



**UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE**

**FACULDADE DE ENGENHARIA**

**CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**ESTUDO DA INTEGRAÇÃO DAS FONTES SOLAR E HÍDRICA EM CORUMANA  
COMO ALTERNATIVA DE RESPOSTA À DEMANDA ENERGÉTICA NA ZONA  
SUL DO PAÍS**

**AUTORA:**

Felizardo, Lurdes Samuel

**SUPERVISOR:**

Prof. Doutor Manuel J. N. Cumbi, Eng<sup>o</sup>

Maputo, Novembro de 2024

**UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**CURSO DE LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**ESTUDO DA INTEGRAÇÃO DAS FONTES SOLAR E HÍDRICA EM CORUMANA  
COMO ALTERNATIVA DE RESPOSTA À DEMANDA ENERGÉTICA NA ZONA  
SUL DO PAÍS**

**AUTORA:**

Felizardo, Lurdes Samuel

**SUPERVISOR:**

Prof. Doutor Manuel J. N. Cumbi, Eng<sup>o</sup>

Maputo, Novembro de 2024



**FACULDADE DE ENGENHARIA**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

CURSO: ENGENHARIA ELÉCTRICA (LABORAL)

**TERMO DE ENTREGA DO TRABALHO DE LICENCIATURA**

Declaro que a estudante Felizardo, Lurdes Samuel entregou no dia 25/11/2024 as 03 cópias do seu Trabalho de Licenciatura com referência: 2024ELTLD02.  
Intitulado: *Estudo da integração das fontes solar e hídrica em corumana como alternativa de resposta à demanda energética na zona sul do país.*

Maputo, 25 de Novembro de 2024

A Chefe da Secretaria

---

(dr<sup>a</sup> Arlete Cuco Chiconela)

## Epígrafe

"Tudo o que somos é resultado do que pensamos"

483 a.C)

Buda (563 a.C –

*"Todo mundo visualiza, quer saiba ou não. A visualização é o grande segredo do sucesso." Genevieve Behrend (1881-1960)*

## **Dedicatória**

Este trabalho é dedicado a todos docentes e estudantes de engenharia, bem como, a todos os engenheiros que se empenham constantemente à busca de soluções inovadoras para o desenvolvimento do sector energético em Moçambique.

## **Agradecimentos**

Toda honra e glória entrego ao meu DEUS, que na sua infinita fidelidade e bondade protegeu-me e deu-me saúde e força para alcançar sucesso neste grau académico.

Ao meu querido supervisor, Prof. Dr. Manuel Jossai N. Cumbi, estimo bastante a dedicação, o empenho e a paciência incondicional que teve comigo desde a concepção do tema até ao término da presente monografia, agradeço a boa disposição em partilhar os seus conhecimentos e em moldar a minha vida profissional com os seus conselhos extra curriculares. Aos meus estimados docentes: Eng<sup>o</sup> Zefanias Mabote, Eng<sup>o</sup> Fernando Chachaia e Eng<sup>o</sup> Anacleto Albino, que muito marcaram o meu percurso académico, agradeço bastante.

Os meus sinceros agradecimentos estendo aos meus pais, Samuel Felizardo, Rosa Maria Macuácuá (em memória) e Ermelinda Buque, pelo amor e apoio incondicional, aos meus irmãos, Felizardo Samuel, Samuel Jr., e a minha melhor amiga Maida Jane meu eterno obrigado.

A todos que cooperaram comigo desde o 1<sup>o</sup> nível até ao último, aos meus colegas: Albino Nhabomba, Carmona Elias, Gerson Balbina, Anísio Saice e em especial à minha TEAM DA ELÉCTRICA agradeço pelo apoio incondicional durante todo este percurso académico, admiro-vos tanto: Jennifer Titosse, Ernesto Mabecuane, Maira Mandede e Karen Herculano obrigada, obrigada e muito obrigada pelas palavras de encorajamento que me deram todas as vezes que pensei em desistir.

## Resumo

As fontes renováveis dependem estritamente das condições climáticas que lhes sejam favoráveis para o seu funcionamento contínuo, daí que, quando operam de forma individual não são consideradas energias firmes que garantam o despacho requerido, exigindo portanto, quantidades equivalentes à sua potência instalada de reservas girantes para garantir a operação confiável do sistema, o que eleva o custo de operação destas fontes. Logo, ao integrar-se duas fontes de energias renováveis, diversifica-se a matriz energética, reduz-se a dependência de uma única fonte de energia e mitiga-se os impactos ambientais associados à geração de energia, aumentando de forma significativa a segurança energética da região, garantindo um fornecimento estável e confiável de electricidade para as comunidades locais e empresas. O presente trabalho tem por objectivo, partilhar os desafios, benefícios e soluções da integração das fontes solar e hídrica em Corumana numa abordagem inovadora e sustentável para impulsionar o progresso energético na zona sul do país. Para a materialização do estudo, realizou-se primeiramente, uma revisão bibliográfica com base na pesquisa literária como: revistas de especialidade (com maior enfoque para IEEE), comunicações de artigos publicados/apresentados em eventos científicos e de engenharia sobre o estado de arte da matéria. De seguida, fez-se simulações computacionais com recurso à ferramentas tais como: MatLab, PV SOL, CADE\_Simu, Miro Design e o Excel para auxílio nos cálculos de dimensionamento da central solar, de modo a estudar o comportamento e o desempenho dinâmico do sistema híbrido proposto. Com o estudo, encontrou-se uma alternativa de integrar as duas fontes para um regime de funcionamento híbrido, em que foi desenvolvida uma lógica de controle que monitora as duas centrais (hídrica e solar) e é responsável pelo circuito de chaveamento que habilita e desabilita as fontes. Os resultados obtidos das simulações feitas no Matlab e CADeSIMU sustentam a possibilidade de uma integração correcta, cujo funcionamento é satisfatório e maximiza a produção de energia eléctrica local, aproveitando as condições naturais favoráveis da região, e suprimindo a expectativa de demanda na zona sul do País, promovendo uma transição energética sustentável em Moçambique.

**Palavras-chaves:** Sustentabilidade, Transição energética, Regime híbrido.

## Abstract

Renewable energy sources strictly depend on favorable climatic conditions for their continuous operation. When operating individually, they are not considered firm energies that guarantee the required dispatch, thereby necessitating equivalent amounts of their installed capacity in spinning reserves to ensure reliable system operation, which increases the operational cost of these sources. Therefore, integrating two renewable energy sources diversifies the energy matrix, reduces dependence on a single energy source, and mitigates the environmental impacts associated with energy generation. This significantly enhances the region's energy security, ensuring a stable and reliable electricity supply for local communities and businesses. This study aims to share the challenges, benefits, and solutions of integrating solar and hydro energy in Corumana through an innovative and sustainable approach to boost energy progress in the southern region of the country. To achieve this, a literature review was first conducted based on research from specialized journals (with a focus on IEEE), communications from published and presented papers in scientific and engineering events concerning the state of the art on the subject. Subsequently, computational simulations were performed using tools such as MATLAB, PV SOL, CADE\_Simu, Miro Design, and Excel to assist in the dimensioning calculations of the solar power plant, allowing for the study of the behavior and dynamic performance of the proposed hybrid system. The study identified an alternative to integrating the two sources into a hybrid operating regime, in which a control logic was developed to monitor both plants (hydro and solar) and manage the switching circuit responsible for enabling and disabling the sources. The results obtained from simulations in MATLAB and CADeSIMU support the feasibility of proper integration, demonstrating satisfactory operation that maximizes local electricity production, leveraging the region's favorable natural conditions and meeting the expected demand in the southern part of the country, thus promoting a sustainable energy transition in Mozambique.

**Keywords:** Sustainability, Energy transition, Hybrid regime.

## Índice

Epígrafe .....	i
Dedicatória .....	ii
Agradecimentos.....	iii
Resumo.....	iv
Abstract.....	v
Lista de símbolos .....	viii
Capítulo I .....	1
1.1. Contextualização .....	1
1.2. Definição do problema de pesquisa .....	3
1.3. Justificativa .....	5
1.4. Objectivos da pesquisa .....	6
1.4.1. Geral.....	6
1.4.2. Específicos .....	6
1.5. Metodologia.....	6
1.6. Estrutura do Trabalho .....	7
Capítulo II .....	8
2.1. Sustentabilidade energética .....	8
2.1.1. Relevância do conceito no contexto da integração das energias renováveis em Moçambique .....	9
2.2. Sistemas híbridos e sua classificação segundo a capacidade de geração ....	9
2.2.1. Configuração hidrossolar .....	10
2.3. Avaliação dos desafios e impactos da integração das fontes solar-hídrica em Moçambique .....	11
2.4. Caracterização da disponibilidade dos recursos hídricos e solares em Corumana.....	13
2.4.1. Disponibilidade hídrica em Corumana.....	13
2.4.2. Disponibilidade solar em Corumana .....	14
2.5. Identificação dos parâmetros de qualidade .....	15
2.6. Referências normativas que regem os parâmetros de qualidade .....	16
Capítulo III .....	20
3.1. Perspectivas da integração do Sistema Solar à Hidroeléctrica de Corumana	20
3.2. Sistema proposto.....	21

3.3. Descrição dos componentes e suas funções .....	21
3.4. Diagrama de blocos do circuito controlador .....	22
3.5. Comutação das chaves e modos de operação .....	23
3.6. Configuração eléctrica do sistema.....	25
Capítulo IV.....	26
4. Dimensionamento da central .....	26
4.2. Cálculos económicos .....	33
4.2.1. Orçamento geral.....	33
4.2.2. Mapa de amortização .....	34
4.2.3. Mapa de tesouraria/cash flow .....	34
4.2.4. Estimativa de preço de venda de energia por kwh.....	34
Capítulo V.....	35
5. Discussão dos resultados .....	35
5.1. Dimensionamento da central.....	35
Resultados da simulação feita no software PVSOL.....	37
5.2. Sistema modelado no matlab simulink .....	42
5.3. Circuitos de potência e de comando .....	48
5.4. Orçamento geral .....	55
Capítulo VI.....	58
6.1. Conclusão.....	58
6.2. Contribuições .....	59
6.3. Limitações .....	59
6.4. Recomendações.....	59
7. Referências bibliográficas.....	61
Anexo 1: Ficha Técnica do Painel Solar .....	1
Coeficientes De Temperatura .....	1
Limites.....	1
Características Mecânicas.....	1
Anexo 1: Ficha Técnica do Painel Solar .....	1
Anexo 2: Ficha Técnica do Inversor.....	1
Anexo 2: Ficha Técnica do Inversor.....	1

## Lista de símbolos

MIREME- Ministério dos Recursos Minerais e Energia;

DHTv – distorção harmónica total da tensão;

DHTi - Distorção harmónica total da corrente;

EDM – Electricidade de Moçambique;

Fp – factor de potência;

IEEE – Institute of electrical and electronic engineers;

IEC – International Electrotechnical Commission;

kW – Kilowatt, unidade de potência activa;

kWh – Unidade de energia eléctrica;

kVA – Unidade de potência aparente;

MPP - Ponto de potência máximo;

## Lista de figuras

Figura 1: Consumo total anual por sector .....	3
Figura 2: Caracterização do acesso a energia.....	4
Figura 3: Produção de Energia em MWh .....	5
Figura 4: Configuração ilustrativa de um sistema hidrossolar .....	11
Figura 5: Localização geográfica do reservatório de Corumana .....	13
Figura 6: Caracterização da disponibilidade hídrica entre os anos 1983 à 2005 .....	14
Figura 7: Média diária de energia solar de ondas curtas incidente em Maputo .....	15
Figura 8: Sistema proposto .....	21
Figura 9: Diagrama de blocos .....	23
Figura 10: Diagrama ilustrativo de uma usina fotovoltaica .....	29
Figura 11: Comportamento do painel solar para diferentes valores de irradiância..	35
Figura 12: Diagrama de blocos matlab.....	42
Figura 13: Sistema híbrido simulado no Matlab-Simulink.....	43
Figura 14: Lado em CC .....	43
Figura 15: Lado em AC .....	45

Figura 16: Bloco de carga .....	46
Figura 17: Resposta de saída da potencia, tensao e ciclo de trabalho relativamente a variação da irradiancia .....	47
Figura 18: Tensão e Corrente de saída no enrolamento secundário do transformador da central solar.....	48
Figura 19: Circuito de potência e comando do sistema híbrido.....	49
Figura 20: Circuito de potência e comando do sistema híbrido- fora de serviço .....	50
Figura 21: Circuito de potência e comando do sistema híbrido- ligado.....	51
Figura 22: Hidroeléctrica ligada.....	52
Figura 23: Usina solar ligada.....	53
Figura 24: Estado de emergência- SOS-1 .....	54
Figura 25: Estado de emergência- SOS-2 .....	54

### **Lista de tabelas**

Tabela 1: Limites para DHT <sub>v</sub> segundo a norma 61000 da IEC .....	16
Tabela 2: Limites para DHT <sub>v</sub> segundo a norma IEEE 519.....	17
Tabela 3: Limites para DHT <sub>i</sub> em sistema geral de distribuição estabelecidos pelas normas IEC 61000-3-6 e IEC 61727 .....	17
Tabela 4: Limites máximos admissíveis para DHT <sub>i</sub> estabelecidos pela norma IEEE 519.....	18

## Capítulo I

Avaliando o contexto energético actual em Moçambique e as expectativas dos projectos governamentais em garantir o acesso universal à energia eléctrica até 2030<sup>1</sup>, só se tornará uma realidade, se portanto, a geração de energia aumentar de forma significativa a cada ano.

O objectivo do presente trabalho de licenciatura, baseia-se no estudo da integração das fontes solar e hídrica que culminam num aumento de geração de electricidade que seja ambientalmente e tecnicamente sustentável, respeitando os padrões de qualidade estabelecidos pelas normas internacionais.

### 1.1. Contextualização

FORTES, et al. (2022) preconiza que a integração das fontes solar e hídrica são uma solução adequada à actual matriz energética, tanto pelo seu suplemento sazonal durante o ano, quanto pela melhoria da qualidade da electricidade fornecida pela rede eléctrica nacional, caracterizada por variações de intensidade da corrente e cortes frequentes no fornecimento. Inquestionavelmente, admite-se que uma das aplicações mais promissoras de aproveitamento de energias reside na integração de múltiplas fontes formando um sistema híbrido de geração, fazendo frente à crescente demanda por electricidade nos sectores residencial, comercial e industrial.

A combinação de fontes de energia possibilita que os pontos fracos de uma fonte sejam mitigados ou complementados pelos pontos fortes de outra e vice-versa. Ademais, em alguns casos, os sistemas de geração com mais de uma fonte são menos onerosos do que aqueles com apenas uma fonte. Justificando-se, desta forma, a necessidade de inserção destas novas soluções na matriz energética, que apresentam-se viáveis sob ponto de vista económico e técnico, como também fundamentais para o futuro sustentável dos sistemas de energia.

Li & Qui (2016) defendem que, os estudos realizados até o presente, além de terem sido feitos em pequena escala e para sistemas isolados, sempre focaram na

---

<sup>1</sup> A política energética moçambicana tem priorizado o desenvolvimento de programas como “Energia para Todos” e “Brilho”, para garantir e ampliar o fornecimento de energia eléctrica a nível nacional até 2030 através de uma matriz limpa e sustentável. (Renováveis-ALER, 2017)

integração de uma fonte intermitente com outra firme gerada a partir da queima de combustível fóssil, com a utilização de geradores diesel. De forma similar, outros estudos que contemplam a integração de fontes renováveis foram feitos para o atendimento de demandas em sistemas isolados, para viabilizar a electrificação em ambientes rurais, ou ainda para abastecimento e irrigação de água com a utilização de sistema de bombeamento alimentado por fontes intermitentes. Mas actualmente, estudos referentes a integração de fontes renováveis entre si tem aumentado bastante (Barbosa, et al., 2016). A título de exemplo, a integração de geração entre parques eólicos com os solares em larga escala têm despertado o interesse de diversos pesquisadores, porém ainda não é visto de forma significativa estudos referentes a integração de parques solares e hidroeléctricas e que estejam relacionados ao seu controle e operação, e esta quantidade fica ainda mais reduzida quando se faz referência a usinas híbridas de larga escala (Deshmukh & Deshmukh, 2008).

Caracterizando o actual cenário de Moçambique relativamente à integração de fontes renováveis, ainda constitui um grande desafio, visto que, a familiarização destas fontes intermitentes com destaque para a solar e eólica ainda é recente e a mesma exige adaptação da rede eléctrica à novas tecnologias, por conta disto, muitos são os estudos sobre os desafios da complementariedade das fontes face ao actual sistema energético. Portanto, não existem casos de complementariedade de fontes renováveis nem em pequena ou grande escala, contudo, Moçambique caminha nesse sentido, a medida que, já existem grandes centrais solares de 40MW em Mocuba-província de Zambézia e de 41MW em Metoro-Cabo Delgado, ligadas a rede eléctrica, e espera-se que num futuro breve surjam projectos de geração de electricidade por combinação de diferentes fontes renováveis.

Pretende-se com o presente trabalho estudar o desenvolvimento e controle de um sistema híbrido de geração de energia eléctrica em larga escala. Para a concepção do sistema, é considerado o emprego de fontes hídricas e fotovoltaicas de geração, e para o sucesso do presente trabalho recorreu-se a algumas normas que regulam os parâmetros de qualidade de energia para sistemas ligados a rede eléctrica estabelecidos pelo Instituto de Engenheiros Electricistas e Electrónicos (IEEE) e pela Comissão Electrotécnica Internacional (IEC).

## 1.2. Definição do problema de pesquisa

Segundo o Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME, 2017), o pico da procura de energia a nível nacional era de 530 MW até 2018 (sem incluir a indústria de fundição de alumínio, MOZAL), e com um consumo de electricidade de cerca de 3TWh/ano, conforme ilustra a Figura 1 a seguir:

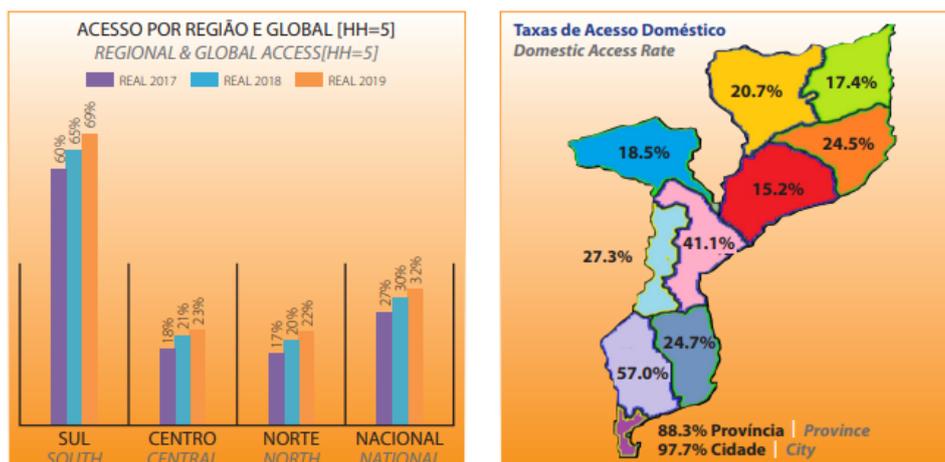


Fonte: (ALER & AMER, 2022)

Figura 1: Consumo total anual por sector

Da Figura 2, depreende-se que o maior registo de demanda de energia incide sobre a zona sul devido a concentração de indústrias e infraestruturas de grande porte, as quais não são supridas na sua totalidade, o que obriga algumas a criarem o seu próprio sistema de alimentação. A título de exemplo, a fábrica Midal Cables localizada em Maputo, decidiu instalar um sistema solar PV híbrido de 2,2 MW com *back-up* de geradores a diesel e quatro baterias de 500KVA, isto porque, havia quebras frequentes de energia que induziam a custos superiores de manutenção e perda de produtividade.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Várias empresas como a Mineradora de grafite de Balama, o Hotel Azura Retreats na Ilha de Benguerra, entre outras, adoptaram o mesmo sistema de busca de fontes autónomas alternativas de modo a colmatarem as suas necessidades de fornecimento de energia eléctrica (ALER & AMER, 2022).



