai	2003.85	24.39	5.74	111.2
Massangena	2014.8	25.32	5.62	229
Massingir	1992.9	24.38	5.79	
Xai-Xai	5.17	23.86	6.51	111.2

Província de Sofala

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Beira	1876.1	25.31	5.08	
Búzi	1956.4	25.09	5.23	174.8
Caia	1934.500	25.23	5.18	4024.7
Chemba	1971.000	25.51	5.4	4024.7
Cheringoma	1887.05	24.91	4.28	
Chibabava	1981.95	24.57	4.92	
Dondo	1876.1	25.31	5.08	134.4
Gorongosa	1919.9	24.56	4.6	134.4
Machanga	1978.3	25.23	5.42	229
Maringué	1952.75	24.06	5.42	
Marromeu	1912.6	25.37	5.24	4024.7
Muanza	1905.3	24.81	4.09	
Nhamatanda	1927.2	24.91	4.55	

Província de Manica

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Bárue	1912.6	21.25	5.21	134.4
Chimoio	1941.8	23.24	4.63	
Gondola	1865.150	23.24	4.63	
Guro	1992.900	25.12	6.09	4024.70
Macate	1938.15	23.24	4.63	174.8
Machaze	1989.25	25.05	5.53	229
Macossa	1941.8	22.67	5.4	134.4
Manica	1963.7	19.38	4.04	174.8
Mossurize	1971	23.63	5.32	174.8
Sussundenga	1941.8	21.24	4.1	174.8
Tambara	1996.55	25.65	5.71	4024.70
Vanduzi	1890.7	21.45	4.18	

Província de Tete

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Angónia	1996.55	19.20	5.00	
Cahora-Bassa	2073.20	24.74	6.18	4024.70
Changara	2007.50	24.92	5.94	4024.70
Chifunde	2051.30	23.28	5.19	
Chiuta	2011.15	25.00	5.72	
Dôa	1978.30	25.90	5.32	4024.70
Macanga	1996.55	20.43	5.37	4024.70
Magoé	2073.20	24.74	6.18	4024.70
Marara	1971.00	25.40	5.80	
Marávia	2003.85	23.02	6.15	4024.70
Moatize	1960.05	25.60	5.78	4024.70
Mutarara	1960.05	25.35	5.31	4024.70
Tete	1960.05	25.60	5.78	4024.70
Tsangano	1930.85	20.72	5.24	
Zumbo	2076.85	24.94	5.55	4024.70

Província da Zambézia

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Alto Molócue	1934.5	22.58	4.88	98.1
Chinde	1985.6	25.68	5.42	4024.7
Derre	1938.150	23.86	4.95	
Gilé	1952.750	24.35	4.98	98.1
Gurué	1887.05	21.54	4.65	149.1
Ile	1938.15	23.39	4.77	149.1
Inhassunge	2000.2	25.69	5.78	
Luabo	1974.65	25.64	5.29	4024.7
Lugela	1934.5	23.07	4.64	
Maganja da Costa	1981.95	25.53	5.03	149.1
Milange	1930.85	22.39	4.26	
Mocuba	1945.45	24.21	4.81	149.1
Mocubela	1967.35	24.86	4.97	73.6
Molumbo	1912.6	22.29	4.97	
Mopeia	1934.5	25.07	5.37	4024.7
Morrumbala	1912.6	24.76	5.46	
Mulevala	1945.45	23.83	4.92	
Namacurra	1908.95	25.66	5.29	149.1
Namarroi	1941.8	21.91	4.65	149.1
Nicoadala	1908.95	25.53	5.36	149.1
Pebane	1996.55	25.79	5.34	98.1
Quelimane	1908.95	25.53	5.36	

Província de Nampula

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Angoche	1992.9	25.83	5.02	
Eráti	1981.95	24.33	5.41	287.4
Ilha de Moçambique	1941.800	26.23	5.72	
Lalaua	1989.250	23.65	5.17	287.4
Larde	1992.9	25.83	5.02	
Liúpo	1916.25	25.19	4.74	
Malema	1978.3	22.37	4.81	287.4
Meconta	1908.95	24.12	5.13	
Mecubúri	1945.45	23.16	5.28	287.4
Memba	1992.9	25.99	5.82	
Mogincual	1938.15	25.47	5.07	
Mogovolas	1952.75	24.56	4.83	98.1
Moma	2003.85	25.94	5.14	
Monapo	1938.15	25.07	5.34	
Mossuril	1941.8	26.03	5.75	
Muecate	1908.95	24.12	5.13	
Murrupula	1952.75	23.1	5.08	98.1
Nacala-a-Velha	1978.3	26.03	5.75	
Nacala Porto	1978.3	26.03	5.75	
Nacarôa	1912.6	24.16	5.37	
Nampula	1930.85	23.7	4.88	
Rapale	1835.95	23.7	4.88	
Ribaué	1960.05	22.78	5.15	98.1

