

ANÁLISE DO PLANO DE AÇÃO DO SECTOR DE ENERGIA 2023–2027 PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

**O CASO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE CARACULO, NAMIBE,
ANGOLA**

Kelson Júlio Henriques Da Silveira

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão
do Instituto Politécnico de Bragança para obtenção do grau de
Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética

Desenvolvido sob orientação de:

Professor Doutor José Fernando Lopes Barbosa

Bragança, Junho de 2026

*«O semeador, depois de realizar a tarefa,
afasta-se e deixa a semente germinar».
(Johann Wolfgang Von Goethe)*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por ser essencial em minha vida, autor do meu destino, meu guia e socorro presente na hora da angústia, por ter me mantido na trilha certa durante este projeto de pesquisa, com saúde e forças para chegar até o final.

Aos meus pais, Serafim Silveira e Antónia Júlio, que Deus a abençoe sempre, por todo o apoio e ajuda que muito contribuíram para a realização deste trabalho. Agradeço também aos meus irmãos pelo suporte e por exercerem sempre os seus papéis.

A todos os professores do curso de Energias Renováveis e Eficiência Energética do Instituto Politécnico de Bragança, pela excelência da qualidade técnica de cada um, em especial ao professor José Barbosa, por ter sido meu orientador e desempenhado tal função com dedicação e amizade. Obrigado por ter acreditado na minha capacidade.

Aos meus colegas de curso, com quem convivi intensamente durante os últimos anos, pelo companheirismo e pela troca de experiências que me permitiram crescer não só como pessoa, mas também como formando.

O meu muito obrigado!

Kelson Silveira

Dedico este trabalho ao meu pai, Serafim Silveira, à minha falecida mãe, Antónia Júlio, que Deus a tenha, e à minha tia, mãe Conceição Pedro, por terem acreditado em mim e apostado no meu potencial. Desde a base, incentivaram, motivaram e alicerçaram o meu intelecto e estatuto social. A sua grande força foi a mola propulsora que permitiu o meu avanço, mesmo durante os momentos mais difíceis. Agradeço também aos meus irmãos e a toda a minha família, que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa da minha vida. Obrigado por tudo!

Resumo

A presente dissertação desenvolve uma análise técnico-económica, de integração elétrica e de resiliência operacional integrada sobre o Plano de Ação do Sector de Energia 2023–2027 em Angola, tomando como objeto central de estudo o projeto de expansão (Fase II) do Parque Fotovoltaico (PFV) de Caraculo, na província do Namibe. Através de uma metodologia assente no estudo de caso único e em simulações computacionais avançadas, validou-se o dimensionamento de um sistema de 25.000,26 kWp de potência instalada incremental, elevando a capacidade nominal agregada do ativo para 50 MWp. A otimização geométrica computacional demonstrou que a configuração ideal para a latitude da região se fixa numa inclinação de 17° com orientação estrita a Norte. Esta geometria não só maximiza a captação da irradiância anual, mas também incrementa a produção energética dos 40.323 módulos bifaciais Jinko Solar N-Type através do aproveitamento do albedo do solo arenoso da Bibala. Os resultados das simulações computacionais finais projetam uma injeção líquida anual na rede de 48.996.229 kWh, operando com um Performance Ratio (PR) anual de 84,18%. Sob a perspetiva da engenharia elétrica, a modelação analítica real evidenciou restrições severas de escoamento elétrico na infraestrutura atual de 60 kV, comprovando que o pico de injeção gerará um défice térmico de 5 MVA perante a capacidade firme das linhas existentes (433 A / 45 MVA), validando a necessidade estrutural de reconfiguração topológica do sistema através do seccionamento da Linha de Transporte de 220 kV Giraul–Lubango. Do ponto de vista macroeconómico e de engenharia financeira, o investimento incremental de 15.000.000 € provou ser altamente atrativo, assegurando uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de 19,40%, um período de retorno (Payback descontado) de 5 anos e um Custo Nivelado da Energia (LCOE) altamente competitivo de 0,0238 €/kWh. Conclui-se que a expansão de Caraculo cumpre um papel crítico na descarbonização da matriz energética do Sul do país, mitigando a dependência histórica de combustíveis fósseis e consolidando a segurança e soberania do Sistema Interligado Nacional.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Plano de Ação 2023–2027. Central Fotovoltaica de Caraculo. Otimização Geométrica. Integração Elétrica na RNT. Viabilidade Económica.