Fonte (EDM, 2019)

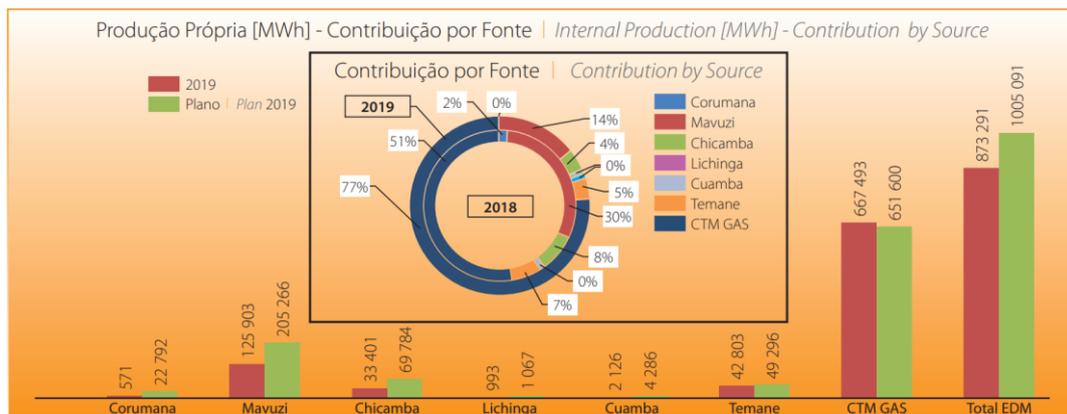
Figura 2: Caracterização do acesso a energia

Indubitavelmente, um dos objectivos centrais de todo governo, com enfoque para os países em via de desenvolvimento, é garantir o acesso a energia para todos. Ademais, esta ideia actualmente toma em consideração o compromisso mundial de redução de gases de efeito de estufa particularmente no sector energético minimizando o uso dos combustíveis fósseis, por estas razões, a demanda por consumo de energia a partir de fontes renováveis aumentou de forma significativa.<sup>3</sup> As fontes renováveis dependem estritamente das condições climáticas que lhes sejam favoráveis para o seu funcionamento contínuo, por isso, segundo Alencar et al. (2018), quando estas fontes operam de forma individual não são consideradas energia firme que garantam o despacho requerido exigindo portanto quantidades equivalentes à sua potência instalada de reservas girantes para garantir a operação confiável do sistema o que eleva o custo de operação destas fontes.

Caracterizando apenas a fonte hídrica que é a preferencial de entre as energias renováveis por promover uma energia confiável, despachável e flexível em termos de resposta a variações súbitas de aumento ou diminuição de carga na rede eléctrica. Sua geração, entretanto, depende da disponibilidade de água nos reservatórios e por consequência, da ocorrência de períodos chuvosos frequentes que permitam o restabelecimento dos níveis normais de operação destes reservatórios. Estes reservatórios, assim como é o caso da barragem de Corumana são muitas vezes

<sup>3</sup> Este aumento deu vazão após a publicação do Protocolo de Quioto assinado em 1997 com objectivo de traçar metas para a redução da emissão de gases de efeito de estufa e promoção das energias limpas. (Rodrigues, 2019)

utilizados para outras aplicações além da geração de energia, como por exemplo, irrigação, abastecimento urbano, navegação, consumo industrial, dentre outros.



Fonte: (EDM, 2019)

Figura 3: Produção de Energia em MWh

No entanto, a problemática do presente trabalho de pesquisa reside no facto de a Central Hidroeléctrica de Corumana, ter registado de acordo com os dados publicados no Relatório Anual da Eletricidade de Moçambique (EDM, 2019), um incumprimento da meta da geração própria, devido ao baixo nível das águas no rio Sabié, o que culminou numa redução da contribuição de geração na zona sul do país, conforme mostra a Figura 3. Esta redução é recorrente em todas as épocas de estiagem prolongadas. Desta forma, surge a seguinte questão: **Será a integração das fontes solar e hídrica em Corumana, uma alternativa de resposta a demanda energética na zona sul do país?**

### 1.3. Justificativa

A prior, enfatizando aquilo que são as limitações de cada fonte renovável em estudo, destaca-se que a geração de energia hídrica depende da quantidade de água nos reservatórios, decerto que, as turbinas hídricas possuem uma maior disponibilidade durante períodos húmidos e, conseqüentemente, uma restrição maior de geração durante períodos secos. Em contrapartida, a geração fotovoltaica é privilegiada em períodos secos devido a ausência de nuvens proporcionando períodos maiores de radiação contínua. Em períodos chuvosos, em que a tendência da geração solar é menor, a geração hídrica durante este período é privilegiada permitindo assim, na teoria, uma complementaridade em diferentes estações ao longo do ano entre estas

fontes. Pelo que, a geração solar durante o dia permite a economia de água nos reservatórios para assim ser utilizada durante o período nocturno e em horários de pico ao final do dia permitindo assim o atendimento aos picos de demanda e consequentemente reduzindo o consumo de água para tal. Avaliando tudo nesta ordem de ideias, assume-se que a complementaridade das fontes pode ser vista de modo bidireccional podendo ser avaliada tanto da perspectiva de geração fotovoltaica quanto da perspectiva da geração hidráulica.

Em suma, a justificativa do tema fundamenta-se na necessidade de atender a demanda crescente de energia na zona sul do país e contribuir para o progresso sustentável do sector energético, cumprindo com todas exigências de qualidade de energia estabelecidas pelas leis internacionais, com vista a garantir a segurança e fiabilidade do sistema e a boa gestão dos recursos disponíveis localmente.

#### **1.4. Objectivos da pesquisa**

##### **1.4.1. Geral**

- Estudar a integração das fontes solar e hídrica em Corumana como alternativa sustentável do progresso energético na zona sul do país.

##### **1.4.2. Específicos**

- Descrever os desafios da complementariedade das fontes hídrica e solar em um contexto geral e específico;
- Aplicar normas de padrão nacional e internacional recomendados pelo IEEE e IEC, para os indicadores de qualidade de energia eléctrica;
- Dimensionar uma central solar que interligue a Hidroeléctrica de Corumana.

#### **1.5. Metodologia**

De modo a atingir os objectivos previamente propostos no presente projecto, optou-se pelo método qualitativo. Este método refere-se à pesquisa bibliográfica, baseada na consulta de livros, artigos científicos, relatórios (preferencialmente, os relatórios anuais da EDM) e revistas com vista a oferecer sustentação teórica ao trabalho. Estas pesquisas foram conduzidas com recurso à documentos físicos e meios electrónicos (internet).

De realçar que a etapa referente ao dimensionamento da central solar, considera o emprego de alguns softwares como: PVSOL 2024, CADeSIMU, Miro design, Matlab e o Microsoft Excel para auxílio nos cálculos.

### **1.6. Estrutura do Trabalho**

O trabalho encontra-se dividido em cinco capítulos os quais são citados a seguir:

Capítulo I: Diz respeito a componente introdutória do trabalho.

Capítulo II: Corresponde a revisão de literatura teórica e empírica sobre a integração das fontes renováveis em estudo, seus desafios e a disponibilidade dos recursos em Corumana.

Capítulo III: Neste capítulo descreve-se o sistema híbrido proposto, a sua configuração e lógica de funcionamento.

Capítulo IV: Corresponde ao dimensionamento da central solar.

Capítulo V: Neste capítulo faz-se uma discussão em torno dos resultados obtidos a partir da metodologia usada.

Capítulo VI: Conclusões, contribuições e recomendações do estudo.

O presente trabalho de pesquisa tem por objectivo central estudar a integração das fontes solar e hídrica, neste sentido, serão tratados neste capítulo aspectos teóricos contudentes como: o conceito de sustentabilidade energética e a sua relevância no contexto da integração das energias renováveis, a classificação dos sistemas híbridos segundo a sua capacidade de geração, o conceito das energias renováveis e sua caracterização em Moçambique, os desafios da complementaridade das fontes e suas limitações, bem como, os impactos da alta penetração de energias renováveis na rede eléctrica.

### **2.1. Sustentabilidade energética**

O conceito de sustentabilidade energética é recente, e surge num contexto de criação de estratégias de desenvolvimento energético que satisfaçam as necessidades do presente sem comprometer a vida das gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades (Rodrigues, 2019). Este conceito assenta em três pilares, nomeadamente: económico, social e ambiental.

Dado ao alto impacto ambiental dos combustíveis fósseis associado às emissões de gases de efeito de estufa e a sua natureza finita<sup>4</sup>, atingir a sustentabilidade energética é um desafio e um dever conjunto, de reduzir o seu consumo e adoptar por fontes limpas que proporcionam para além de benefícios ambientais e económicos, um clima social saudável.

Rodrigues (2019), defende que um sistema energético só é sustentável se na sua abordagem de implementação, cumprir os seguintes critérios:

- a) Minimização dos impactos sociais;
- b) Protecção do ambiente e preservação de recursos naturais;
- c) Satisfação da demanda energética actual e futura de forma racional;
- d) Maximização de produção energética economicamente competitiva;
- e) Redução e capacidade de filtragem dos gases de estufa.

---

<sup>4</sup> Segundo o Instituto Mundial de Recursos (WRI, 2016), o consumo de energia é a maior fonte de emissão de gases de efeito de estufa, responsável por 73% das emissões mundiais.

### **2.1.1. Relevância do conceito no contexto da integração das energias renováveis em Moçambique**

Tomando em consideração que o conceito de sustentabilidade energética envolve a utilização de fontes de energia que sejam renováveis, limpas e que minimizem impactos ambientais, sociais e económicos, considera-se a integração das energias renováveis como uma estratégia assertiva e sustentável que atenda a demanda energética e que em simultâneo responda o progresso tecnológico do actual sistema energético em Moçambique.

Entretanto, o conceito de sustentabilidade energética é relevante no contexto da integração das fontes renováveis, se portanto, estimular de forma geral a concretização dos seguintes aspectos:

- ✓ Redução da dependência de combustíveis fósseis;
- ✓ Mitigação das mudanças climáticas;
- ✓ Segurança energética;
- ✓ Desenvolvimento económico local;
- ✓ Acesso à energia;
- ✓ Inovação e tecnologia.

### **2.2. Sistemas híbridos e sua classificação segundo a capacidade de geração**

Conforme o nome sugere, um sistema híbrido é aquele que integra duas ou mais fontes de energia e que culminam numa configuração flexível de geração de electricidade. Pinho & Galdino (2014) aprofundam definindo um sistema híbrido como sendo aquele que utiliza mais de uma fonte primária de energia (renovável ou não), dependendo da disponibilidade dos recursos, para gerar energia eléctrica de forma coordenada e com custos mínimos. Entretanto, este argumento abre a possibilidade de se explorar a complementaridade entre as fontes, permitindo assim que o mesmo opere com o mínimo de interrupções, o que garante uma boa qualidade no atendimento de cargas específicas.

Adicionalmente, Rodrigues (2019) sustenta a ideia de que um sistema híbrido proporciona uma melhor opção do que um sistema baseado em uma fonte única, quer em termos de custo, fiabilidade ou eficiência. Deste modo, compreende-se que há maior possibilidade de uma fonte suprir a falta da outra, complementando a

intermitência característica de geração de cada fonte, e isto, atribui ao sistema a capacidade de operar com menor risco de interrupção. No entanto, seguindo essa ordem de ideia, é justo considerar que a integração de diferentes tipos de fontes para formar um sistema híbrido é viável dependendo da necessidade e da disponibilidade de recursos em um dado local.

Com base em Pinho & Barreto (2008), os sistemas híbridos são geralmente agrupados mediante os seguintes intervalos de capacidades nominais:

- ✓ ***Microssistema híbrido***: Capacidade  $<1$  kW, essa faixa de potência é utilizada para o atendimento de pequenas cargas individuais;
- ✓ ***Sistema híbrido de pequeno porte***:  $1 \text{ kW} \leq \text{Capacidade} < 100 \text{ kW}$  essa faixa de potência é a mais encontrada nos sistemas actualmente em operação;
- ✓ ***Sistema híbrido de médio porte***:  $100 \text{ kW} \leq \text{Capacidade} < 1000 \text{ kW}$  Essa faixa de potência é tipicamente constituída por grandes capacidades relativas ao subsistema de geração diesel-eléctrica;
- ✓ ***Sistema híbrido de grande porte***: Capacidade  $> 1000 \text{ kW}$

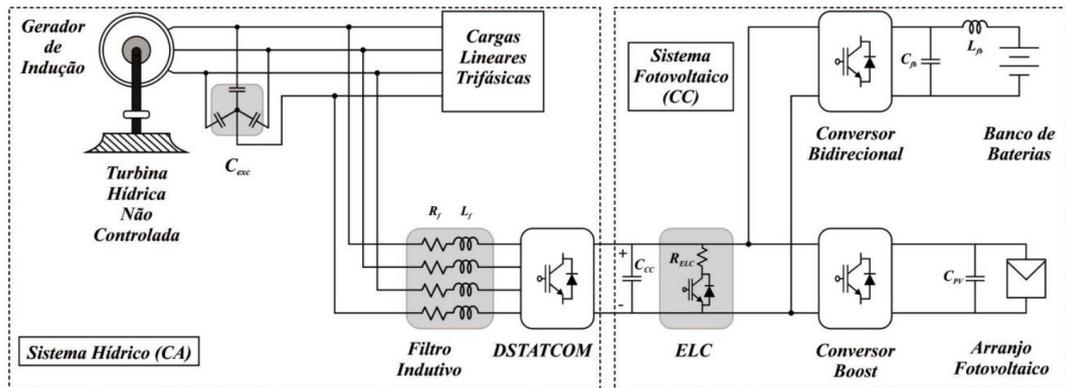
Por fim, atendendo e considerando o objecto de estudo do presente trabalho, a configuração do sistema híbrido em análise será a hidrossolar (integra a fonte de geração hídrica à fonte de geração solar).

### **2.2.1. Configuração hidrossolar**

É uma alternativa de integração de dois modelos de geração, nomeadamente: modelo de geração hídrico e modelo de geração solar. A configuração hidrossolar, utiliza geralmente a área disponível ao redor de uma usina hidroeléctrica para a instalação de painéis solares fotovoltaicos, ou, pode-se ainda fazer o aproveitamento do reservatório (barragem) para alocar os painéis e criar um parque solar flutuante.

Quando a energia fotovoltaica é interconectada à rede, as variações de carga devem ser compensadas pela energia hidráulica a fim de atender os picos e flutuações de demanda compensando assim a geração renovável do tipo fotovoltaica e se tornando um papel fundamental na estratégia de operação do sistema nacional. An et al. (2015), sugere que a partir da perspectiva do sistema eléctrico de potência, a usina fotovoltaica deverá possuir a mesma potência de uma turbina hídrica, buscando assim atender ao despacho de energia exigido de toda a usina hidroeléctrica.

Atendendo e considerando o esquema representativo apresentado pela Figura 4, afirma-se de modo geral que uma configuração hidrossolar é composta essencialmente do lado solar por: geradores estáticos, conversores, inversores, banco de baterias (opcional), adicionalmente do lado hídrico por: turbinas hídricas com os seus respectivos geradores, inversores e controladores.



Fonte: (Souza, et al., 2018)

Figura 4: Configuração ilustrativa de um sistema hidrossolar

Em síntese, a robustez e a simplicidade da configuração, varia muito de acordo com as necessidades do próprio sistema. Além disso, a potência de geração da fonte solar é afectada significativamente pela variabilidade da radiação solar ao longo do dia, mês e ano (Souza, et al., 2018), enquanto, a produção de electricidade pela fonte hídrica varia de acordo com os níveis de água disponível nos rios por época (Alencar, et al., 2018).

### 2.3. Avaliação dos desafios e impactos da integração das fontes solar-hídrica em Moçambique

É inegável que a integração das fontes de energia solar e hídrica representam um passo significativo de transição energética mais sustentável e diversificado em Moçambique (Alencar, et al., 2018). Não obstante, essa transição envolve uma série de desafios complexos que precisam ser compreendidos e superados para garantir o sucesso deste projecto, ao passo que, ambas fontes têm vantagens e desafios distintos, e integrá-las pode trazer benefícios significativos, mas também requer uma abordagem cuidadosa. A despeito disto, considerou-se quatro (4) desafios relevantes, os quais são descritos abaixo:

## 1. Variabilidade da Geração:

- **Natureza intermitente da energia solar:** a geração de energia solar varia de acordo com a disponibilidade de luz solar, levando a flutuações na produção ao longo do dia e das estações anuais;
- **Padrões de geração hídrica:** a geração hidroelétrica depende da vazão dos rios, que pode ser afectada por factores sazonais e climáticos, resultando em variabilidade na produção.

## 2. Desafios de Infraestrutura:

- **Necessidade de modernização da rede:** a integração em larga escala de fontes renováveis intermitentes pode exigir a modernização da infraestrutura da rede eléctrica para lidar com o aumento da variabilidade e do fluxo de energia.
- **Limitações de armazenamento:** a viabilidade da integração em larga escala depende do desenvolvimento de soluções de armazenamento de energia eficientes e económicas para armazenar o excedente de geração solar e hidrelétrica para atender à demanda quando necessário.

## 3. Impactos Ambientais:

- **Preocupações com o uso da água:** usinas hidroelétricas têm sempre impactos negativos variando dos mais leves, moderados ou graves nos ecossistemas aquáticos;
- **Impactos terrestres:** a instalação de grandes usinas solares pode levar ao desmatamento e perda de biodiversidade, além de impactos visuais no meio ambiente.

## 4. Desafios operacionais:

- **Gerenciamento da rede em tempo real:** a integração de fontes renováveis intermitentes exige sistemas avançados de gerenciamento de rede para

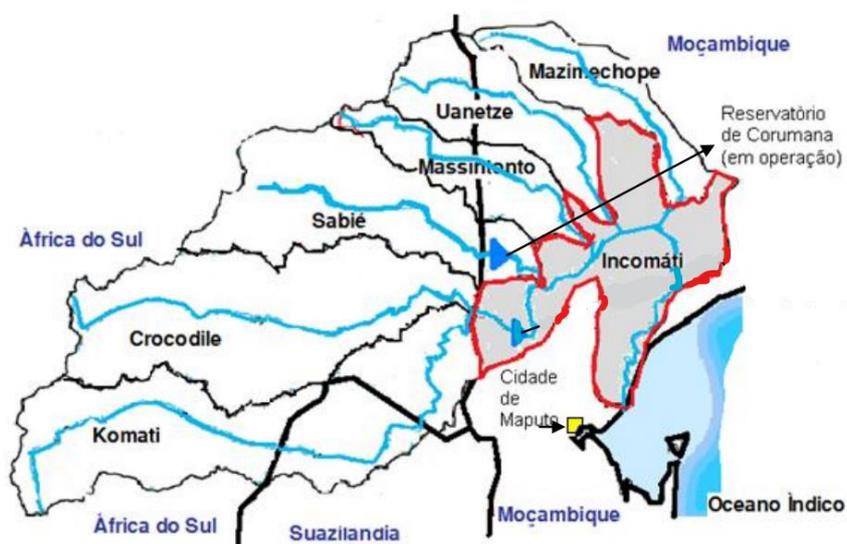
garantir a estabilidade da frequência e da voltagem, além de coordenar a operação de diferentes usinas.

- **Alocação de recursos e custos:** a otimização da alocação de recursos e a definição de custos para diferentes fontes de energia são cruciais para garantir a eficiência económica e a sustentabilidade do sistema energético.

## 2.4. Caracterização da disponibilidade dos recursos hídricos e solares em Corumana

### 2.4.1. Disponibilidade hídrica em Corumana

Moçambique partilha nove bacias hidrográficas transfronteiriças, das quais o Rio Incomati faz parte, e é compartilhado por três países: África do Sul, Eswatini e Moçambique (ARA SUL, 2024). Segundo a Administração Regional de Águas (ARA SUL, 2024), a bacia do Incomati possui uma área de 46200 Km<sup>2</sup>, dos quais somente 32% situa-se em território Moçambicano, 6% na Swazilândia e 62% na República da África do Sul, tendo como os seus principais afluentes o Komati, Crocodilo e Sábíe (Figura 5).