Província do Niassa

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Chimbonila	1890.7	21.92	5.3	
Cuamba	1949.1	22.31	4.72	
Lago	2036.700	24.83	4.87	
Lichinga	1806.750	21.92	5.3	
Majune	1952.75	22.31	4.3	
Mandimba	1930.85	22.04	5.25	
Marrupa	1894.35	23.25	5.4	160.5
Maúa	1967.35	22.56	4.85	160.5
Mavago	1945.45	22.62	4.86	890.8
Mecanhelas	1923.55	22.78	4.97	
Mecula	2007.5	24.72	5.27	890.8
Metarica	1949.1	22.66	4.82	287.4
Muembe	1868.8	20.52	4.69	
N'gauma	1901.65	21.47	5.14	
Nipepe	1967.35	23.41	5.05	287.4
Sanga	1941.8	22.94	5.16	890.8

Província de Cabo Delgado

Distritos	Valores médios anuais			
	Irradiação (kW/m ²)	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Caudal (m ³ /s)
Ancuabe	5.41	24.32	5.42	63.1
Balama	5.48	23.53	5.63	160.5
Chiúre	5.480	24.25	5.49	287.4
Ibo	5.450	26.24	5.79	
Macomia	5.43	25.29	4.93	160.5
Mecúfi	5.45	26.21	5.99	
Meluco	5.49	24.32	5.42	160.5
Metuge	5.31	25.24	5.56	
Mocímboa da Praia	5.18	25.38	4	160.5
Montepuez	5.45	25.53	5.63	160.5
Mueda	5.24	24.27	4.12	890.8
Muidumbe	5.35	24.27	4.12	160.5
Namuno	5.45	23.74	5.45	287.4
Nangade	5.26	24.38	3.92	890.8
Palma	5.24	25.63	4.33	890.8
Pemba	5.18	26.25	6	
Quissanga	5.26	26.24	5.79	63.1

ANEXO B
Rios analisados e os distritos pelos quais são percorridos.

Rios analisados e os distritos por eles atravessados:

1. Rio Maputo

- Matutuine;

2. Rio Umbeluzi

- Boane;
- Matola;
- Namaacha;

3. Rio Incomati

- Marracuene;
- Manhiça;
- Magude.

4. Rio Limpopo

- Chibuto;
- Chicualacuala;
- Chongoene;
- Chókwè;
- Guijá;
- Limpopo;
- Mabalane;
- Mapai;
- Xai-Xai.

5. Rio Búzi

- Macate;
- Manica;
- Sussundenga;
- Mossurize;
- Búzi.

6. Rio Save

- Massangena;
- Govuro;
- Mabote;
- Machaze;
- Machanga.

7. Rio Púngoè

- Bárue;

- Macossa;
- Búzi;
- Dondo;
- Gorongosa.

8. Rio Zambeze

- Guro;
- Tambara;
- Caia;
- Cahora-Bassa;
- Changara;
- Chiuta;
- Marromeu;
- Chemba;
- Caia;
- Dôa;
- Macanga;
- Magoé;
- Marávia;
- Moatize;
- Mutarara;
- Tete;
- Zumbo;
- Chinde;
- Luabo.
- Mopeia.

9. Rio Licungo

- Gurué;
- Namarroi;
- Ile;
- Mocuba;
- Namacurra;
- Maganja da Costa;
- Nicoadala.

10. Rio Lúrio

- Eráti;
- Lalaua;
- Malema;
- Mecubúri;
- Metarica;
- Nipepe;
- Chiúre;
- Namuno.

11. Rio Rovuma

- Mueda;
- Mavago;
- Palma;
- Nangade;
- Sanga;
- Mecula.

12. Rio Messalo

- Balama;
- Macomia;
- Meluco;
- Mocímboa da Praia;
- Montepuez;
- Muidumbe;
- Marrupa;
- Maúa.

13. Rio Montepuez

- Ancuabe;
- Montepuez;
- Quissanga.

14. Rio Ligonha

- Alto Molócue;
- Gilé;
- Pebane;
- Mogovolas;
- Murrupula;
- Ribaué.

15. Rio Raraga

- Mocubela;
- Maganja da Costa.

ANEXO C
Coeficientes da curva de regressão gaussiana.

Coefficientes com intervalo de confiança de 95%:

<i>Coefficiente</i>	<i>Valor</i>	<i>Limite inferior</i>	<i>Limite superior</i>
<i>a1</i>	<i>0.9561</i>	<i>-0.0062</i>	<i>1.9184</i>
<i>b1</i>	<i>25.5731</i>	<i>12.3741</i>	<i>38.7721</i>
<i>c1</i>	<i>8.2016</i>	<i>-26.9490</i>	<i>43.3521</i>
<i>a2</i>	<i>0.5874</i>	<i>-0.9249</i>	<i>2.0997</i>
<i>b2</i>	<i>11.0979</i>	<i>8.9728</i>	<i>13.2230</i>
<i>c2</i>	<i>4.1853</i>	<i>3.0663</i>	<i>5.3044</i>
<i>a3</i>	<i>0.6075</i>	<i>-3.9953</i>	<i>5.2103</i>
<i>b3</i>	<i>16.3506</i>	<i>10.9082</i>	<i>21.7930</i>
<i>c3</i>	<i>5.4920</i>	<i>-10.1050</i>	<i>21.0890</i>