Abstract

This dissertation develops a comprehensive techno-economic, grid integration, and operational resilience analysis of the Action Plan for the Energy Sector 2023–2027 in Angola, focusing on the expansion project (Phase II) of the Caraculo Photovoltaic Power Plant (PFV) in the Namibe province. Based on a single-case study methodology and advanced computational simulations, the sizing of an incremental installed capacity of 25,000.26 kWp was validated, raising the asset's total aggregate nominal capacity to 50 MWp. Computational geometric optimization demonstrated that the ideal configuration for the local latitude is fixed at a 17° tilt angle with strict North orientation. This geometry not only maximizes annual irradiance capture but also increases the energy yield of the 40,323 Jinko Solar N-Type bifacial modules by capitalizing on the albedo of Bibala's sandy soil. The final computational simulation results project an annual net grid injection of 48,996,229 kWh, operating with an annual Performance Ratio (PR) of 84.18%. From an electrical engineering perspective, real analytical modeling evidenced severe power evacuation constraints within the existing 60 kV infrastructure, proving that the peak injection will generate a 5 MVA thermal deficit relative to the firm capacity of the current transmission lines (433 A / 45 MVA). This validates the structural necessity for a system topological reconfiguration through the sectioning of the 220 kV Giraul–Lubango transmission line. From a macroeconomic and financial engineering standpoint, the incremental investment of € 15,000,000 proved to be highly attractive, ensuring an Internal Rate of Return (IRR) of 19.40%, a discounted payback period of 5 years, and a highly competitive Levelized Cost of Energy (LCOE) of 0.0238 €/kWh. It is concluded that the Caraculo expansion plays a critical role in decarbonizing the Southern region's energy matrix, mitigating historical dependence on fossil fuels while consolidating the security and sovereignty of the National Interconnected System.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy. Action Plan 2023–2027. Caraculo Photovoltaic Plant. Geometric Optimization. Grid Integration. Economic Viability.

Sumário

	Epígrafe	ii
	Agradecimentos	iii
	Dedicatória	iv
	Resumo	vi
	Abstract	vi
	Sumário	vi
	Lista de Ilustrações	ix
	Lista de Tabelas	xii
	Lista de Abreviaturas e Siglas	xiii
	Lista de Símbolos	xv
1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Enquadramento e objetivos	2
1.2	Metodologia	3
1.3	Estrutura do documento	4
2	ESTADO DA ARTE E MATRIZ ENERGEÉTICA	5
2.1	Introdução	5
2.2	Energia Hidroelétrica	5
2.3	Valorização Energética da Biomassa	6
2.4	Aproveitamento da Energia Eólica	7
2.5	Energia Geotérmica	8
2.6	Aproveitamento Energético Oceânico	9
2.7	Energia solar fotovoltaica	9
2.8	Dinâmicas Globais e Maturidade do Mercado Fotovoltaico	10
2.8.1	Dinâmicas da União Europeia: Um Referencial de Aceleração	11
2.8.1.1	Energia fotovoltaica em Portugal	11
2.8.2	O Panorama Fotovoltaico em África: Desafios e Assimetrias	12
2.8.2.1	Potencial Fotovoltaico e Variabilidade do Recurso em Angola	13
3	ENQUADRAMENTO POLÍTICO E LEGAL DO SETOR ENERGÉTICO EM ANGOLA	14
3.1	Vetores Estratégicos e Metas de Descarbonização	14
3.1.1	Eletrificação Rural e Coesão Territorial:	14
3.1.2	Integração de Tecnologias Conectadas à Rede:	14
3.1.3	Dinamização do Investimento e Segurança Jurídica:	14
3.2	Estrutura Institucional, Financiamento e Externalidades Sociais	14
3.3	Visão Estratégica: O Trilema Energético Angolano	15