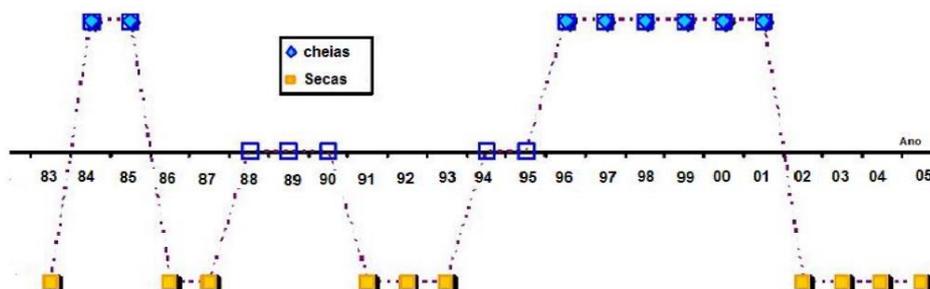


Fonte: adaptada de (Muaievela, 2011)

Figura 5: Localização geográfica do reservatório de Corumana

Entretanto, Muaievela (2011) defende que essa partilha contribui para a crescente utilização dos recursos hídricos na bacia do rio Incomati pelos países a montante, o que resulta na redução dos volumes de água que entram em Moçambique. Não

obstante, é relevante tomar em consideração o facto de que a variabilidade do clima influência na disponibilidade dos recursos hídricos. A Figura 6, ilustra uma análise de caudais passados baseados nos indicadores de nível dos rios em Moçambique, e de acordo com o Instituto Nacional de Gestão de Calamidades (INGC, 2019), indica que existem fases húmidas e secas alargadas que podem prolongar-se por 20 anos ou mais.



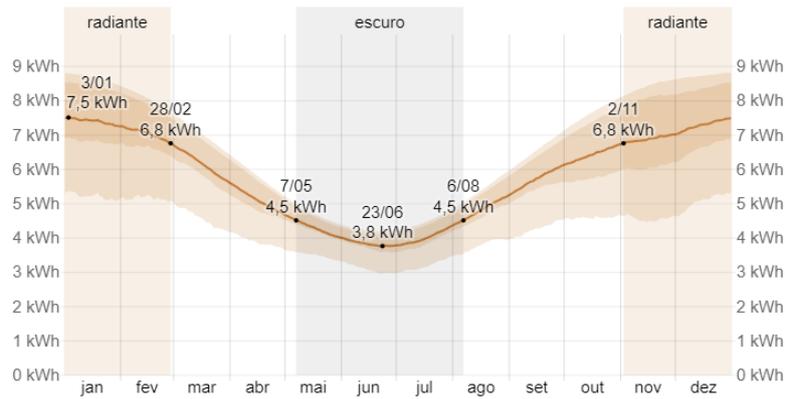
Fonte: (Muaievela, 2011)

Figura 6: Caracterização da disponibilidade hídrica entre os anos 1983 à 2005

#### 2.4.2. Disponibilidade solar em Corumana

Sob uma visão holística, Moçambique desfruta de muitas horas de sol ao longo do ano, devido à sua localização próxima à linha do equador (Foroudastan, 2006), o que constitui vantagem sob ponto de vista energético.

De acordo com Fernando (2018), a média anual da irradiação solar global na cidade de Maputo é de 17,96 MJ/m<sup>2</sup>. Com base na Figura 7, o período mais radiante do ano dura 3,9 meses, de 2 de Novembro à 28 de Fevereiro, com média diária de energia de ondas curtas incidente por metro quadrado acima de 6,8 kWh. O mês mais radiante do ano em Maputo é Janeiro, com média de 7,4 kWh e os meses com maior incidência variam entre Outubro à Janeiro e os meses com menos incidência variam entre Maio à Agosto, portanto, com estas informações conclui-se que a disponibilidade solar em Maputo, particularmente em Corumana é atractiva a projectos de geração com base na energia solar.



Fonte: (NASA, 2024)

Figura 7: Média diária de energia solar de ondas curtas incidente em Maputo

## 2.5. Identificação dos parâmetros de qualidade

Do ponto de vista da rede eléctrica, o equilíbrio entre a produção e a procura de energia deve manter-se frequentemente, pese embora isto nem sempre seja possível em termos reais, devido a variações súbitas de produção ou carga. Portanto, o conceito de boa qualidade de energia está intimamente ligado ao funcionamento adequado e sem falhas das cargas eléctricas existentes em um sistema eléctrico e pressupõe *tensões* e *frequência* dentro de valores nominais e sem oscilações ou perturbações, ou seja, as tensões e as correntes resultantes devem apresentar formas de onda o mais próximo possível da curva sinusoidal com frequência de 50/60 Hz.

### Classificação dos distúrbios:

- Transitórios, dos tipos impulsivos ou oscilatórios;
- Variações de tensão de curta duração, que podem ser instantâneas, momentâneas ou temporárias;
- Variações de tensão de longa duração, que podem ser de três tipos: interrupções, subtensões ou sobretensões;
- Desequilíbrios de tensão, que fazem surgir no circuito tensões de sequência negativa;
- Distorções da forma de onda, que podem ser classificadas em cinco tipos: nível CC, harmônicas, inter-harmônicas, “notching”, e ruídos;

- f) Oscilações de tensão, variações sistemáticas dos valores eficazes da tensão de suprimento (entre 0,95 e 1,05 pu), e que podem ser aleatórias, repetitivas ou esporádicas;
- g) Variações da frequência do sistema, desvios no valor fundamental (50 ou 60 Hz).

## 2.6. Referências normativas que regem os parâmetros de qualidade

A elaboração de normas padronizadas, surge no âmbito de colocar limites admissíveis em todos os distúrbios de parâmetros de qualidade de energia, de modo que se tomem medidas assertivas de mitigação dos efeitos negativos. Foram ao longo do tempo desenvolvidas várias normas, porém, para este trabalho especificamente foram seleccionadas apenas algumas referências normativas do IEEE e da IEC, que têm enfoque para as distorções harmónicas, flutuações de tensão e frequência, sobretensão, desequilíbrio de tensão e de corrente e a regulação do factor de potência.

### 1. Distorções harmónicas de tensão e corrente

#### ✓ Distorção harmónica total da tensão (DHT<sub>v</sub>)

Na Tabela 1 são apresentados os limites para a DHT<sub>v</sub> estabelecidos pela norma 61000 da IEC (Gosbell, et al., 2008).

Tabela 1: Limites para DHT<sub>v</sub> segundo a norma 61000 da IEC

Norma	Classe	DHT <sub>v</sub> (%)
<b>Internacional</b>		
	Baixa Tensão	8,0
IEC 61000-3-6	Média Tensão	6,5
	Alta Tensão	3,0
IEC 61000-2-4	Plantas Industriais I	5,0

Fonte: Adaptada pelo autor com base em dados extraídos de Gosbell, et al (2008)

De igual modo, na Tabela 2 que se segue, são apresentados os valores dos limites percentuais da DTH, para alguns intervalos de tensão, segundo a norma IEEE 519 (IEEE, 2014).

Tabela 2: Limites para  $DHT_V$  segundo a norma IEEE 519

Tensão Nominal	$DHT_V$ (%)
$V_N \leq 1KV$	8,0
$1KV \leq V_N \leq 69KV$	5,0
$69KV \leq V_N \leq 161KV$	2,5
$V_N > 161KV$	1,5*

Fonte: Adaptado pelo autor com base em dados extraídos de IEEE (2014).

\*Sistemas de alta tensão podem apresentar uma THD de até 2,0% segundo a IEEE.

#### ✓ Distorção harmónica total da corrente (DHTI)

Para a norma IEC 61000-3-6, os valores devem ser analisados a partir da relação entre a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) e a corrente máxima de demanda da carga ( $I_L$ ), e os limites para  $DHT_I$  são definidos para um sistema geral de distribuição com tensão nominal de 1 KV até 35 KV (Gosbell, et al., 2008). A norma IEC 61727 impõe para os sistemas fotovoltaicos em geral, o limite máximo de 5%, como mostra a Tabela 3 a seguir.

Tabela 3: Limites para  $DHT_I$  em sistema geral de distribuição estabelecidos pelas normas IEC 61000-3-6 e IEC 61727

Norma Internacional	$I_{sc}/I_L$	THD <sub>I</sub> (%)
IEC 61000-3-6	$50 < I_{sc}/I_L \leq 1000$	6,0
IEC 61727	---	5,0

Fonte: Adaptado pelo autor com base em dados extraídos de Gosbell, et al (2008)

A tabela 4 abaixo, ilustra o resumo dos limites admissíveis da  $DHT_I$  impostos pela norma IEEE 519 (IEEE, 2014).

Tabela 4: Limites máximos admissíveis para  $DHT_i$  estabelecidos pela norma IEEE 519.

$I_{sc}/I_L$	THD <sub>i</sub> (%)
$I_{sc}/I_L < 20$	5,0
$20 < I_{sc}/I_L \leq 50$	8,0
$0 < I_{sc}/I_L \leq 100$	12,0
$100 < I_{sc}/I_L \leq 1000$	15,0
$I_{sc}/I_L > 1000$	20,0

Fonte: Adaptado pelo autor com base em dados extraídos de IEEE (2014)

### 3. Flutuação de tensão e frequência

Segundo a IEEE, flutuações de tensão são variações sistemáticas na tensão de fase ou linha do sistema. A norma IEEE 1547 impõe que uma unidade de geração conectada a uma rede eléctrica, não deve de modo algum causar uma flutuação de tensão e frequência maior do que 10% em relação ao nível de tensão/frequência predominante do alimentador.

### 4. Sobretensão

De acordo com a norma IEEE 1159, uma elevação no valor eficaz de tensão de 10-20% em relação ao seu valor nominal por um período superior a 1 minuto denomina-se sobretensão, e esse evento caracteriza-se como sendo uma variação de longa duração (IEEE, 2009b).

### 5. Desequilíbrio de Tensão e de Corrente

A norma IEEE 1159 considera que o nível de compatibilidade para o índice de desequilíbrio de tensão deve estar entre 0,5% e 2%, considerando a razão entre a amplitude da componente de sequência negativa com relação à magnitude da componente de sequência positiva, de modo que, desequilíbrios maiores que 5% são considerados graves. No que diz respeito ao índice de desequilíbrio de corrente, a variação deve estar entre 1% e 10% (IEEE, 2009b).

### 6. Regulação do Factor de Potência

A norma IEEE 1547 recomenda que o sistema fotovoltaico deve sempre estar alinhado aos objectivos da concessionária a que estão conectados, ao passo que, o valor do factor de potência deve atender as condições tarifárias previamente estabelecidas. É certo que, actualmente os inversores fotovoltaicos conectados à rede são na sua maioria concebidos para operar próximos do factor de potência unitário (Rampinelli, et al., 2010), exceptuando os sistemas projectados especialmente para a compensação de energia reactiva que podem operar fora dos limites estabelecidos (IEEE, 2009a). Adicionalmente, a norma IEC 61727 defende que o factor de potência ideal deve estar operando acima de 90% (capacitivo e indutivo) (IEC, 2004).

Depois de ter-se abordado no capítulo anterior, o estudo geral da disponibilidade dos recursos solar e hídrico em Corumana, identificou-se parâmetros de qualidade a serem observados durante a pré concepção do sistema, que considerando as leis e normas que os regem, torna-se clarividente a necessidade de aplicar estes conhecimentos para conceber um sistema híbrido que atenda a todas exigências. Entretanto, o objectivo principal deste capítulo, em particular, é de caracterizar a hidroeléctrica de Corumana e perspectivar a integração das fontes em estudo, de modo que funcione de forma híbrida.

### **3.1. Perspectivas da integração do Sistema Solar à Hidroeléctrica de Corumana**

A hidroeléctrica de Corumana possui uma capacidade instalada de 16,2MW, parcelados e distribuídos na razão de 1:2 para as duas linhas de transmissão existentes na subestação. Em adição, possui duas turbinas hídricas conectadas cada uma delas a um gerador síncrono de 8,1MW, que por sua vez, alimentam a rede eléctrica através de dois transformadores elevadores de 9MVA, portanto cada gerador é ligado a um transformador elevador de 11KV/110KV na subestação e cada transformador é conectado a rede eléctrica através de uma linha de transmissão de 110KV. É importante sublinhar que existem na subestação de Corumana duas linhas de transmissão separadas entre si, cujos destinos de abastecimento são diferentes, pois uma interliga a subestação de Infulene e a outra a subestação de Komatiport (EDM, 2019).

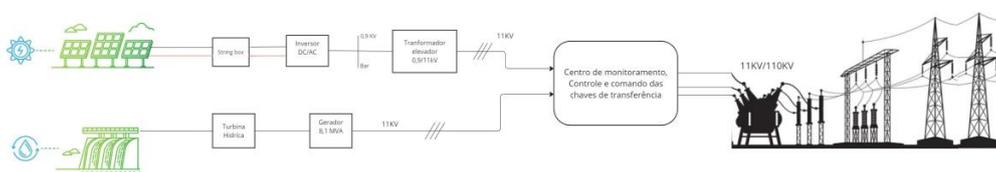
Perspectiva-se criar uma central solar com capacidade total instalada de 18MW, parcelados na razão 1:2, formando dois blocos de geração separados com capacidade de 9MW. Cada bloco tenderá a alimentar uma linha de transmissão dentro dos parâmetros de qualidade e normas requeridas. Cada bloco da usina solar será composto por: painéis fotovoltaicos, conectores, inversores de 4,6MW e um transformador elevador (0,9/11KV).

No fim deste processo, a unidade de controlo será monitorada de forma automática, e estará susceptível a intervenção e tomadas de decisão da equipe de supervisão.

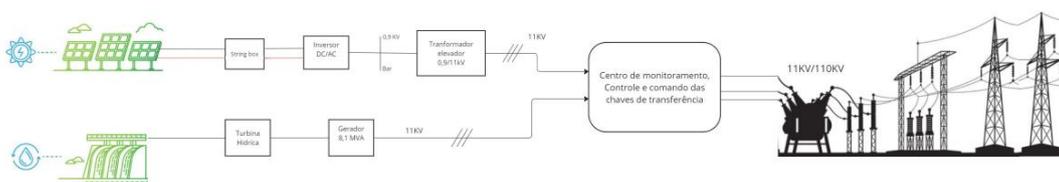
### 3.2. Sistema proposto

A prior, foi desenvolvido um diagrama (Figura 8) que mostra o sistema proposto como um todo, seus constituintes principais e as chaves de transferência das fontes para a rede eléctrica. O sistema apresenta duas (2) fontes geradoras de energia (solar e hídrica), cujos componentes são: turbinas hídricas, geradores rotativos, geradores estáticos (painéis solares), um bloco de inversores, transformadores elevadores e dois centros comuns de monitoramento, controle e comando das chaves de transferência responsáveis por realizar toda a lógica de chaveamento, que dá acesso a subestação elevadora de Corumana.

#### Bloco 1



#### Bloco 2



Fonte: Adaptada pela autora de Angelh (2011)

Figura 8: Sistema proposto

### 3.3. Descrição dos componentes e suas funções

Analisando a figura anterior pelos seus constituintes para a geração solar, tem-se os geradores estáticos (painéis solares), que têm a função de captar a radiação solar e gerar electricidade. Seguidamente está o String Box (caixa de protecção), que é um equipamento de protecção, responsável por isolar o sistema fotovoltaico, impedindo acidentes eléctricos como curto-circuito e surtos eléctricos (Carneiro, 2009). E, é conectada ao inversor DC/AC responsável por converter o sinal eléctrico DC do gerador fotovoltaico num sinal eléctrico AC da rede eléctrica ou carga AC, e ajustá-lo para a frequência e o nível de tensão da rede a que ficará ligado. Neste contexto, a tensão produzida pelo inversor é relativamente baixa à tensão exigida pela rede

eléctrica, pelo que, recorreu-se a um transformador responsável por elevar a tensão a 11KV de modo a conectar ao transformador elevador da subestação.

No que diz respeito a geração hídrica, faz-se menção apenas dos componentes base da barragem de Corumana já existente, que são as turbinas hídricas responsáveis por transformar a energia potencial hídrica (energia de pressão/energia cinética) em energia mecânica. As turbinas são ligadas directamente aos geradores síncronos que são accionados pelo movimento rotativo do eixo das turbinas quando o fluxo de água desce pelas condutas e colide com as suas pás provocando a rotação do eixo (Bergamo, 2018). Os geradores síncronos são responsáveis por converter a energia mecânica das turbinas em energia eléctrica.

Por último, tem-se o circuito de monitoramento, controle e comando das chaves de transferência, composto por sensores para medir a tensão e a corrente de cada fonte e enviar sinais ao microcontrolador, que por sua vez, faz a comparação dos mesmos se estão dentro do padrão definido ou não, para que assim a partir da lógica que for implementada serem tomadas as acções para realizar a comutação das chaves de transferência.

### **3.4. Diagrama de blocos do circuito controlador**

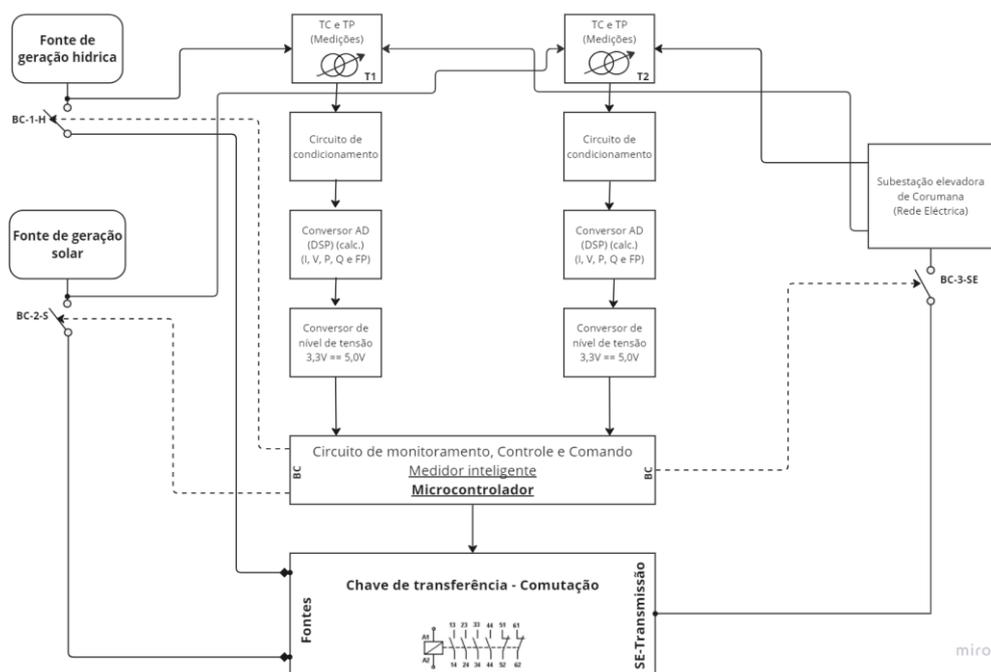
O diagrama de blocos desenvolvido (Figura 9), serve exclusivamente para clarificar os estágios e procedimentos do circuito controlador até as tomadas de decisão. Portanto, o primeiro estágio inicia com a medição das grandezas eléctricas (I, V) das duas fontes de geração e da rede eléctrica/subestação elevadora. Para tais medições, recorreu-se ao uso dos transformadores de correntes (TC's) e transformadores de potencial (TP's). A posterior, os valores colhidos do primeiro estágio passam para o circuito de condicionamento<sup>5</sup>, com o intuito de adequá-los aos valores suportados pelos componentes internos do circuito. De seguida está o bloco conversor analógico-digital (AD) ou Digital Signal Processor (DSP) que é composto por circuitos integrados (CI) dedicados, é responsável por receber as informações analógicas das tensões e correntes já condicionadas, e, de fornecer em sua saída para além dos dados das

---

<sup>5</sup> O termo "circuito de condicionamento" refere-se a um conjunto de componentes electrónicos projectados para manipular e preparar um sinal eléctrico de entrada de maneira adequada e precisa para o seu processamento ou análise posterior, de grandezas eléctricas medidas. Eles desempenham um papel crucial em sistemas de medição e controle e são projectados com base nas características específicas do sinal de entrada, nas condições ambientais e nos padrões de desempenho exigidos pela aplicação. (FURTADO, 2018)

tensões e correntes, também os dados das potências activas (W) e reactivas (var) e o factor de potência (à dimensional).

Por fim, todos estes estágios, desaguam no circuito do microcontrolador que é responsável pelas tomadas de decisão de acordo com a lógica a qual foi implementado, enviando sinais de comando para activação ou desactivação das chaves de transferência, que irá depender da disponibilidade de energia de cada fonte e se no momento qual delas consegue atender a demanda na rede eléctrica.



Fonte:Autora

Figura 9: Diagrama de blocos

### 3.5. Comutação das chaves e modos de operação

A princípio, a comutação das chaves e os modos de operação do sistema, dependerão exclusivamente da disponibilidade de energia de cada fonte e também das condições de variação da carga na rede eléctrica durante o dia. Entretanto, o bloco controlador tratará cada caso com suas particularidades, de modo que, as chaves de transferência actuem nos momentos favoráveis implementados na lógica de programação do microcontrolador. Por conseguinte, foram definidos alguns modos de operações para o sistema que servirá como base para as simulações que irão demonstrar a comutação das chaves de transferência, das fontes para a rede eléctrica, os quais serão apresentados a seguir:

**Apenas o sistema hídrico:** neste caso apenas a hidroelétrica está actuando como fonte de energia para as cargas ligadas a rede elétrica, de tal forma que, as chaves de transferência recebem um sinal proveniente do circuito de monitoramento, controle e comando para fechar para esta fonte e abrir para a outra. Tal situação pode ocorrer durante o período diurno no caso em que os painéis solares não estejam produzindo energia suficiente para abastecer as cargas do sistema devido as condições climáticas, ou durante o período noturno, em que geralmente a geração solar fica inactiva, esta última situação diz respeito ao regime normal de funcionamento do sistema híbrido.

**Apenas o Sistema Fotovoltaico:** neste caso apenas a geração solar está actuando como fonte de energia para as cargas ligadas a rede elétrica, um exemplo de tal situação é no período diurno em que há abundância do recurso solar e não há necessidade de manter os geradores síncronos ligados, assim garante-se o bom uso dos recursos hídricos em Corumana. Entretanto, neste caso, o circuito de monitoramento fará a verificação dos valores padrão e o microcontrolador irá actuar realizando o bloqueio das chaves de transferência conectadas a fonte solar e desbloqueando as que estão conectadas a outra fonte, permitindo que as cargas ligadas à rede elétrica sejam abastecidas pelo sistema fotovoltaico. No caso de haver um *blackout* na geração hídrica e a fonte solar estiver disponível, contudo, não reunindo capacidade suficiente para alimentar todas as cargas ligadas a rede elétrica, pode-se implementar uma lógica de programação no bloco controlador que envie informações de alerta de sobrecarga no sistema para o centro de controlo da Subestação Elevadora (SE), onde os operadores poderão determinar as cargas prioritárias e assim suprir apenas estas com a energia disponível no momento.

A última configuração possível seria ambos sistemas em simultâneo funcionamento, contudo, não seria economicamente viável numa primeira fase da implementação do projecto devido as limitações da rede elétrica de transmissão, porque, para além de suportar os 9MW actualmente configurada teria de duplicar a sua capacidade para 18MW, e com isso muitos equipamentos teriam de ser substituídos, incluindo os transformadores de potência da subestação.

### **3.6. Configuração eléctrica do sistema**

A configuração eléctrica abaixo desenvolvida é de carácter ilustrativo, tem por objectivo ilustrar o sistema proposto com os seus respectivos dispositivos de protecção e suas ligações aos componentes do sistema eléctrico. Para a protecção do sistema foram propostos os Disjuntores Termomagnéticos (DTM) e os fusíveis, que serão responsáveis por proteger as instalações contra danos causados por curto-circuitos e sobrecargas de corrente, adicionalmente, recorreu-se aos Dispositivos de Protecção contra Surtos (DPS), responsáveis por proteger as instalações contra sobretensões transitórias na rede eléctrica e desviar as correntes de surtos eléctricos que são normalmente causados por descargas atmosféricas e/ou chaveamentos no sistema.

## Capítulo IV

Com este capítulo pretende-se aplicar os métodos e equações matemáticas necessários para o dimensionamento da central solar.

### **4. Dimensionamento da central**

O dimensionamento do sistema representa a parte crucial de todo projecto, pois, do mesmo derivam análises e conclusões sobre todo processo de avaliação das variáveis de tensão e corrente para cada componente do sistema fotovoltaico de modo a atender os objectivos traçados e, ao mesmo tempo, calcular o preço total de todo o sistema, desde a fase de projecto até o sistema totalmente funcional incluindo remessa e mão-de-obra.

**Nota:** Considerando que a Hidroeléctrica de Corumana já foi concebida e está em funcionamento, durante o processo de simulação no Matlab, vai se considerar apenas como uma fonte trifásica de alimentação conectada ao sistema de controle e monitoramento que possui duas entradas relativas às duas centrais de energia.

#### **1) Escolha do módulo fotovoltaico**

A selecção dos módulos fotovoltaicos é efectuada em função do tipo de material que constitui as células fotovoltaicas, pois, da mesma depende a eficiência do sistema. Durante este processo, importa considerar que a escolha do módulo com maior potência disponível reduzirá o tempo de manuseio e instalação, isto porque, haverá menos juntas eléctricas e mecânicas, o que deverá melhorar a estanqueidade dos conjuntos montados. Por outro lado, módulos grandes são pesados e pode ser caro para substituir em caso de acidente, entretanto importa considerar um ponto óptimo.

As especificações técnicas (obtidas através do catálogo do fabricante em Anexo) do módulo seleccionado determinam as etapas seguintes conducentes ao dimensionamento do sistema.

#### **2) Escolha do inversor**

É mister sublinhar o cuidado que se deve ter na escolha dos inversores, pois, estes devem cumprir rigorosos requisitos de saída da rede para não desestabilizar a rede ou introduzir harmónicos parasitários. Importa ainda referir que, em condições ideais a forma de onda do inversor deve ser puramente sinusoidal e a sua distorção

harmônica inferior a 3% de acordo com a norma IEEE-519 (Cheng, 2014). Sua necessidade de energia é ditada pela potência de saída do conjunto fotovoltaico, a qual não deve ser superior a potência máxima do inversor.

### 3) Cálculo do número de módulos fotovoltaicos ( $N_{MF}$ )

A estimativa do cálculo do número de módulos fotovoltaicos é baseado na potência total projectada, e, dependendo da tecnologia do módulo seleccionado para o sistema fotovoltaico, o número total irá variar, assim como a área necessária para a implementação da planta fotovoltaica também será diferente dependendo desse parâmetro.

Para calcular o número necessário de painéis fotovoltaicos,  $N_{MF}$ , é utilizada a seguinte equação:

$$N_{MF} = \frac{P_{projectada}}{P_{painel}} \quad (1)$$

Onde,  $P_{projectada}$  [W] é a capacidade projetada da usina;

$P_{painel}$  [W] é a potência nominal do módulo fotovoltaico;

Importa clarificar que o valor obtido nesta fase sofrerá alterações dependendo da configuração dos conjuntos fotovoltaicos, bem como da capacidade de potência que se almeja.

### 4) Cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos em série e paralelo ( $N_{s,max}$ , $N_{p,max}$ )

O cálculo do número de módulos fotovoltaicos em série e paralelo depende inteiramente das especificações do inversor seleccionado. A equação utilizada para o cálculo do número máximo de módulos fotovoltaicos em série por inversor é mostrada a seguir:

$$N_{S_{max}} = \frac{V_{inv_{oc,cc}}}{V_{pv_{oc}}} * 0,9 \quad (2)$$

Onde:

- $V_{inv_{max}}$  = tensão do inversor em circuito aberto;
- $V_{p_{max}}$  = tensão do painel em circuito aberto;

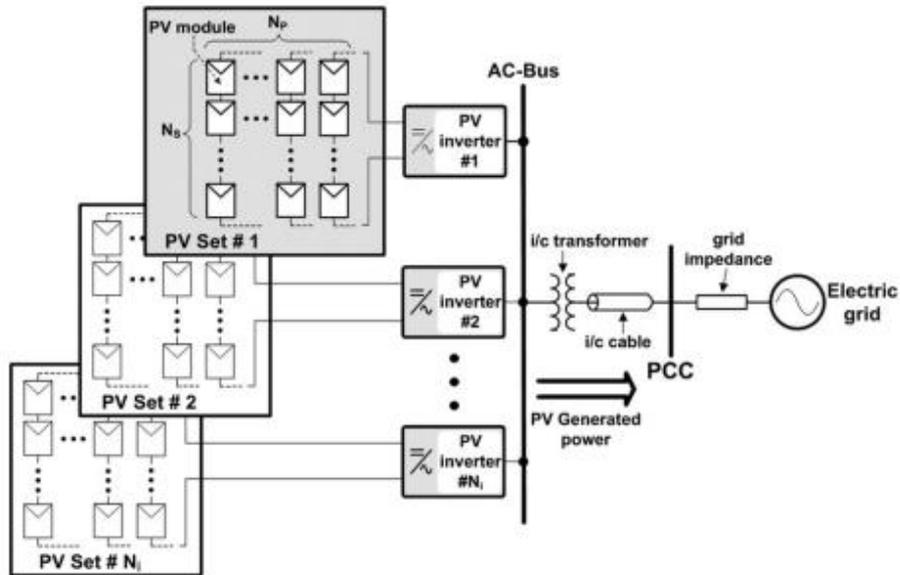
O número de módulos em paralelo é determinado dividindo a corrente de curto-circuito do inversor ( $I_{inv_{sc,cc}}$ ), pela corrente de curto-circuito do painel ( $I_{pv_{sc}}$ ).

$$N_{p_{max}} = \frac{I_{inv_{sc,cc}}}{I_{pv_{sc}}} * 0,9 \quad (3)$$

**Nota:** O número de módulos por sequência de série e o número de filas paralelas deve ser inteiro. Uma vez que o número de módulos em paralelo e em série são conhecidos, o número total de módulos na matriz são encontrados por seu produto.

### 5) Cálculo do número de inversores ( $N_i$ )

O número de conjuntos fotovoltaicos na usina é igual ao número de inversores necessários conforme ilustra a Figura 10.



Fonte: (Kerekes, et al., 2013)

Figura 10: Diagrama ilustrativo de uma usina fotovoltaica

A fórmula utilizada para o cálculo do número de inversores é a seguinte:

$$N_i = \frac{N_{MF}}{N_{S_{max}} * N_{p_{max}}} \quad (4)$$

É mister arredondar o resultado para o maior número inteiro mais próximo do valor obtido no cálculo.

### 6) Número final de módulos fotovoltaicos ( $N_{MFtotal}$ )

Visto que o número final de inversores necessários, deve ser um número arredondado, o  $N_{MF}$  anteriormente calculado deve ser recalculado. A fórmula usada para calcular o resultado é mostrada abaixo:

$$N_{MFtotal} = N_{S_{max}} * N_{p_{max}} * N_i \quad (5)$$

### 7) Cálculo da temperatura média operacional do painel solar ( $T_M$ )

Todo o bom funcionamento dos painéis gira em torno da sua temperatura ótima de produção, pois, este parâmetro está directamente relacionado ao desempenho do

módulo (Álvaro, 2018). A fórmula usada para calcular a temperatura média operacional do módulo é a seguinte:

$$T_M = T_a + G_t * (1 - FF) \quad (6)$$

Onde,

- $T_a$  = temperatura ambiente do local em °C;
- $G_t$  = ganho de temperatura do módulo, expresso por °C/W/m<sup>2</sup>, que varia dependendo do módulo, mas frequentemente é estimado entre 0,3 a 0,5 °C por W/m<sup>2</sup>.
- FF = factor de eficiência do módulo (geralmente em uma faixa entre 0,75 a 0,85) por verificar no catálogo.

#### 8) Potência real de cada módulo fotovoltaico ( $P_{real}$ )

A potência real de cada módulo pode ser calculada considerando as perdas de operação e as condições meteorológicas. A fórmula que descreve a potência real é observada a seguir:

$$P_{real} = P_{nominal} * \left( \frac{I_{real}}{I_{STC}} \right) * (1 - \gamma * (T_M - T_{STC})) \quad (7)$$

Onde,

- $\gamma$  [%/°C] é o coeficiente de temperatura de potência do módulo fotovoltaico e é especificado no catálogo.
- $P_{nominal}$  = Potência nominal do módulo (em W) sob condições padrão (STC).
- $I_{real}$  = Irradiância real (em W/m<sup>2</sup>) no momento da medição.
- $I_{STC}$  = Irradiância padrão (normalmente 1000 W/m<sup>2</sup>).
- $T_M$  = Temperatura do módulo (em °C) durante a medição.
- $T_{STC}$  = Temperatura padrão (normalmente 25°C).

## 9) Potência de saída de todos os conjuntos fotovoltaicos ( $P_{out}$ )

O cálculo da potência de saída de cada conjunto fotovoltaico depende da potência real de cada módulo, da queda de tensão do cabo CC e das perdas de incompatibilidade:

$$P_{out} = P_{real} * N_{MFtotal} * \left(1 - \frac{V_{dc}}{100}\right) * \left(1 - \frac{\eta_{mismatch}}{100}\right) \quad (8)$$

Onde,

- $N_{MFtotal}$  = número total de módulos no sistema.
- $P_{real}$  = potência real de cada módulo (calculada anteriormente);
- $V_{dc}(\%)$  é a queda de tensão do cabo CC, a norma IEC/TS 62548 (2013) estabelece um máximo de 3% de queda de tensão em condutores CC;
- Outro factor importante que afecta a saída de potência do conjunto fotovoltaico são as perdas por incompatibilidade,  $\eta_{mismatch}$ <sup>6</sup>.

**Nota:** As perdas por sombreamento deveriam ser consideradas nesta etapa de cálculo, porém para um cálculo mais preciso, as perdas reais por sombreamento que afectam a operação da usina fotovoltaica podem ser obtidos por medições em campo.

## 10) Potência total de saída de cada inversor DC/AC ( $P_o$ )

Cada conjunto fotovoltaico é conectado a um inversor e dependendo das especificações deste inversor, o valor final da energia obtida irá variar. A potência de saída de cada inversor CC/CA é calculada usando as seguintes equações:

$$P_{out} \leq P_{inversor}, P_o = \frac{\eta_{inv}}{100} * P_{out} \quad (9)$$

---

<sup>6</sup> Essas perdas aparecem devido a pequenas diferenças na fabricação dos módulos fotovoltaicos interconectados, ou também podem ser causadas por módulos fotovoltaicos vivenciarem condições diferentes no mesmo arranjo. As perdas por incompatibilidade para este projecto são estimadas em 2%.

Onde,  $P_{\text{inversor}}$ [W] é o nível de potência máximo permitido do inversor,

$\eta_{\text{inv}}$  [%] é a eficiência de conversão do inversor

A eficiência do inversor é considerada constante e igual em todos os conjuntos fotovoltaicos para simplificar o cálculos. Além disso, a tensão do conjunto fotovoltaico é considerada sempre superior ao mínimo nível de tensão MPP permitido do inversor, caso esta condição não seja atendida a potência de saída do inversor será zero.

### 11) Potência que a usina fotovoltaica pode injectar na rede ( $P_{\text{injectada}}$ )

A potência que pode ser injectada na rede é calculada considerando a eficiência do transformador elevador, eficiência do inversor e do cabo lateral CA. A fórmula utilizada para este cálculo é a seguinte:

$$P_{\text{injectada}} = \frac{\eta_T}{100} * \frac{\eta_{\text{cable}}}{100} * P_o \quad (10)$$

Onde,

- $\eta_T$  [%] = é a eficiência do transformador de interconexão e está definida em 99%;
- $\eta_{\text{cable}}$  [%] = é a eficiência das conexões dos cabos CA, este valor é fixado em 99,5%;

**Nota:** Por razões práticas, o resultado deste cálculo é considerado como a potência que é injectada na rede, sem limitações de potência e tensão da rede. Para todos os intervalos de tempo analisados no cálculo da potência do sistema fotovoltaico esta condição é assumida como válida se:  $P_{\text{injectada}} \leq P_{\text{rede,max}}$ <sup>7</sup> (Álvaro, 2018).

### 12) Energia total injectada na rede a partir da usina fotovoltaica ( $E_{\text{injectada}}$ )

A energia injectada na rede é calculada considerando os intervalos de tempo utilizados nos cálculos anteriores e adicionando um factor de disponibilidade da usina

---

<sup>7</sup>  $P_{\text{rede,max}}$  [MW] é a potência máxima/limite que a rede pode suportar, e para um cálculo mais preciso devem ser analisadas as características da rede para avaliar se a condição é atendida para o período de operação avaliado.

fotovoltaica por motivos de manutenção. A fórmula utilizada nesta etapa para calcular a energia injectada para cada intervalo de tempo é a seguinte:

$$E_{injectada} = \frac{E_{disp}}{100} * P_{injectada} * \Delta t \quad (11)$$

Onde,

- $E_{disp}$  [%] é o factor de disponibilidade de energia da planta fotovoltaica devido à manutenção dos componentes da planta fotovoltaica, este parâmetro é definido em 99,5% (Roca Rubí, 2018);
- $\Delta t$  [h] é o intervalo de tempo.

### **13) Terreno ocupado pela usina solar fotovoltaica (*Land*)**

Para determinar o terreno ocupado pela usina solar faz-se o produto da área do painel pelo número total de painéis que formam a usina.

$$Land = S_{painel} * 10^{-6} * N_{MFtotal} \quad (12)$$

$S_{painel(mm)}$  = é a área que um painel de forma individual ocupa, esta área é resultado do produto do seu comprimento e largura ( $C * L$ ).

## **4.2. Cálculos económicos**

Para a presente etapa recorreu-se ao uso do instrumento da gestão financeira relacionado a avaliação do estudo de viabilidade económica do projecto. Portanto, nisto está o incluso o orçamento do material, o mapa de amortização, a estimativa de preço de venda de energia em kwh e o mapa de tesouraria ou caixa de fluxo (cash-flow).

### **4.2.1. Orçamento geral**

Esta fase diz respeito ao aprovisionamento de todo material necessário para a construção da usina solar, incluindo também as estimativas de custos de aquisição do espaço/terreno, custos da instalação, mão-de-obra e manutenção da usina.

Importa dizer que todas as estimativas de custo foram baseadas na literatura de (Chambal & Khan, 2020).

#### 4.2.2. Mapa de amortização

As amortizações dizem respeito a desvalorização de bens materiais, como equipamentos, imóveis e veículos, a qual é provocada pelo seu uso natural à medida que o tempo passa. Para o caso deste projecto, colectou-se todos os bens amortizáveis para um estudo de desvalorização num período de 5 anos.

#### 4.2.3. Mapa de tesouraria/cash flow

Para Marc (Jacquinet, 2019), o conceito de mapa de fluxo de tesouraria está intimamente ligado ao saldo (dinheiro) que entra e sai de uma empresa, num período de tempo específico.

Adicionalmente, o mapa de fluxos integra três ciclos de actividade, nomeadamente:

1. **Ciclo de exploração** que considera as operações relacionadas com o aprovisionamento, a produção e a comercialização, entretanto segundo a literatura (Duarte, 2009), este ciclo inicia com a produção e termina com a venda dos produtos acabados;
2. **Ciclo de investimento** que integra o conjunto de actividades e decisões concernentes a análise e selecção de investimentos ou desinvestimentos em activos fixos, ou melhor, relaciona a transformação de dinheiro em activo fixo, cujo rendimento é obtido ao longo dos anos através do ciclo de produção (Duarte, 2009);
3. **Ciclo financeiro** diz respeito as actividades relacionadas com a obtenção de fundos para investimento e necessidades de financiamento do ciclo de exploração.

Por fim, após a avaliação de todos os ciclos acima referidos, será possível obter os indicadores que avaliam a viabilidade ou não de um projecto de investimento, com base no cálculo do Valor Actual Líquido (VAL), no cálculo do Tempo de Retorno (Payback) e no cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR).

#### 4.2.4. Estimativa de preço de venda de energia por kwh

Para estimar o preço de venda de energia por kwh, recorreu-se ao Regulamento que Estabelece o Regime Tarifário para as Energias Novas e Renováveis (REFIT), (MIREME, 2014). Este regulamento estabelece limite tarifário para usinas até 10MW, o documento estará disponível em anexo.