3.4	Finalidade e Arquitetura de Implementação	16
3.5	Princípios Basilares da Governação Energética	17
3.5.1	Equidade Social e Sustentabilidade Interjeczional:.....	17
3.5.2	Racionalidade Económica e Eficiência Técnica:	17
3.5.3	Análise de Externalidades e Custo-Benefício:.....	17
3.5.4	Segurança do Sistema e Primado do Interesse Público:.....	17
3.5.5	Governação e Cooperação Internacional:	17
3.6	Contexto Nacional: Soberania e Governação	17
3.6.1	Enquadramento Constitucional e Legislativo.....	17
3.7	Compromissos Internacionais e Diplomacia Climática.....	18
3.7.1	Acordos Multilaterais e Mecanismos de Financiamento.....	18
3.7.1.1	Liderança Regional e Integração SADC	18
4	UNIDADE DE CASO: CENTRAL DE CARACULO DIAGNÓSTICO	
	OPERACIONA	19
4.1	Enquadramento do Projeto e Estrutura Societária	19
4.2	Localização e Relevância Geográfica	19
4.3	Especificações Técnicas e Faseamento	20
4.4	Estudo de Estabilidade e Comportamento Elétrico da Central.....	20
4.4.1	Cenários de Exploração e Contingência	21
4.4.2	Análise de Fluxo de Carga e Performance Térmica.....	21
4.4.3	Curto-Circuito e Seletividade de Proteções.....	21
5	PROJETO DE EXPANSÃO (FASE II – 25 MW) E ANÁLISE DE	
	RESILIÊNCIA	22
5.1	Dimensionamento Técnico da Expansão	22
5.2	Tecnologia e Layout de Implementação	23
5.2.1	Dimensionamento Geométrico e Otimização do Espaçamento entre Fileiras	23
5.2.2	Seleção Tecnológica: Módulos e Inversores.....	25
5.2.2.1	Estrutura de Suporte, Orientação e Geometria do Layout.....	26
5.3	Análise de Produtividade e Desempenho Energético (Simulação Fase II)	27
5.3.1	Produção Energética e Rendimento Específico (Análise Comparativa de Cenários)	27
5.3.2	Fator de Desempenho (<i>Performance Ratio</i> - PR)	29
5.3.3	Análise e Decomposição dos Fatores de Perda.....	30
5.4	Integração Elétrica e Impacto na Rede Nacional de Transporte (RNT)	31
5.4.1	Arquitetura de Elevação e Topologia de Interligação	32
5.4.2	Modelização Elétrica das Linhas de Interligação de Alta Tensão (60 kV)	33
5.4.2.1	Análise de Estrangulamento Operativo e Capacidade Firme das Linhas.....	33
5.4.2.2	Proposta de Expansão e Reconfiguração Topológica da Rede	33
5.4.3	Restrições de Escoamento e Requisitos de Reforço da Linha de Transporte	34

5.4.4	Controlo Dinâmico do Fator de Potência ($\cos \varphi$) e Estabilidade de Tensão	34
5.4.5	Qualidade da Energia e Mitigação de Harmónicos.....	35
5.5	Análise de Resiliência Climática e Operacional.....	35
5.5.1	Resiliência Térmica e Mitigação do Calor Extremo	35
5.5.2	Mitigação do <i>Soiling</i> (Sujidade) e a Vantagem da Tecnologia Bifacial	36
5.5.3	Resiliência Mecânica e Engenharia de Fundações perante Ventos Ciclónicos	36
5.6	Plano de Operação e Manutenção (O&M) e Estratégia de Mitigação de <i>Soiling</i>	37
5.6.1	Tipologias de Manutenção	37
5.6.2	Cronograma de Ações de O&M.....	38
5.6.3	Estratégia de Limpeza de Módulos no Contexto de Escassez Hídrica	38
5.7	Avaliação da Viabilidade Económica e Financeira da Expansão	38
5.7.1	Estruturação de Custos (CAPEX e OPEX).....	39
5.7.2	Indicadores Financeiros e Custo Nivelado da Energia (LCOE).....	39
5.8	Impacto Ambiental e Redução de Emissões de CO_2	40
5.8.1	Descarbonização da Matriz Energética do Sul	40
5.8.2	Impactos Ambientais Locais e Mitigação	41
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	42
6.1	Conclusões Gerais	42
6.1.1	Propostas para Trabalhos Futuros	43
	REFERÊNCIAS.....	44
	Anexos.....	46