## Capítulo V

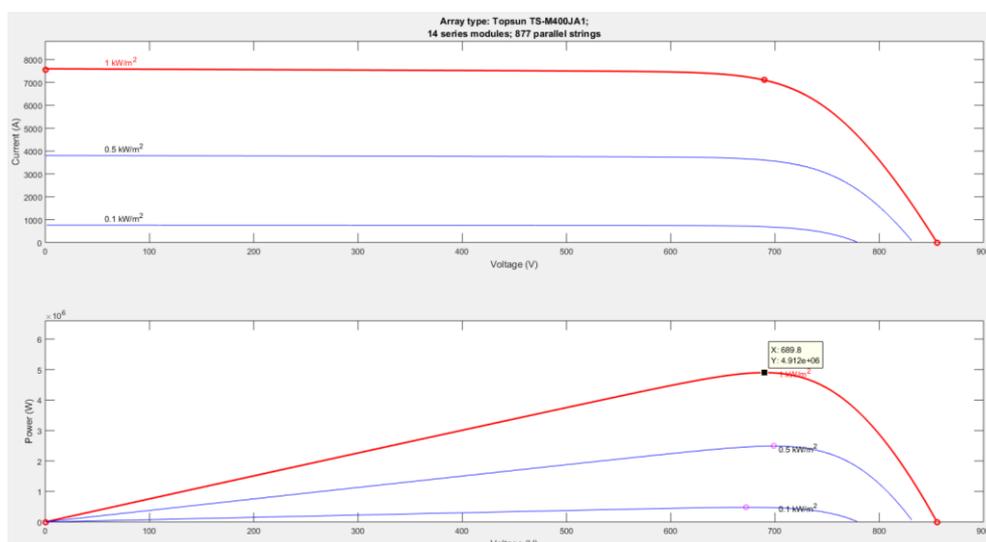
No presente capítulo, serão de forma sucinta, a apresentados e discutidos os principais resultados obtidos, baseados na metodologia descrita.

### 5. Discussão dos resultados

#### 5.1. Dimensionamento da central

##### a) Escolha do módulo fotovoltaico

Escolheu-se o painel da marca TopSun, com a referência TS-M400, cujo comportamento dinâmico do mesmo para diferentes valores de irradiância é ilustrado pela Figura 11, e a sua ficha técnica encontra-se em anexo.



Fonte: Simulink

Figura 11: Comportamento do painel solar para diferentes valores de irradiância

##### b) Escolha do inversor

O inversor escolhido é da marca SMA Solar Technology AG, com a referência Sunny Central SC 4600 UP, cujos detalhes para fins de cálculos são achados em anexo no seu respectivo catálogo.

### c) Tabela-Resumo

A Tabela 5 abaixo ilustra a síntese de todos os cálculos apresentados nas tabelas individuais referentes ao dimensionamento da usina e seus parâmetros.

Tabela 5 Tabela resumo dos resultados do dimensionamento da central solar

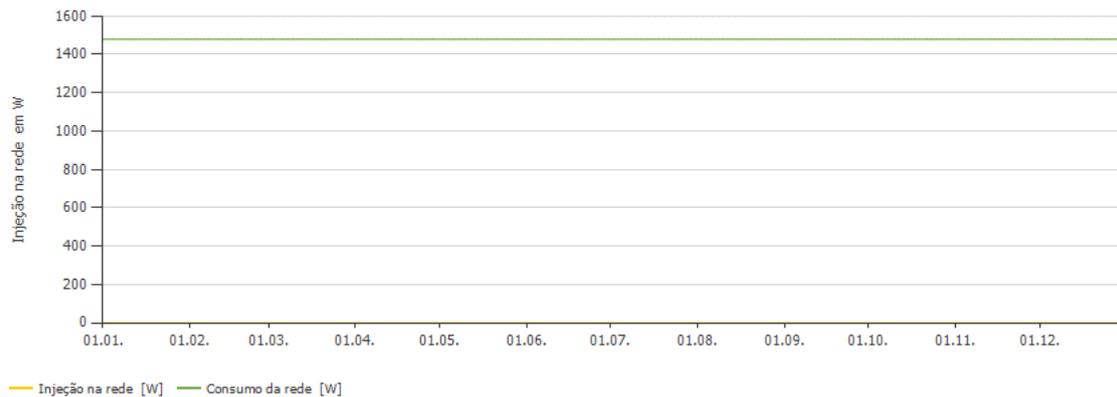
<b>Tabela resumo</b>			
<b>1</b>	$P_{instalada, inicial}(W)$	18.000.000,00	
<b>2</b>	$N_{MF, inicial}$	45.000,00	
<b>3</b>	$N_{s, max}$	14	
<b>4</b>	$N_{p, max}$	877	
<b>5</b>	$N_i$	4	
<b>6</b>	$N_{MF, final}$	49.112,00	
<b>7</b>	$P_{instalada, FINAL}(W)$	19.644.800,00	
<b>8</b>	$TM(^{\circ}C)$	26	
<b>9</b>	$PMF(KW)$	346	
<b>10</b>	$P_{out}(KW)$	16.149.988,00	
<b>11</b>	$P_o(KW)$	15.826.988,00	
<b>12</b>	$P_{injectada}(KW)$	15.590.375,00	
<b>13</b>	$E_{injectada}(Wh)$	15.512.423,00	
<b>14</b>	Land(hectar)	125.907,00	

Fonte: Autora

## Resultados da simulação feita no software PVSOL

Os resultados mostrados a seguir são referentes a simulação feita no software PVSOL e fazem parte do dimensionamento da central solar, pois complementam os resultados obtidos através da aplicação das fórmulas descritas no Capítulo IV.

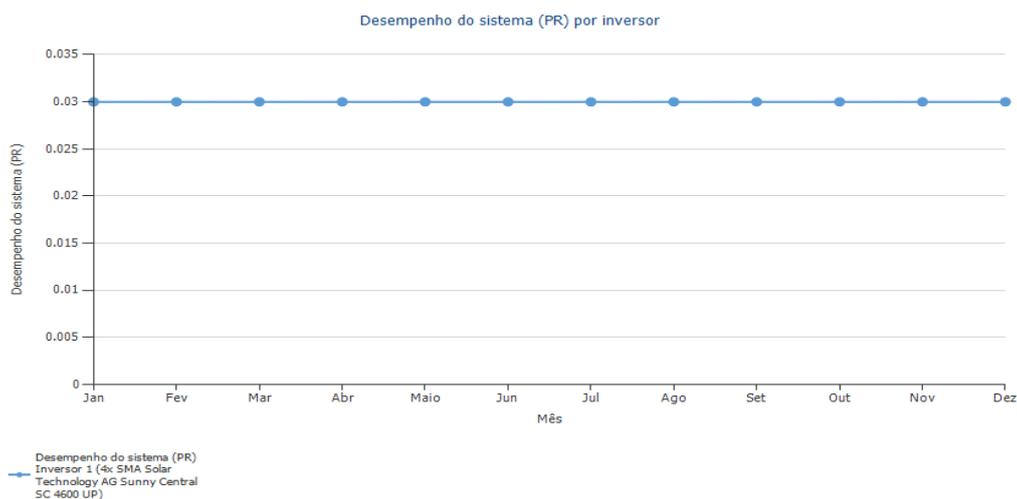
### Injeção na rede em W



Fonte: Autora

Figura 12: Injeção na rede em W

### Desempenho do sistema por inversor

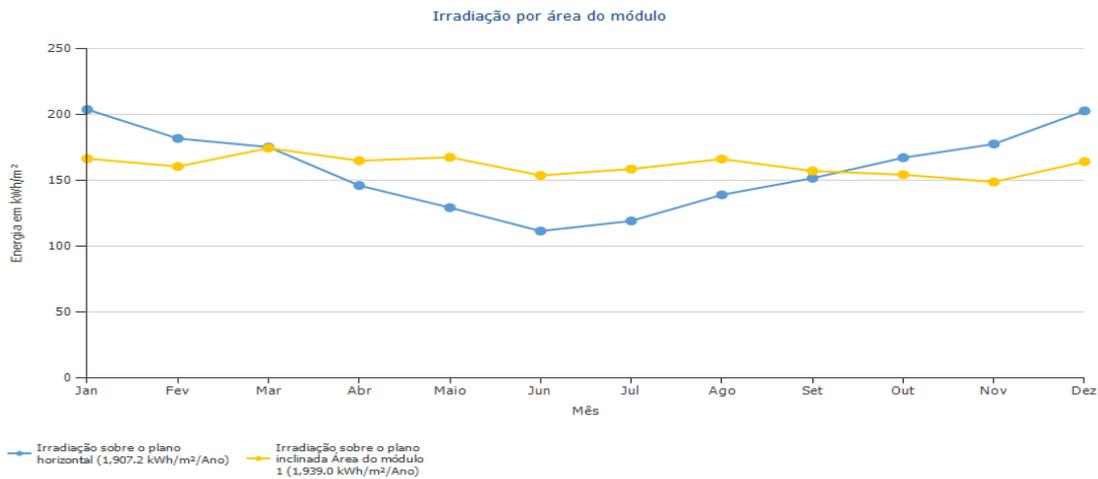


a

Fonte: Autora

Figura 13: Desempenho do sistema por inversor

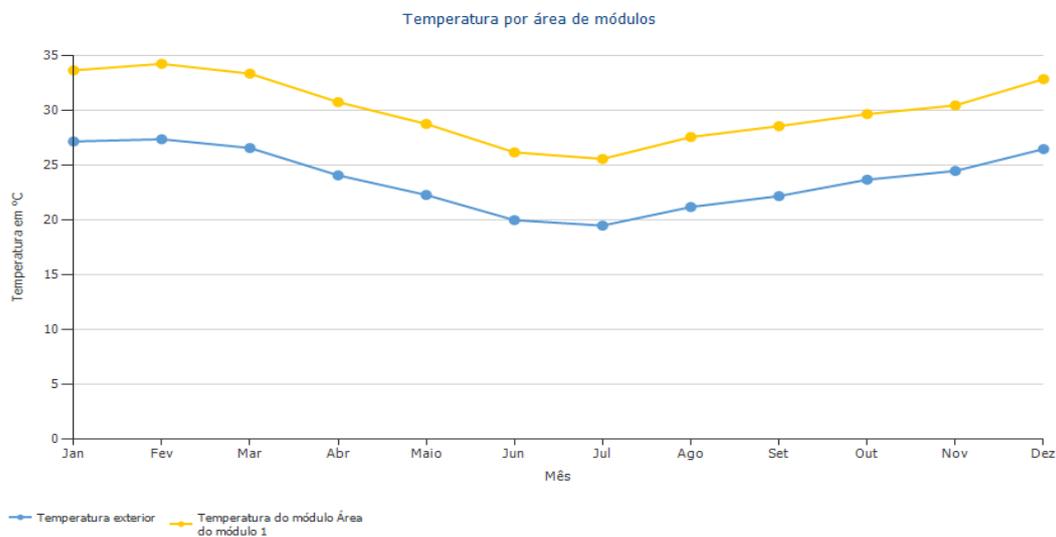
## Irradiação por área do módulo



Fonte: Autora

Figura 14: Irradiação por área do módulo

## Temperatura por área de módulos

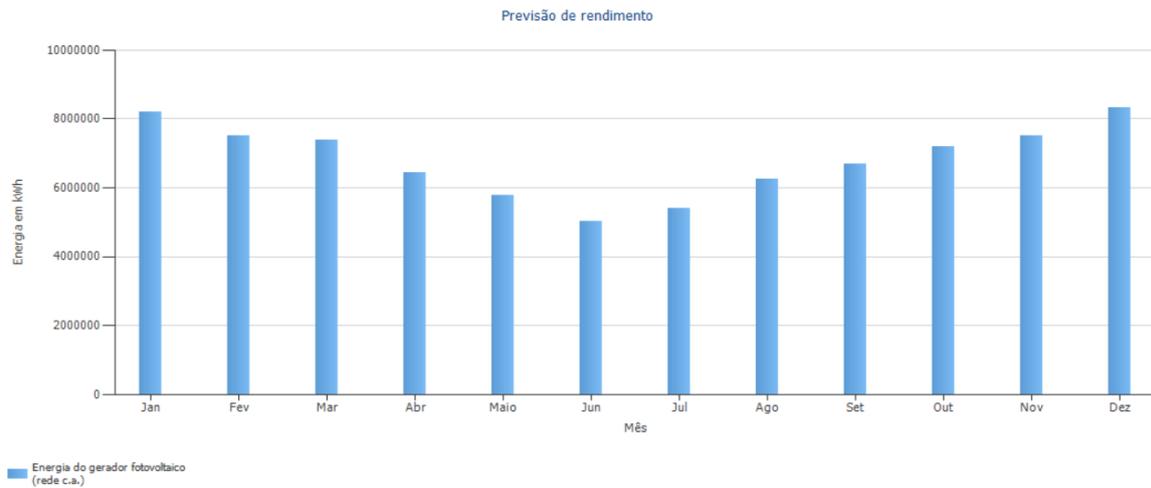


Fonte: Autora

Figura 15: Temperatura por área de módulos

## Previsão de rendimento

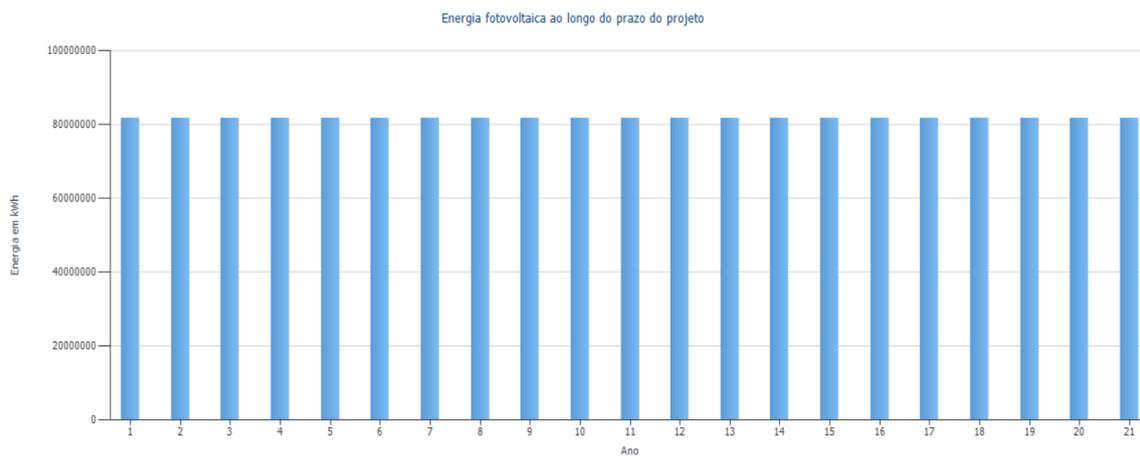
Este estudo prevê os meses de maior produção e os de menor produção, e com base nestes dados é possível estimar a produção anual de energia entregue a rede.



Fonte: Autora

Figura 16: Previsão de rendimento

### Energia fotovoltaica ao longo do prazo do projecto



Fonte: Autora

Figura 17: Energia fotovoltaica ao longo do prazo do projecto

## Tabelas-resumo

Tabela 6: Dados da área que os módulos ocupam

Área do módulo 1		
Potência do gerador fotovoltaico	19644.80	kWp
Area do gerador fotovoltaico	125,907.45	m <sup>2</sup>
Irradiação global no plano dos módulos	1939.02	kWh/m <sup>2</sup>
Irradiação global no módulo sem reflexão	2022.44	kWh/m <sup>2</sup>

Fonte: Autora

Tabela 7: Dados gerais obtidos da simulação feita no PVSOL

<b>Irradiação global - horizontal</b>	<b>1,907.20</b>	<b>kWh/m<sup>2</sup></b>	
<b>Desvio em relação ao espectro padrão</b>	-19.07	kWh/m <sup>2</sup>	-1.00 %
<b>Reflexão do solo (albedo)</b>	25.30	kWh/m <sup>2</sup>	1.34 %
<b>Orientação e inclinação do plano dos módulos</b>	109.02	kWh/m <sup>2</sup>	5.70 %
<b>Sombreamento</b>	0.00	kWh/m <sup>2</sup>	0.00 %
<b>Reflexão na superfície de módulo</b>	-83.42	kWh/m <sup>2</sup>	-4.12 %
<b>Irradiação global no plano dos módulos</b>	1,939.02	kWh/m <sup>2</sup>	
	1,939.02	kWh/m <sup>2</sup>	
	x 125907.452	m <sup>2</sup>	
	= 244,137,165.62	kWh	
<b>Irradiação global fotovoltaica</b>	244,137,165.62	kWh	
<b>Sujeira</b>	0.00	kWh	0.00 %
<b>Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 15.6 %)</b>	-206,045,874.55	kWh	-84.40 %
<b>Energia fotovoltaica nominal</b>	38,091,291.07	kWh	
<b>Comportamento sob baixa irradiação</b>	-81,712.85	kWh	-0.21 %

Tabela 8.1: Dados gerais obtidos da simulação feita no PVSOL

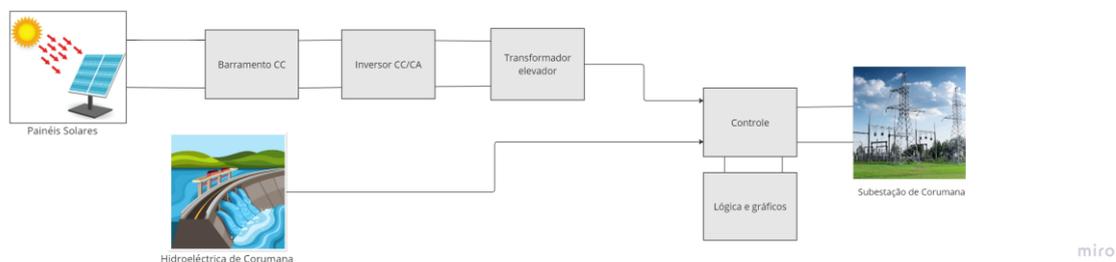
<b>Desvio em relação à temperatura nominal do módulo</b>	<b>-3,393,545.46</b>	<b>kWh</b>	<b>-8.93 %</b>
<b>Diodos</b>	-173,080.16	kWh	-0.50 %
<b>Mismatch (indicações do fabricante)</b>	-688,859.05	kWh	-2.00 %
<b>Mismatch (conexão/sombra)</b>	0.00	kWh	0.00 %
<b>Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor</b>	33,754,093.55	kWh	
<b>Potência CC mínima não atingida</b>	0.00	kWh	0.00 %
<b>Redução devido à faixa de tensão PMP</b>	-	kWh	-99.94 %
	33,734,446.81		
<b>Redução devido à corrente c.c. máx.</b>	-19,646.74	kWh	-100.00 %
<b>Redução devido à potência c.c. máx.</b>	0.00	kWh	0.00 %
<b>Redução devido à potência c.a. máx./cos phi</b>	0.00	kWh	0.00 %
<b>Perda no seguidor PMP</b>	0.00	kWh	0.00 %
<b>Energia fotovoltaica (c.c.)</b>	0.00	kWh	
<b>Energia na entrada do inversor</b>	0.00	kWh	
<b>Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal</b>	0.00	kWh	0.00 %
<b>Conversão c.c./c.a.</b>	0.00	kWh	0.00 %
<b>Consumo em espera (Inversor)</b>	-12,964.80	kWh	-100.00 %
			%
<b>Perda cabeamento total</b>	0.00	kWh	0.00 %
<b>Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera</b>	-12,964.80	kWh	

Fonte: Autora

## 5.2. Sistema modelado no matlab simulink

Para melhor entendimento da sequência do sistema no ambiente Matlab-simulink, optou-se por desenhar um diagrama de blocos do modelo no software *Miro design* que ilustre as etapas a serem seguidas durante o processo de simulação.

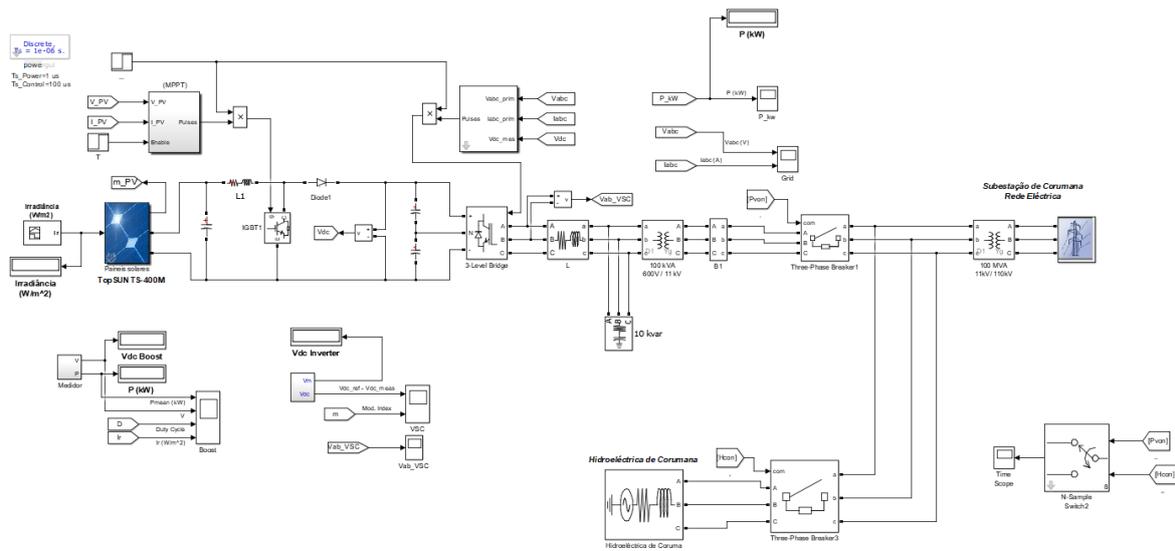
A Figura 18 ilustra o diagrama de blocos usado na simulação, o qual é composto por: duas fontes de potência (hídrica e solar), um barramento CC, um inversor CC/CA, um transformador elevador, um bloco de controle conectado a subestação de Corumana. A simulação deste modelo visa obter os comportamentos dinâmicos do sistema proposto, tendo enfoque para a central solar que será instalada próxima a hidroelétrica já existente.



Fonte: Autora

Figura 18: Diagrama de blocos matlab

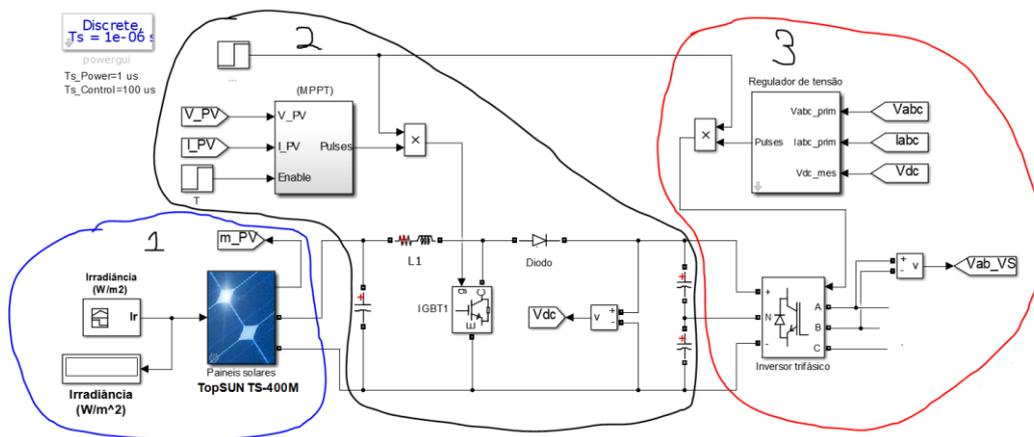
Através da Figura 19 que se segue abaixo, é possível ter uma visão geral do sistema híbrido.



Fonte: Autora

Figura 19: Sistema híbrido simulado no Matlab-Simulink

O lado do sistema cuja corrente é contínua é dividido em três blocos interligados entre si, nomeadamente: 1-Bloco dos painéis solares, 2-Bloco do barramento cc e 3- Bloco de inversor cc/ca (verificar Figura 19).



Fonte: Autora

Figura 20: Lado em CC

### 1-Bloco dos painéis solares

O sistema de controlo do arranjo fotovoltaico é baseado no rastreamento do ponto de máxima potência do mesmo. Para isso, emprega-se a técnica de MPPT (do inglês, Maximum Power Point Tracking que significa- Rastreamento do Ponto de Máxima

Potência), a qual gera a referência de tensão dos terminais dos painéis fotovoltaicos. O controlo da tensão conforme a sua referência gerada é realizado por um controlador do tipo Proporcional Integrador Derivativo (PID) discreto.

Para os painéis solares foi modelado um sistema que oferece em sua saída uma tensão e potência variável, cuja variação é estritamente dependente da acção da irradiação sobre os painéis solares.

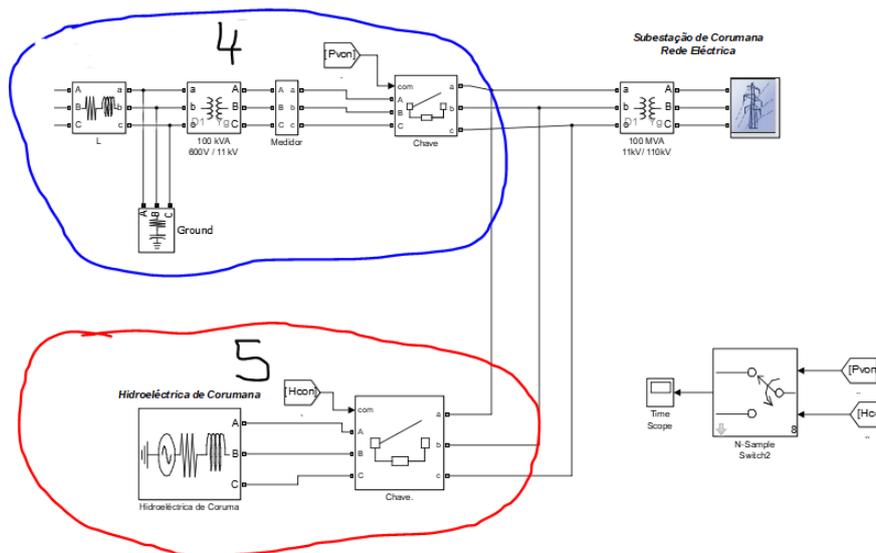
## **2-Bloco do barramento cc**

O barramento CC ou conversor boost, com configuração apresentada na figura 20, tem a função neste projecto de estabilizar a tensão variável que são fornecidas pelos painéis devido a influência da temperatura e irradiação, portanto este bloco será capaz de receber uma tensão contínua variável menor e dar uma tensão contínua constante maior em sua saída. Os sinais  $I_{pv}$  e  $V_{pv}$  são enviados para as entradas do bloco que faz o controle do algoritmo MPPT que varia o ciclo de trabalho (*Duty cycle*) para gerar a tensão necessária para extrair a potência máxima.

## **3-Bloco inversor cc/ca**

O modelo apresentado na Figura 14 é um inversor CC/CA, responsável pela transmissão da energia para a rede em CA. O inversor CC/CA será accionado quando o surgimento de um pulso nos gates (g) dos IGBT's fazendo-o assim funcionar na inversão CC/CA.

O lado do sistema cuja corrente é alternada é dividido em dois blocos conectados por um ponto comum que liga a subestação de Corumana, nomeadamente: 4-Bloco do lado AC, 5-Bloco da hidroeléctrica de Corumana (verificar Figura 21).



Fonte: Autora

Figura 21: Lado em AC

#### 4-Bloco do lado AC

Este bloco representa a segunda parte da central após o condicionamento da tensão CC pelo inversor, pelo que, na sua saída tem-se uma tensão de 600V que é elevada pelo transformador de 100KVA para uma tensão de 11KV, que depois passa pelo medidor para serem observadas as ondas de saída da corrente e tensão.

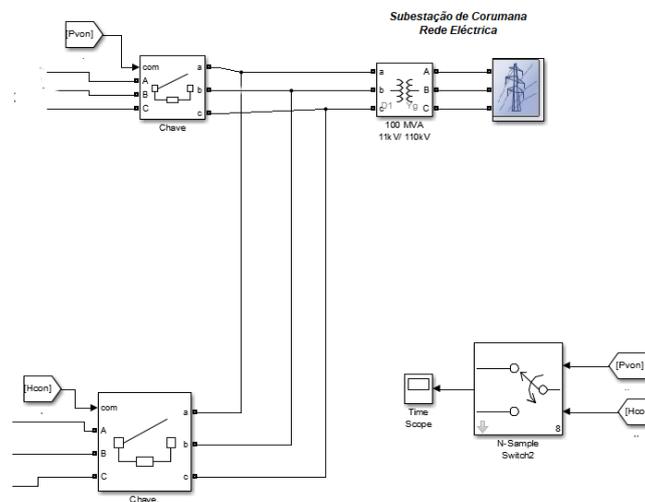
#### 5-Bloco de Corumana

Como dito no capítulo IV, o presente trabalho não teve como foco a simulação da hidroelétrica de Corumana, visto que ela já existe e está em funcionamento a bastante tempo, portanto, considerou-se uma fonte trifásica em sua representação cuja tensão de saída dos seus geradores é de 11KV.

#### 6-Bloco de carga

O bloco de carga é representado pela subestação elevadora, que contém na sua entrada um transformador que eleva a tensão de entrada de 11KV para uma tensão de saída de 110KV entregues a Rede Eléctrica Nacional. Visto que, a subestação não recebe contribuições das duas fontes em simultâneo, ou seja, as fontes não operam em paralelo, entretanto a troca de uma fonte para a outra é feita através das chaves

colocadas na saída da central solar bem como, na saída da hidroeléctrica como ilustra a Figura 22.

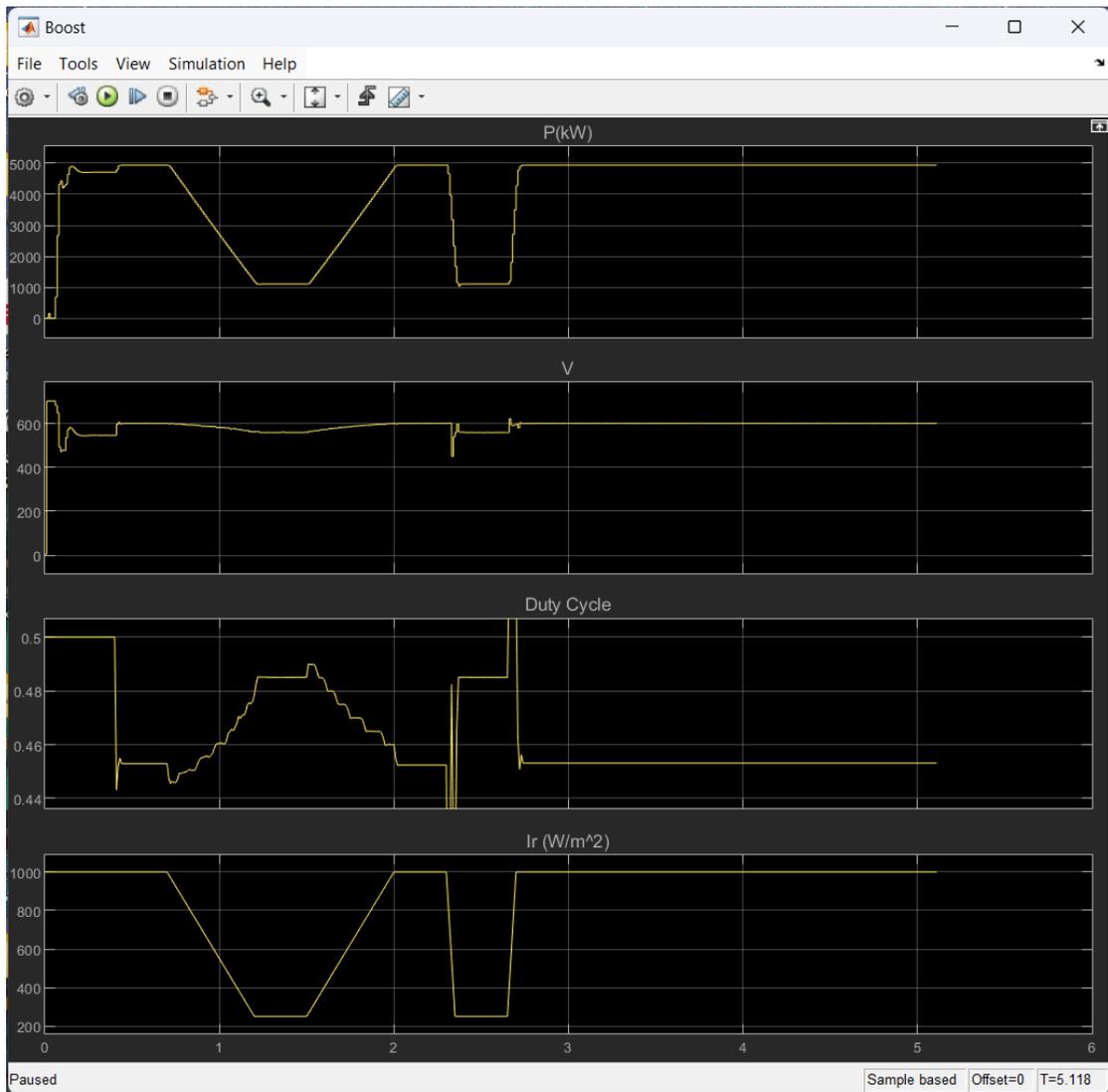


Fonte: Autora

Figura 22: Bloco de carga

Da simulação feita, obteve-se 6 gráficos dos quais 4 fazem referência ao lado CC do sistema e visa ilustrar o comportamento da potência, tensão e o ciclo de trabalho, quando a irradiância altera, pois, é o elemento variável e determinante do sistema.

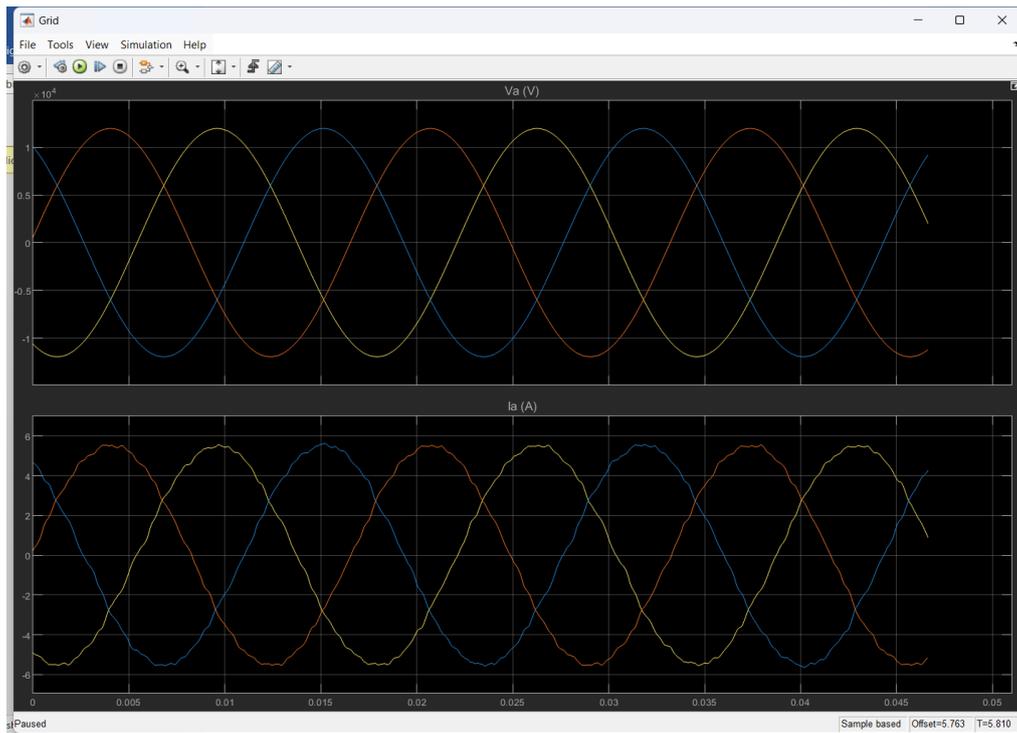
É possível observar pela Figura 23, que nos primeiros 2.6 segundos a irradiância é instável e neste percurso observa-se também a resposta das restantes variáveis, que alteram de igual forma. Assim, quando a irradiância atinge estabilidade verifica-se radicalmente que as outras variáveis seguem a mesma sequência, estabilizando-se também.



Fonte: Autora

Figura 23: Resposta de saída da potência, tensão e ciclo de trabalho relativamente a variação da irradiância

Relativamente ao lado AC, importa verificar se a qualidade de energia que será fornecida não viola os critérios de qualidade propostos no capítulo II do presente trabalho, e, é possível tirar conclusões através das ondas de saída do transformador que eleva 600V para 11KV. Observando a Figura 24 para o gráfico da tensão  $V_a(V)$ , nota-se que as tres fases apresentam ondas sinusoidais puras, e para o gráfico da corrente  $I_a(A)$  nota-se nas tres fases alguns desequilibrios leves na forma de onda ao longo do tempo, contudo, dentro da faixa tolerável.



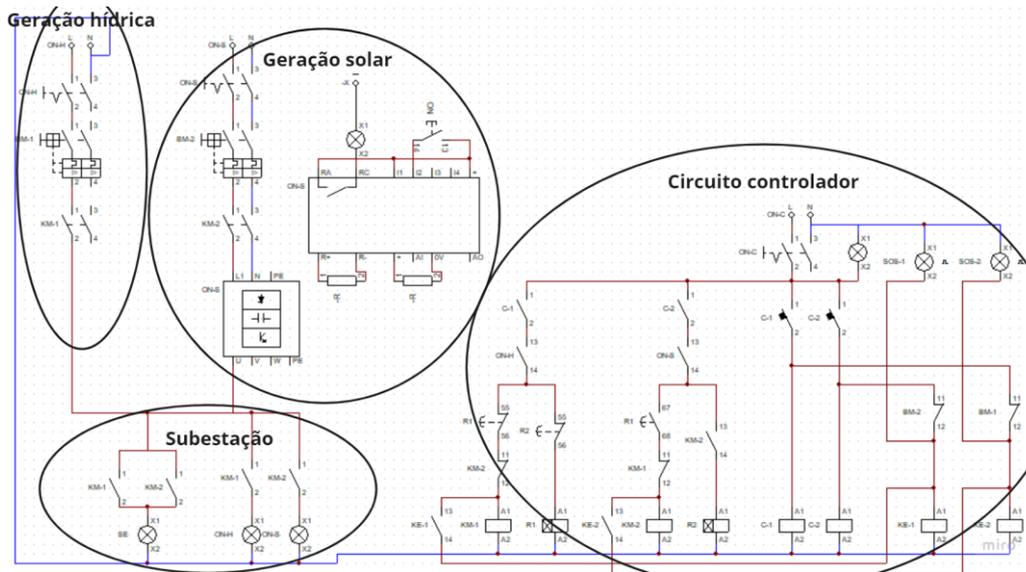
Fonte: Autora

Figura 24: Tensão e Corrente de saída no enrolamento secundário do transformador da central solar

### 5.3. Circuitos de potência e de comando

Para realização da montagem do diagrama de potência e comando do sistema proposto, foi utilizado o software CADeSIMU.

O sistema proposto na Figura 25, é dividido em 4 áreas das quais duas dizem respeito as fontes de potência que são a solar e a hídrica, a outra refere-se ao sistema de controlo e chaveamento composto por controladores e chaves que habilitam e desabilitam algumas funções sempre que necessário, e a última área não menos importante é composta pela subestação elevadora de Corumana, que será alimentada de forma contínua pelas fontes inicialmente referidas.



Fonte: Autora

Figura 25: Circuito de potência e comando do sistema híbrido

O circuito integra diferentes componentes que em conjunto cooperam para o bom funcionamento do sistema, os quais são descritos a seguir: disjuntores termomagnéticos bipolares (identificados por BM-1 e BM-2), controladores (denominados C1 e C2), chaves rotativas liga e desliga (ON-H, ON-S e ON-C), bobinas e seus respectivos contactos auxiliares (identificados por KM-1, KM-2, KE-1, KE-2), dois relés temporizadores e suas respectivas chaves (denominados R1 e R2), sinalizadores (indicados por SE, ON-GH, ON-GS, SOS-1, SOS-2).

Inicialmente o sistema encontra-se fora de serviço (verificar Figura 26), para dar início a simulação dos modos de operação do sistema proposto deve-se primeiramente accionar o circuito de controlo.