Lista de ilustrações

Figura 1 – Aproveitamento Hidroelétrico de Bemposta [1]	6
Figura 2 – Tipos de matéria-prima vegetal e resíduos utilizados como biomassa [3].....	7
Figura 3 – Configuração e disposição de aerogeradores numa usina eólica comercial [2]	8
Figura 4 – Esquema básico de funcionamento e ciclo de fluidos de uma usina geotérmica [12]	8
Figura 5 – Usina Maremotriz de Sihwa Lake, em Ansan, Coreia do Sul [3]	9
Figura 6 – Vista aérea do complexo fotovoltaico Tengger Desert Solar Park, na China [5]	10
Figura 7 – Vista dos módulos fotovoltaicos instalados na Central Fotovoltaica de Caraculo, Namibe – Angola [4].....	19
Figura 8 – Localização geográfica do Parque Fotovoltaico de Caraculo na província do Namibe [4].....	20
Figura 9 – Diagrama de blocos conceptual do fluxo de potência e acoplamento elétrico simulado.....	22
Figura 10 – Fileiras de módulos em instalações fotovoltaicas [13]	23
Figura 11 – Módulo fotovoltaico de alta eficiência Jinko Solar Tiger Neo [11]	25
Figura 12 – Inversor string trifásico Huawei SUN2000-330KTL-H1 [11].....	26
Figura 13 – Configuração estrutural e disposição mecânica do arranjo de 10 módulos fotovoltaicos [6]	27
Figura 14 – Previsão de rendimento e estimativa de produção mensal de energia injetada na rede c.a.	28
Figura 15 – Evolução mensal do Performance Ratio (PR) da central fotovoltaica	30
Figura 16 – Diagrama de balanço de fluxos elétricos, injeção na RNT e perdas por limitação	32
Figura 17 – Projeção ponderada do fluxo de caixa acumulado ao longo do horizonte temporal de operação	39
Figura 18 – Balanço e projeção da matriz elétrica angolana até 2027.....	46
Figura 19 – Histórico mensal de temperatura do ar e precipitação em Caraculo (2018).....	47
Figura 20 – Parâmetros elétricos da linha de transmissão Namibe – PFV Caraculo C1/C2 (60 kV).	48
Figura 21 – Parâmetros elétricos da linha de transmissão Lubango – PFV Caraculo (60 kV).	48
Figura 22 – Parâmetros elétricos da linha de transmissão Humpata – PFV Caraculo (60 kV).	49
Figura 23 – Diagrama unifilar de simulação de curto-circuito fase-terra (Corrente IA).	49
Figura 24 – Especificações técnicas e curvas de operação do inversor string Huawei SUN2000-330KTL-H1.....	50
Figura 25 – Folha de dados técnicos do módulo fotovoltaico de tecnologia N-Type Jinko Solar Tiger Neo – Especificações mecânicas e elétricas (Página 1).	51
Figura 26 – Folha de dados técnicos do módulo fotovoltaico de tecnologia N-Type Jinko Solar Tiger Neo – Curvas de desempenho e coeficientes térmicos (Página 2).	52

Figura 27 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 1).	53
Figura 28 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 2).	54
Figura 29 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 3).	55
Figura 30 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 4).	56
Figura 31 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 5).	57
Figura 32 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 6).	58
Figura 33 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 7).	59
Figura 34 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 8).	60
Figura 35 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 9).	61
Figura 36 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 10).	62
Figura 37 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 11).	63
Figura 38 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 12).	64
Figura 39 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 13).	65
Figura 40 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 14).	66
Figura 41 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 15).	67
Figura 42 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 16).	68
Figura 43 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 17).	69
Figura 44 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 18).	70
Figura 45 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 19).	71

Figura 46 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 20).	72
---	----

Lista de tabelas

Tabela 1 – Comparação da Produção Mensal e Yield Líquido entre Diferentes Cenários de Inclinação.....	29
Tabela 2 – Parâmetros elétricos concentrados e nominais das linhas de transmissão de 60 kV do PFV Caraculo.....	33
Tabela 3 – Matriz do Plano de Operação e Manutenção para a Fase II de Caraculo	38
Tabela 4 – Análise dos Principais Indicadores Económicos e Viabilidade Financeira do Projeto.....	40