Com o pleno objectivo de clarificar cada modo de operação em serviço no momento, recorreu-se ao uso de sinalizadores com diferentes cores, que permite identificar qual fonte está operando no momento e se de facto a subestação está sendo alimentada ou não. A seguir está a relação entre as cores e os modos de operação:

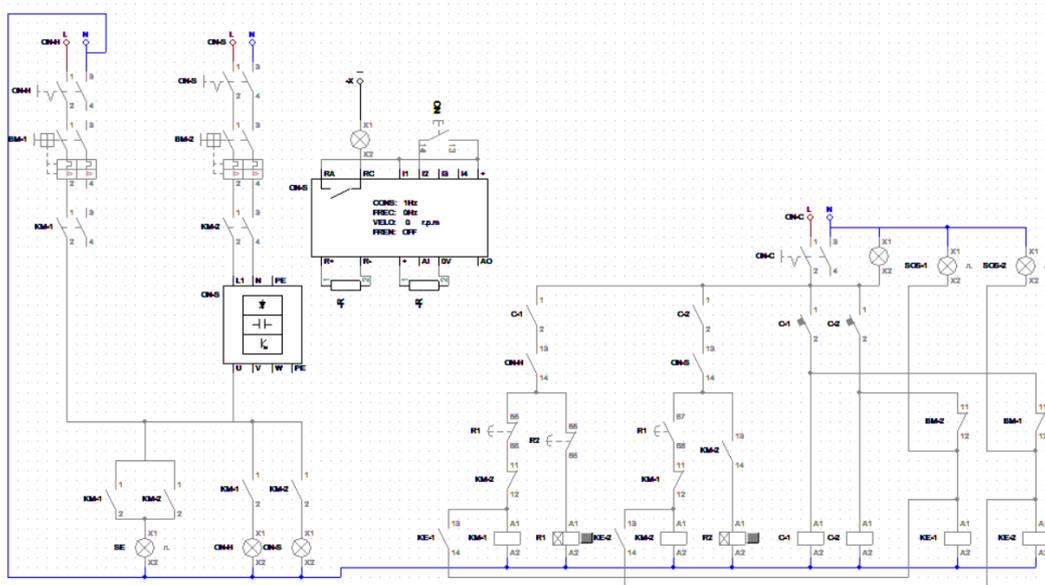
Lâmpada cinza: mostra que o circuito de controlo está activo;

Lâmpada azul: indica que a fonte de alimentação da subestação no momento é a hídrica;

Lâmpada amarela: indica que a fonte de alimentação da subestação no momento é a solar;

Lâmpada intermitente verde: mostra de modo geral que a subestação está sendo alimentada;

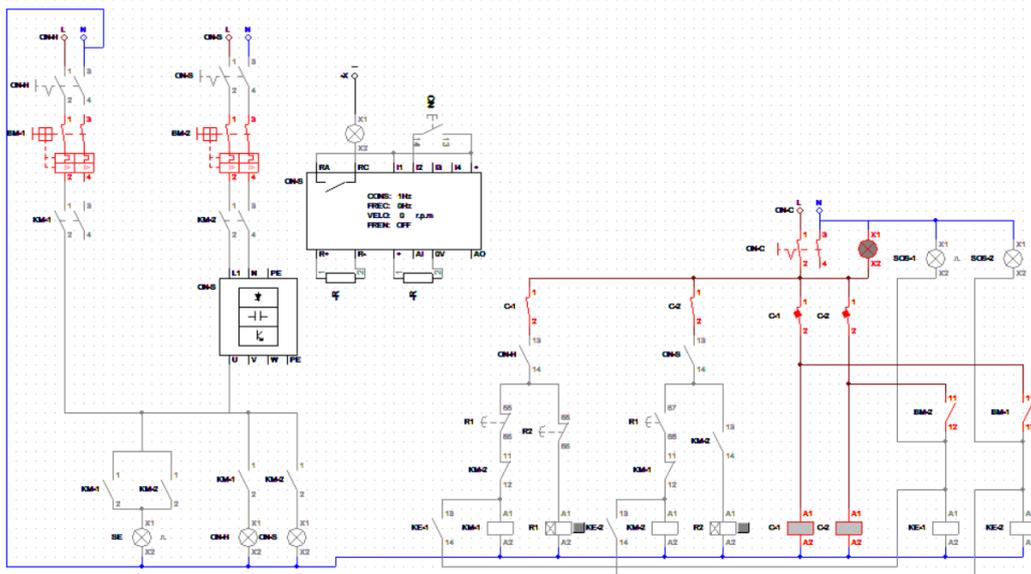
Lâmpada intermitente vermelha: revela que o sistema não está funcionando no seu modo normal, e que há um defeito.



Fonte: Autora

Figura 26: Circuito de potência e comando do sistema híbrido- fora de serviço

Para dar início ao funcionamento do sistema, são accionadas as chaves ON-C, C1 e C2 que dizem respeito ao circuito de controle e os disjuntores BM-1 e BM-2 das fontes de potência (verificar Figura 27).



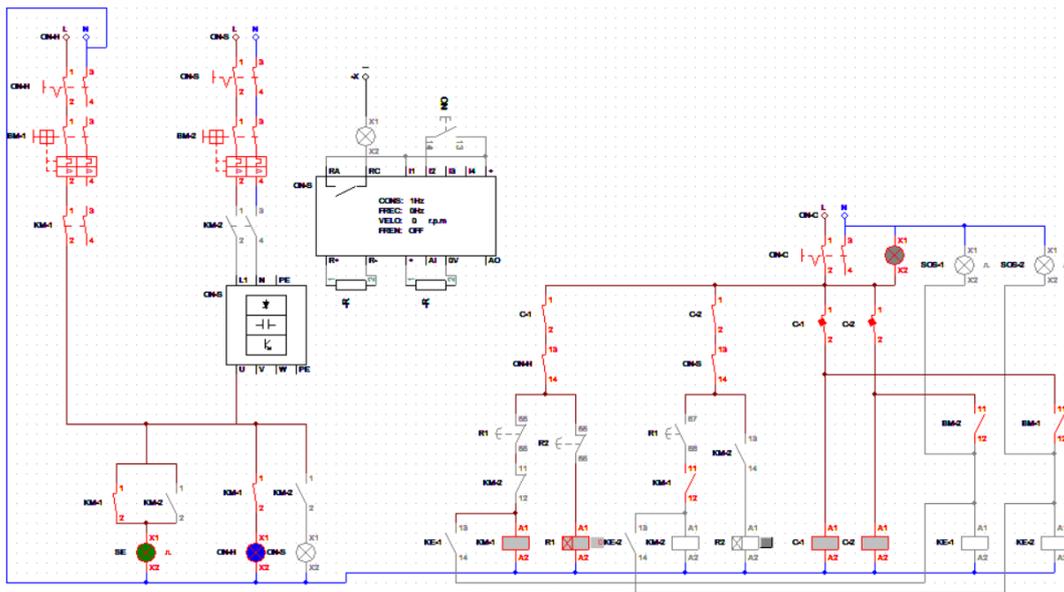
Fonte:Autora

Figura 27: Circuito de potência e comando do sistema híbrido- ligado

### Caso I: Hidroelétrica ligada

Considerando primeiramente que o sistema irá funcionar apenas com a hidroelétrica ligada abastecendo a subestação, será feita uma leitura pelo circuito de controlo e irá actuar para realizar os passos necessários para que as chaves comutem automaticamente, permitindo que apenas a central hídrica esteja conectada ao sistema, tais passos irão acontecer na seguinte sequência:

-Após a detecção de presença de energia na hidroelétrica o circuito controlador irá enviar um comando para fechar a chave ON-H, fazendo com que as bobinas KM-1 e R1 sejam energizadas; - Com isso o contacto auxiliar KM-1 do circuito de comando ira fechar, e a subestação será alimentada; -Durante este processo, o Relé R1 faz a contagem do tempo de acordo com o horário programado para se realizar a comutação das fontes; - Os contactos auxiliares do R1 mudarão de estado, desenergizando a bobina KM-1 e energizando os terminais de alimentação do relé R2, alterando da fonte hídrica para a solar, pode-se observar tal modo de operação na Figura 28.

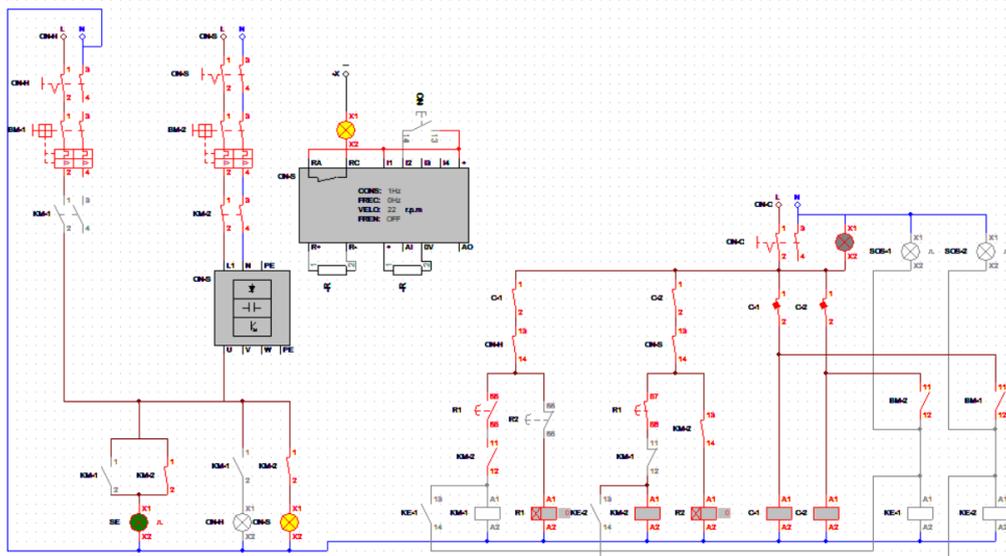


Fonte: Autora

Figura 28: Hidroelétrica ligada

### Caso II: Usina solar ligada

Tomando em consideração que a comutação das fontes ocorre de forma automatizada, quando o relé R1 está prestes a disparar, o circuito de controlo detecta a existência de energia sendo produzida pelos painéis solares, e quando o R1 dispara e energiza o relé R2, o mesmo envia um comando para que a usina abasteça as cargas, e isso ocorre através da energização das terminais de alimentação (A1-A2) da bobina KM-2 que fecha os seus contactos auxiliares normalmente abertos e abre os normalmente fechados. Importa referir que o relé R2 também é temporizador, pois determina o período ou as horas de operação da usina solar até que seja desactiva e activada a fonte hídrica para o abastecimento das cargas ligadas a subestação de Corumana (verificar Figura 29).

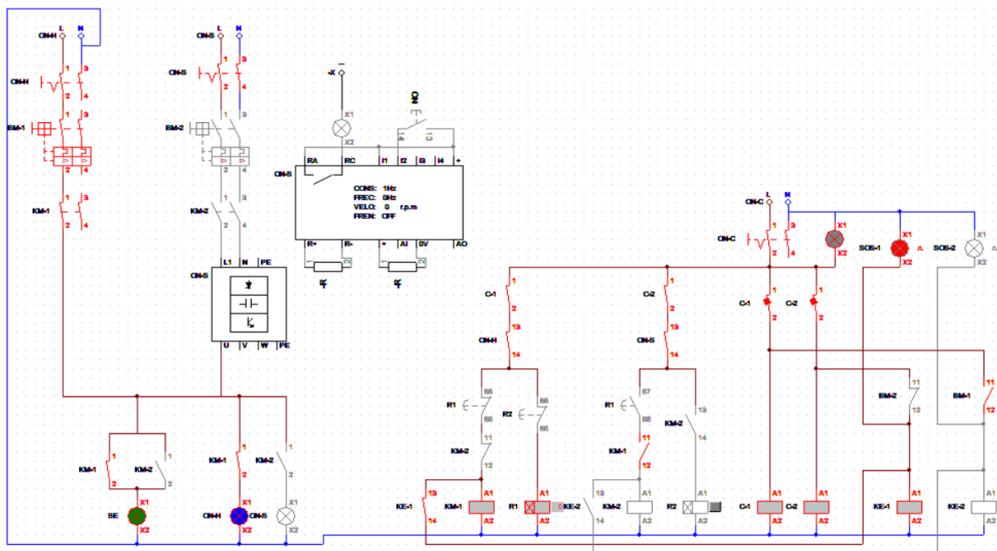


Fonte: Autora

Figura 29: Usina solar ligada

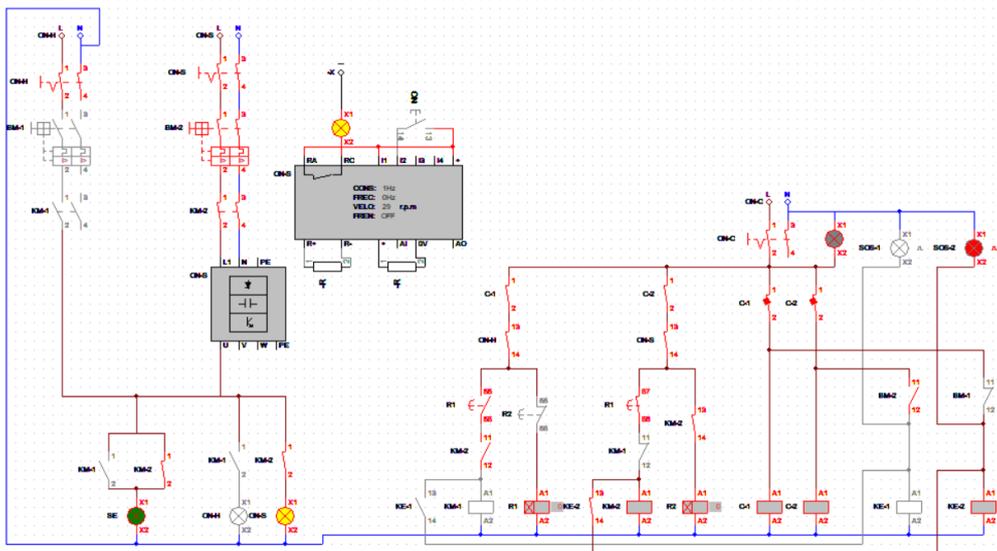
### Caso III: Estado anormal de funcionamento

Em caso de contingências como a retirada súbita de uma das fontes no momento em funcionamento, considera-se a actuação imediata do circuito de controle, colocando em serviço a fonte disponível, e o mesmo emite um sinal de alerta em luz vermelha intermitente (SOS-1/SOS-2) que indica alguma anomalia no sistema que necessita de uma intervenção rápida da equipe técnica para tirar o sistema do estado de emergência para o estado normal (verificar as Figuras 30 e 31).



Fonte: Autora

Figura 30: Estado de emergência- SOS-1



Fonte: Autora

Figura 31: Estado de emergência- SOS-2

Nota: se porventura a anomalia ocorrer durante o período normal de funcionamento da hidroeléctrica( período nocturno), e a fonte sair de serviço, o circuito de controle habilitará automaticamente a usina solar, que embora seja o seu período de muita baixa produção ela produz sempre uma ligeira quantidade de energia que pode ser aproveitada, caso seja suficiente para alimentar algumas cargas( ainda que muito

poucas), os operadores da subestação tomarão decisões como retirada de cargas não prioritárias de acordo com a energia disponível, até que o sistema seja restabelecido na sua forma normal.

#### 5.4. Orçamento geral

O levantamento de gastos de aquisição foi feita de forma faseada, tendo como principal foco os materiais de base para a construção de uma usina, fala-se precisamente dos painéis solares, inversores e transformadores. Relativamente aos consumíveis, eles constituem 5% do valor total de investimentos dos materiais de base (Chambal & Khan, 2020).

Tabela 9: Orçamento prioritário

<b>Orçamento 1</b>			
<b>Materiais</b>	<b>Preço Unitário (mzn)</b>	<b>Qty</b>	<b>Total</b>
<b>Painéis solares Ref.: 400W</b>	4.576,00	49112	224.736.512,00 MZN
<b>Inversores SMA Cap.: 1500 Vdc , 4600 Kva</b>	2.856.000,00	4	11.424.000,00 MZN
<b>Transformadores Cap.: 0,6/11KV</b>	1085705.69	2	2.171.411,38 MZN
<b>Total de investimento de materiais de base</b>			238.331.923,38 MZN
<b>Consumíveis (sistemas de segurança, sistemas de proteção do circuito, condutores, etc)</b>	238.331.923,38 MZN	5%	11.916.596,17 MZN
<b>ESTIMATIVA DE GASTO DE AQUISIÇÃO</b>			<b>488.580.442,93MZN</b>

Fonte: Autora

Tomando em consideração gastos advindos da aquisição do Duete de espaço, custos de instalação, mão de obra, entre outros, a literatura sugere percentagens estimadas durante a concepção de um projecto, tendo como valor de base o resultado final dos gastos para aquisição de materiais (Chambal & Khan, 2020).

Tabela 10: Orçamento secundário

<b>Orçamento 2</b>			
<b>Outros intentos</b>	Estimativa de gasto de aquisição (mzn)	Percentagem	Total
<b>Espaço/terreno</b>	488.580.442,93	1/2%	2.442.902,21 MZN
<b>Mão de obra</b>	488.580.442,93	5%	24.429.022,15 MZN
<b>Manutenção e reparações</b>	488.580.442,93	1%	4.885.804,43 MZN
<b>TOTAL</b>			<b>31.757.728,79 MZN</b>

Fonte: Autora

A tabela a seguir diz respeito ao orçamento geral, que é resultado do somatório das duas tabelas anteriores mais uma percentagem de segurança concernente a outras despesas não previstas durante a concepção do projecto mas que podem surgir durante a sua implementação.

Tabela 11: Orçamento total

<b>Orçamento total</b>	
<b>Materiais</b>	<b>Preço unitário</b>
<b>Orçamento 1</b>	488.580.442,93MZN
<b>Orçamento 2</b>	31.757.728,79 MZN
<b>TOTAL</b>	<b>520.338.171,72 MZN</b>

Fonte: Autora

Este capítulo faz referência a síntese do estudo desenvolvido ao discorrer do trabalho.

### 6.1. Conclusão

Findo o presente trabalho, foi possível observar a flexibilidade que um sistema híbrido associado a um sistema automático de transferência de fontes pode trazer a matriz energética, tomando em consideração que a possibilidade de uma fonte suprir a falta da outra, complementando a intermitência característica de geração de cada fonte, atribui ao mesmo a capacidade de operar com menor risco de interrupção, garantindo a continuidade de fornecimento em todas as épocas do ano, promovendo de maneira positiva maior autonomia e gerência dos recursos energéticos existentes localmente.

No que concerne as simulações e seus respectivos resultados, o sistema mostrou-se efectivo, a medida em que as fontes responderam dentro do padrão esperado às comutações promovidas pelas chaves de transferência promovendo a continuidade do fornecimento de energia,

Por fim, é importante fazer referência a importância da aplicação do software CDeSIMU em complemento ao Simulink-Matlab, pois, foi possível observar a lógica dos comandos para realização das comutações automáticas das chaves de transferência e não obstante, ter um projecto com os dispositivos de comando e protecção, que facilitem a visualização holística do projecto trazendo para uma parte mais prática e realística. Relativamente à pergunta feita no ponto 1.2 do Capítulo I, o resultado é positivo, pois, o projecto respondeu como esperado, se faz agora necessário partir para outras etapas, que seriam a confecção de um protótipo para testar de modo real o funcionamento de um sistema similar, aplicando em um microcontrolador a lógica necessária para comutação das chaves de transferência e também a realização de um estudo financeiro muito mais aprofundado em relação ao que foi feito ao decorrer do trabalho, para que se possa determinar a viabilidade económica do projecto de acordo com a particularidade do sistema.

## **6.2. Contribuições**

As principais contribuições deste estudo incidem:

- Na avaliação dos desafios e impactos da integração das fontes solar e hídrica dentro do contexto energético nacional;
- No desenvolvimento e controle de um sistema híbrido de carácter hidrossolar em larga escala, preservando os parâmetros de qualidade como a estabilidade da rede pela inserção de fontes intermitentes.

## **6.3. Limitações**

Em termos gerais, a maioria das hidroeléctricas de grande porte possuem reservas girantes que atendem emergências como flutuações de carga na rede. Geralmente, estas reservas conseguem contribuir para a rede por exemplo em 10% da geração, indicando assim que o sistema possui capacidade para absorver um aumento instantâneo de demanda de até 10% da geração de momento. Concernente a isso, teve-se por limitação do trabalho o seguinte:

- Durante o levantamento de informações sobre a Hidroeléctrica de Corumana, não se obteve dados mais específicos relativos a quantidade de reservas girantes existentes e suas capacidades nominais, ao passo que, não foi projectada a ligação em paralelo do sistema fotovoltaico à reservas girantes da hidroeléctrica de modo a apoiar a central solar em casos de flutuações de cargas acima do previsto.

Entretanto, esta limitação deve ser tomada em consideração nos trabalhos futuros.

## **6.4. Recomendações**

Diante dos resultados e conclusões da pesquisa, recomenda-se a implementação de projectos piloto que integrem as fontes solar e hídrica na região de Corumana para avaliar a viabilidade técnica e económica dessa combinação, pois, estes projectos podem servir como modelos de boas práticas para outras regiões de Moçambique com características semelhantes.