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BESS	Battery Energy Storage Systems (Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias)
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Capital Expenditure (Investimento em Bens de Capital / Investimento Inicial)
CC	Corrente Contínua
CO₂	Dióxido de Carbono
DNER	Direção Nacional de Energias Renováveis de Angola
DS	Desenvolvimento Sustentável
EDG	Emergency Diesel Generator (Gerador Diesel de Emergência)
EME	Regime de Emergência (Island Mode / Modo Ilhado)
FUNEL	Fundo Nacional de Eletricidade de Angola
FV	Fotovoltaica / Fotovoltaico
GHI	Global Horizontal Irradiance (Irradiação Global Horizontal)
HVSS	High Voltage Substation (Subestação de Alta Tensão)
IEA	Agência Internacional de Energia
INEL	Instituto Nacional de Eletricidade de Angola
IRENA	Agência Internacional para as Energias Renováveis
IRSEA	Instituto Regulador dos Serviços de Eletricidade e Água de Angola
LCOE	Levelized Cost of Energy (Custo Nivelado da Energia)
LF	Load Flow (Estudos de Fluxo de Carga)
LT	Linha de Transmissão / Linha de Transporte
MINEA	Ministério da Energia e Águas de Angola
MME	Ministério de Minas e Energia

MT	Média Tensão
MTR	Main Technical Room (Sala Técnica Principal)
MWp	Megawatt-pico
NMOT	Nominal Module Operating Temperature (Temperatura Nominal de Operação do Módulo)
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature (Temperatura Nominal de Operação da Célula)
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU
OGE	Orçamento Geral do Estado de Angola
OPEX	Operational Expenditure (Custos de Operação e Manutenção)
O&M	Operação e Manutenção
PFV	Parque Fotovoltaico
PPA	Power Purchase Agreement (Contrato de Compra e Venda de Energia)
PR	Performance Ratio (Fator de Desempenho)
RNT	Rede Nacional de Transporte de Eletricidade de Angola
SADC	Comunidade para o Desenvolvimento da África Austral
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados)
STATCOM	Static Synchronous Compensator (Compensador Síncrono Estático)
STC	Standard Test Conditions (Condições Padrão de Teste)
THD	Distorção Harmónica Total
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)
XLPE	Cross-linked Polyethylene (Polietileno Reticulado Insulado)

Lista de símbolos

B_1	Susceptância elétrica de sequência positiva ($\mu\text{S}/\text{fase}$)
B_0	Susceptância elétrica de sequência zero ($\mu\text{S}/\text{fase}$)
$\cos \varphi$	Fator de potência elétrico
I_n	Capacidade de condução térmica / Corrente nominal de longa duração (A)
L	Comprimento físico da linha de transmissão (km)
R_1	Resistência elétrica de sequência positiva (Ω/fase)
R_0	Resistência elétrica de sequência zero (Ω/fase)
$S_{\max}$	Capacidade térmica aparente máxima de transporte da linha (MVA)
V_{oc}	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico (V)
X_1	Reatância elétrica de sequência positiva (Ω/fase)
X_0	Reatância elétrica de sequência zero (Ω/fase)
Z_{cc}	Impedância equivalente de curto-circuito (Ω)
α	Coefficiente térmico linear de potência do módulo ($\%/^{\circ}\text{C}$)
φ	Ângulo de azimuth solar
$\in$	Operador matemático de pertença

1 INTRODUÇÃO

A centralidade da energia no progresso das sociedades contemporâneas coloca a gestão da sua procura no cerne das agendas políticas globais. O incremento dos índices de bem-estar nas nações em vias de desenvolvimento tem catalisado uma pressão ascendente sobre os sistemas de potência, gerando um impasse estratégico entre a continuidade do fornecimento e o controlo das externalidades ecológicas.

Neste cenário, a viabilidade dos modelos de expansão económica torna-se dependente da resiliência e da modernização das redes de energia nacionais. O desafio atual não reside apenas na expansão do fornecimento, mas na resolução de uma equação complexa: como sustentar o progresso social sem aprofundar a degradação ambiental? Nesse sentido, a transição para modelos energéticos resilientes deixa de ser uma opção ecológica para se tornar um imperativo de soberania nacional. Neste contexto, as fontes renováveis emergem não apenas como uma alternativa técnica, mas como uma resposta estrutural à exaustão do modelo fóssil. A transição para recursos endógenos e regenerativos é catalisada por avanços tecnológicos crescentes e por um quadro regulatório global focado na descarbonização, permitindo que a diversificação da matriz energética se torne viável tanto económica como ambientalmente.