Adicionalmente, a realização de projectos pilotos permitirá analisar, em campo, as condições reais de operação, eficiência e sustentabilidade dessa integração, além de

fornecer dados concretos para aprimorar os modelos de previsão de demanda e oferta energética.

Recomenda-se também, que o governo de Moçambique crie políticas públicas mais acentuadas que incentivem a adoção de energias renováveis, com foco na integração das fontes renováveis, oferecendo incentivos fiscais, subsídios e financiamento de infraestrutura, como já vem fazendo através da Lei n.º 12/2022, de 11 de Julho, que aprovou a Nova Lei de Electricidade<sup>8</sup> que visa incetivar por parte o surgimento de projectos privados para geração de energia eléctrica com enfoque para fontes renováveis.

Por último e não menos importante, recomenda-se que se invista na modernização e ampliação de infraestruturas de transmissão e distribuição de energia, a fim de acompanhar o progresso tecnológico e suportar a integração eficiente das novas fontes de geração intermitentes em Moçambique.

---

<sup>8</sup> A Nova Lei de Electricidade visa adequar o quadro legal do sector da electricidade à actual dinâmica social, técnica e financeira, assim como adequar o sector aos Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) para a concretização da agenda 2030, com vista a garantir o acesso universal a energia de qualidade, eficiente, viável e limpa e ao aproveitamento do elevado e diversificado potencial das fontes energéticas que o país possui, com destaque para as energias renováveis, diminuindo deste modo o recurso a fontes energéticas fósseis e consequente emissão de gases com efeito de estufa.

## 7. Referências bibliográficas

A. M. Pavan, A. M. a. D. D. P., 2011. The effect of soiling on energy production for large-scale. *Solar Energy*, 85(5), p. 1128–1136.

Alencar, C., Stedile, R. & Júnior, J., 2018. *ESTUDO DA COMPLEMENTARIEDADE DA GERAÇÃO DE ENERGIA ENTRE AS FONTES SOLAR E HIDRÁULICA*, Paraná: Revista Brasileira de Energia Solar Ano 9 Volume IX Número 1 Julho de 2018. P. 58 - 67.

ALER & AMER, 2022. Resumo: Renováveis em Moçambique.

Álvaro, R. R., 2018. *Design and Modelling of a Large-Scale PV Plant*, Barcelona: Master's degree in Energy Engineering.

Angelh, s.d. *Dreamstime*. [Online]

Available at: <https://pt.dreamstime.com/subestação-da-rede-elétrica-image112440752>

[Acedido em 5 Outubro 2024].

An, Y., Fang, W., Ming, B. & Huang, Q., 2015. Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*.

ARA SUL, A. R. D. Á. D. S., 2024. *ARA SUL,IP*. [Online]

Available at: <https://www.ara-sul.gov.mz/a-unidade-de-gestao-da-bacia-do-incomati-ugbi>

[Acedido em 13 Junho 2024].

Barbosa, C. F. d. O., Pinho, J. T., Galhardo, M. A. B. & Pereira, E. J. d. S., 2016.

*CONCEITOS SOBRE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE*, Belo Horizonte: Universidade Federal do Pará.

Bergamo, P. d. R., 2018. *Especificações de turbinas hidráulicas*, Pato Branco: Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Carneiro, J., 2009. *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos*, Guimarães: Universidade do Minho.

Chambal, B. & Khan, M., 2020. *Métodos de Estimativas de Custos*. Maputo: Universidade Eduardo Mondlane.

Cheng, D. J., 2014. *IEEE Standard 519-2014*. 1st ed. Las Vegas: s.n.

Deshmukh, M. K. & Deshmukh, S. S., 2008. *Modeling of hybrid renewable energy systems, Renewable and sustainable energy reviews*, Zuari Nagar- Goa: Pergamon.

Duarte, C. A. C. B., 2009. *Gestão de Tesouraria: Técnicas Aplicáveis a uma Organização*, Aveiro: Universidade de Aveiro.

EDM, 2019. *Annual Report*, Cidade de Maputo: Electricidade de Moçambique, E.P..

Farthing, A., Dale, M. C., Mason, S. & Dale, P. C. & M. P., 2016. Utility-Scale Solar PV in South Carolina: Analysis of Suitable Lands and Geographical Potential. *Biophys Econ Resour Qual* (2016) 1:8, 15 Setembro.

FENG, U., 2022. *Aula 1- Controle e Optimização de Sistemas de Energia*. Maputo: s.n.

Fernando, D. M. Z., 2018. *Irradiação Solar Global Para Cidade de Maputo- Moçambique: Evolução Temporal das Medidas, Estudo Da Cobertura Do C eu E Modelagem Estatística*. Botucatu, ENESP-Universidade Estadual Paulista.

Fonseca, J. J. S., 2002. *Metodologia Da Pesquisa Científica*. Ceará: s.n.

Foroudastan, S. D., 2006. *Solar Power and Sustainability in Developing Countries*, Murfreesboro, USA: College of Basic and Applied Sciences & Middle Tennessee State University.

FORTES, A. G., BEIRÃO, H. A. F. & MAMUDO, A. A., 2022. Complementaridade hidrossolar em Moçambique e as questões de sustentabilidade energética. *Revista Meio Ambiente e Sustentabilidade*, Volume 11, pp. 101-113.

FURTADO, J. V. D. S. S., 2018. *CHAVEAMENTO AUTOMÁTICO PARA CONTROLE DE TRANSFERÊNCIA DE FONTES E CARGAS EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO*. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande.

Gosbell, V., Perera, S. & Browne, T., 2008. *Harmonic allocation using IEC/TR 61000-3-6 at the distribution/transmission interface*. [Online]  
Available at: <https://ro.uow.edu.au/engpapers/5402/>  
[Acedido em 25 Setembro 2024].

IEC, 2004. *IEC\_61727-PV Systems Characteristics of the utility interface*. Geneva, International Electrotechnical Commission.

IEEE, 2009a. IEEE application guide for IEEE std 1547(tm). Em: *IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*. s.l.:s.n., pp. 1-217.

IEEE, 2009b. IEEE Std 1159-2009(Revision of IEEE Std 1159-1995). Em: *IEEE recommended practice for monitoring electric power quality*. s.l.:s.n., pp. c1-81.

IEEE, 2014. *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Std 519<sup>TM</sup>*, New York: IEEE Power and Energy Society.

INGC, I. N. d. G. d. C., 2019. *Análise da Hidrologia e das Bacias Hidrogr ficas*, Maputo: [https://www.preventionweb.net/files/16411\\_ingcmainreportportugueses3hydro.pdf](https://www.preventionweb.net/files/16411_ingcmainreportportugueses3hydro.pdf).

Jacquinet, M., 2019. *Introdução breve ao conceito de Cash Flow(ou fluxo de caixa)*. Algarve: Universidade de Algarve.

Kerekes, T. et al., 2013. An Optimization Method for Designing Large Pv Plants. *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, Volume II.

- Li, F.-F. & Qui, J., 2016. *Multi objective optimization for integrated hydro-photovoltaic power system*, Beijing: Applied Energy.
- MIREME, 2014. Regulamento que Estabelece o Regime Tarifário para as Energias Novas e Renováveis. *Imprensa Nacional de Moçambique, E.P*, 14 Outubro, pp. 1661-1664.
- MIREME, M. d. R. M. e. E., 2017. *Tecnologias de Geração de Electricidade e de Gestão e Tratamento de Resíduos Sólidos Urbanos*, Maputo: República de Moçambique.
- Muaievela, N. M., 2011. *GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS DE BACIAS DE RIOS TRANSFRONTEIRIÇOS: ANÁLISE DO GRAU DE ATENDIMENTO À DEMANDA DE ÁGUA NA BACIA DO RIO INCOMÁTI EM MOÇAMBIQUE*. Rio de Janeiro, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia.
- NASA, N. A. a. S. A., 2024. *Wheather Spark*. [Online]  
Available at: [https://pt.weatherspark.com/y/97168/Clima-característico-em-Maputo-Moçambique-durante-o-ano#google\\_vignette](https://pt.weatherspark.com/y/97168/Clima-característico-em-Maputo-Moçambique-durante-o-ano#google_vignette)  
[Acedido em 17 June 2024].
- Pinho, J. T. & Barreto, E. J. F., 2008. *Sistemas Híbridos, Soluções Energéticas para a Amazônia*. 1a ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia.
- Pinho, J. T. & Galdino, M. A., 2014. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. 2a ed. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB.
- PVWatts, 2023. *PVWatts Calculator*. [Online]  
Available at: <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>  
[Acedido em 13 Novembro 2023].
- Rampinelli, G. A., Krenzinger, A. & Romero, F. C., 2010. *ANÁLISE DE CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM FUNÇÃO DA TENSÃO DE ENTRADA*, Belém: Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Renováveis-ALER, A. L. d. E., 2017. *Energias Renováveis em Moçambique-Relatório Nacional do Ponto de Situação*, Maputo: s.n.
- Roca Rubí, Á., 2018. Design and Modelling of a Large-Scale PV Plant. June.
- Rodrigues, J. I. P., 2019. *INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL EM SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS*. Coimbra, Universidade de Coimbra.
- Souza, C. et al., 2018. *DESENVOLVIMENTO E CONTROLE DE UM SISTEMA HÍDRICO E FOTOVOLTAICO PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*. Gramado, Universidade Federal de Santa Maria, Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC) - SM/RS – Brasil.

WRI, B., 2016. *WRI BRASIL*. [Online]

Available at: <https://www.wribrasil.org.br/noticias/4-graficos-para-entender-emissoes-de-gases-de-efeito-estufa-por-pais-e-por-setor>

[Acedido em 10 Junho 2024].

**ANEXOS**

## **Anexo 1: Ficha Técnica do Pannel Solar**

### **Texto A1.1-1: Ficha técnica do painel solar**

#### **MULTICRISTALINO | MÓDULO SOLAR 400-430 Wp(Top Sun)**

##### **Coeficientes De Temperatura**

- *Tensão*: -0,31 % / °C
- *Corrente*: 0,036 % / °C
- *Potência*: -0,42 % / °C
- *NOCT AVG*: 45 °C ± 3

##### **Limites**

- Tensão máxima do sistema: DC 1000V
- Temperatura de operação do módulo: -40°C a +85°C (-40°F a 185°F)
- Resistência a tempestades/carga estática:
  - Testado de acordo com IEC 61215 para cargas de até 5400Pa (113psf).
  - Resistente ao calor e ao vento.

##### **Garantia:**

- 10 anos: 90% de saída de potência
- 25 anos: 80% de saída de potência

##### **Características Mecânicas**

- Células solares: 96 peças de 6" multicristalinas
- Cobertura frontal: Vidro temperado de baixo ferro 4,0mm (0,157in)
- Cobertura traseira: Poliéster branco
- Moldura: Alumínio anodizado prateado (40mm)
- Cabos e conectores:
  - Cabos 12 AWG (4mm<sup>2</sup>) com conectores à prova d'água polarizados
  - Comprimento do cabo: 1,25m (49,21in)
- Caixa de junção:

## Anexo 1: Ficha Técnica do Painel Solar

### Texto A1.2-2: Ficha técnica do painel solar

- Classificação NEMA IP67
- 4 diodos de bypass internos
- Dimensões: 1960mm (77,16in) × 1308mm (51,50in) × 40mm (1,57in)
- Peso aproximado: 35kg (77,16lbs)

Tabela A1-2: Especificações eléctricas

Modelo	Potência Nominal (Wp) - Pmpp	Tensão na Potência Nominal (V) - Vmpp	Corrente na Potência Nominal (A) - Impp	Tensão de Circuito Aberto (V) - Voc	Corrente de Curto-Circuito (A) - Isc	Eficiência do Módulo (%)
<b>TS-M400</b>	400	49,27	8,12	61,10	8,62	15,6%
<b>TS-M405</b>	405	49,43	8,19	61,37	8,69	15,8%
<b>TS-M410</b>	410	49,64	8,26	61,58	8,73	16,0%
<b>TS-M415</b>	415	49,82	8,33	61,82	8,83	16,2%
<b>TS-M420</b>	420	49,94	8,41	62,06	8,91	16,4%
<b>TS-M425</b>	425	50,24	8,46	62,47	8,96	16,6%
<b>TS-M430</b>	430	50,53	8,51	62,87	9,01	16,8%

*Desempenho sob condições de teste padrão (STC): 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5 |*

*Tolerância de saída [%]: 0~+3%*

## Anexo 2: Ficha Técnica do Inversor

Tabela A2.1-3: Especificações eléctricas

Parâmetro	SC 4400 UP	SC 4600 UP
Lado CC		
<b>Faixa de tensão MPP</b> <b><math>V_{mpp\_mpp}</math> (a 25°C / a 50°C)</b>	962 a 1325 V / 1050 V	1003 a 1325 V / 1050 V
<b>Tensão CC mín.</b> $V_{cc,min\_cc,min}$ / <b>Tensão inicial</b> $V_{cc,start\_cc,start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
<b>Tensão CC máx.</b> $V_{cc,máx\_cc,máx}$	1500 V	1500 V
<b>Corrente CC máx.</b> $I_{cc,máx\_cc,máx}$	4750 A	4750 A
<b>Corrente de curto-circuito CC máx.</b> $I_{cc,sc\_cc,sc}$	8400 A	8400 A
<b>Número de entradas CC</b>	Barramento com 26 conectores por terminal, 24 polos duplos com fusível (32 polos únicos com fusível)	
<b>Número de entradas CC com armazenamento CC opcional</b>	18 polos duplos com fusível (36 polos únicos com fusível) para FV e 6 polos duplos com fusível para baterias	
<b>Monitoramento de diodos CC integrado</b>	Sim	
<b>Tamanhos de fusíveis FV disponíveis (por entrada)</b>	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Tamanho do fusível da bateria disponível (por entrada)</b>	750 A	
Lado CA		

## Anexo 2: Ficha Técnica do Inversor

Tabela A2.2-4: Especificações eléctricas

<b>Potência CA nominal a <math>\cos \varphi = 1</math> (a 35°C / a 50°C)</b>	<b>4400 kVA*<sup>^</sup> / 3960 kVA</b>	<b>4600 kVA*<sup>^</sup> / 4140 kVA</b>
<b>Potência CA ativa nominal a <math>\cos \varphi = 0.8</math> (a 35°C / a 50°C)</b>	3520 kW* <sup>^</sup> / 3168 kW	3680 kW* <sup>^</sup> / 3312 kW
<b>Corrente CA nominal <math>I_{ca,nominal\_ca}</math>, nominal} (a 35°C / a 50°C)</b>	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
<b>Distorsão harmônica máxima</b>	< 3% da potência nominal	
<b>Faixa de tensão CA nominal / tensão CA nominal</b>	650 V / 528 V a 759 V	690 V / 552 V a 759 V
<b>Frequência da potência CA / faixa</b>	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
<b>Número de fases</b>	2	
<b>Razão de curto-circuito máx. no terminal CA<sup>6</sup></b>	1	
<b>Fator de potência da potência nominal / fator de deslocamento de potência ajustável*<sup>^</sup></b>	0.7 / 0.8 sobreexcitado a 0.8 subexcitado	
<b>Eficiência</b>		
<b>Máx. eficiência<sup>7</sup> / Eficiência europeia<sup>7</sup> / Eficiência CEC</b>	98,8% / 98,7% / 98,5%	98,9% / 98,7% / 98,5%
<b>Dispositivos de Proteção</b>		
<b>Ponto de desconexão no lado de entrada</b>	Interruptor de carga CC	
<b>Ponto de desconexão no lado de saída</b>	Disjuntor CA	

## Anexo 2: Ficha Técnica do Inversor

Tabela A2.3-5: Especificações eléctricas

<b>Proteção contra sobretensão CC</b>	<b>Classe I &amp; II</b>	
<b>Proteção contra sobretensão CA (opcional)</b>	Classe I & II	
<b>Proteção contra raios (conforme IEC 62305-1)</b>	Nível de proteção contra raios II	
<b>Monitoramento de aterramento / Monitoramento remoto de aterramento</b>	Sim	
<b>Monitoramento de isolamento</b>	Sim	
<b>Grau de proteção: Eletrônica / ar de duto / área de conexão (conforme IEC 60529)</b>	IP54 / IP34 / IP34	
Dados Gerais		
<b>Dimensões (L / A / P)</b>	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pol)	
<b>Peso</b>	< 3700 kg (< 8158 lb)	
<b>Consumo próprio (máx.<sup>4</sup> / carga parcial<sup>4</sup> / média<sup>4</sup>)</b>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
<b>Consumo próprio (em standby)</b>	< 370 W	
<b>Fonte de alimentação auxiliar interna</b>	3 transformadores CA de 8 kVA integrados	
<b>Faixa de temperatura de operação (opcional)<sup>5</sup></b>	-40°C a -25°C até 60°C (-40°F a -13°F até 140°F)	
<b>Emissão de ruído<sup>7</sup></b>	65,0 dB(A)	
<b>Faixa de temperatura (padrão)</b>	-40°C a 60°C (-40°F a 140°F)	
<b>Faixa de temperatura (armazenamento)</b>	-40°C a 70°C (-40°F a 158°F)	

## Anexo 2: Ficha Técnica do Inversor

Tabela A2.4-6: Especificações eléctricas

<b>Faixa de temperatura (armazenamento)</b>	<b>-40°C a 70°C (-40°F a 158°F)</b>	
<b>Valor máx. permissível para umidade relativa (condensação / sem condensação)</b>	95% a 100% (2 meses/ano) / 0% a 95%	
<b>Altitude máxima de operação acima do MSL: 1000 m / 2000 m / 3000 m<sup>8</sup></b>	Sim	
<b>Consumo de ar fresco</b>	6500 m <sup>3</sup> /h	
Características		
<b>Conexão CC</b>	Terminal de olhal em cada entrada (sem fusível)	
<b>Conexão CA</b>	Com barramento (barra livre, um condutor por fase)	
<b>Comunicação</b>	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
<b>Carcaça / cor do teto</b>	Aço 9016 / RAL 7004	
<b>Alimentação para cargas externas</b>	9,1 / 2,5 kVA	
<b>Normas e diretivas atendidas</b>	ARN 4110, ARN 4120* <sup>^</sup> , Arrêté du 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEEE1547, UL 840 Cat. W, IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Classe A, VDE / VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001	
<b>Normas EMC</b>	Sim	
<b>Normas e diretivas de qualidade atendidas</b>	● Características padrão ○ Opcional – Não disponível	
<b>Designação do tipo</b>	SC 4600 UP	

### Anexo 3: Relatório de progresso

Tabela A3.1-7: Relatório de progresso



**UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
 DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

Relatório de Progresso

REFERÊNCIA DO TEMA:	2024ELTLD02
---------------------	-------------

**1. ACTIVIDADES PLANIFICADAS**

ACTIVIDADE	PRAZO PREVISTO
1. Organização da estrutura do trabalho	25/03/2024
2. Organização da secção da revisão bibliográfica	31/05/2024
3. Apresentação dos dados colhidos e processamento dos dados	21/10/2024
4. Apresentação dos desenhos dos quadros e legendas	04/11/2024
5. Apresentação das conclusões e avaliação final do trabalho	20/11/2024

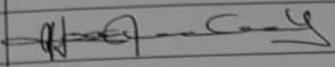
**2. CONTROLE DE EXECUÇÃO**

ACTV.	DATA	ESTÁGIO (%)	OBSERVAÇÕES	RÚBRICA
1	25/03/24	10	Aprovado após correções	<i>[Handwritten Signature]</i>
2	31/05/2024	25	Aprovado após correções	<i>[Handwritten Signature]</i>
3	21/10/2024	25	Aprovado após correções	<i>[Handwritten Signature]</i>
4	04/11/2024	20	Aprovado após correções	<i>[Handwritten Signature]</i>
5	20/11/2024	20	Aprovado após correções	<i>[Handwritten Signature]</i>

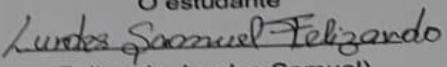
3. INDICAÇÃO TENTATIVA DA CONCLUSÃO DO TL (ao 4º encontro)	- - -
--	-------

### Anexo 3: Relatório de progresso

Tabela A3.2-8: Relatório de progresso

SUPERVISORES		
	Nome	Assinatura
Da UEM	Prof. Dr. Manuel Jossai Namburete Cumbi, Eng <sup>o</sup>	
Co-supervisor		
Da Instituição		

Maputo, 17 de Abril de 2024

O estudante  
  
(Felizardo, Lurdes Samuel)