No cenário angolano, a hegemonia da hidroeletricidade e da componente térmica começa a ser desafiada por uma agenda de diversificação estratégica. A 'Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis' estabelece o roteiro para esta transição, priorizando a eletrificação rural e a integração de novas fontes na rede nacional. Contudo, a eficácia desta política depende da capacidade de execução dentro de horizontes temporais realistas e do robustecimento do investimento, tanto público como privado. A viabilidade da transição energética em Angola encerra um paradoxo financeiro: a dependência de fluxos de capital provenientes da indústria extrativa para alavancar a infraestrutura renovável. No entanto, a descarbonização global impõe uma pressão deflacionária sobre o crude, ameaçando a rentabilidade de ativos de exploração complexa, nomeadamente no *offshore* profundo. Esta conjuntura de volatilidade de preços não apenas compromete o financiamento de novos projetos solares, como o de Caraculo, mas acelera a urgência de uma reforma na matriz que mitigue a exposição do país à obsolescência dos combustíveis fósseis.

Perante este cenário, emerge a necessidade de avaliar a eficácia real das políticas de transição em curso. O presente estudo foca-se na **Análise do Plano de Ação do Sector de Energia 2023-2027**, tomando como objeto central a **Central Fotovoltaica de Caraculo**. A escolha deste caso justifica-se pela sua relevância estratégica no sul de Angola e pelo seu potencial de escalabilidade. Assim, este trabalho propõe-se não apenas a descrever o quadro atual, mas a projetar soluções técnicas e económicas que garantam a viabilidade da expansão solar no país.

1.1 Enquadramento e objetivos

A operacionalização do **Plano de Ação do Sector de Energia 2023-2027** representa um marco decisivo na estratégia de descarbonização de Angola. Mais do que uma simples adesão a compromissos ambientais internacionais, a aposta na tecnologia fotovoltaica surge como uma resposta pragmática às assimetrias regionais de eletrificação. Neste contexto, a província do Namibe não é apenas uma escolha geográfica, mas um eixo estratégico devido aos seus elevados índices de irradiância, que oferecem uma oportunidade ímpar para a descentralização da produção energética nacional.

Este estudo propõe-se a dissecar a viabilidade e a execução das diretrizes governamentais, utilizando a **Central Fotovoltaica de Caraculo** como o seu principal laboratório de análise. O objetivo central não é meramente descritivo; pretende-se avaliar de que forma a implementação prática em Caraculo reflete as metas de transição energética do país. Para tal, a investigação estruturar-se-á em três pilares fundamentais:

- **Dimensão Técnica:** Analisar a capacidade instalada vs. o desempenho real esperado;
- **Dimensão Política e Regulatória:** Confrontar o planeamento do setor com as barreiras de investimento e execução;
- **Dimensão Socioeconómica:** Medir o impacto da central na estabilidade da rede local e no desenvolvimento da região do Namibe.

Em última análise, esta dissertação visa determinar se o modelo adotado em Caraculo é escalável e se constitui, efetivamente, um reforço resiliente para a segurança energética de Angola face aos desafios de 2027.

1.2 Metodologia

A presente investigação ancora-se numa abordagem de natureza qualitativa e descritiva, estruturada através do método de Estudo de Caso Único. Esta escolha metodológica justifica-se pela necessidade de escutar o hiato existente entre o planeamento estratégico estatal (Plano de Ação 2023-2027) e a sua materialização técnica na Central Fotovoltaica de Caraculo. O percurso metodológico subdivide-se em quatro etapas sequenciais e interdependentes:

1. **Análise Documental e Heurística:** Proceder-se-á ao levantamento e análise crítica do corpus regulatório angolano, com destaque para as diretrizes do MINEA e os relatórios de progresso da Estratégia Angola 2050. Esta fase visa sustentar teoricamente a discussão sobre a transição energética e o enquadramento jurídico do setor solar.
2. **Diagnóstico do Caso de Estudo (Caraculo):** Esta etapa foca-se na recolha de dados operacionais e técnicos da primeira fase da central. O objetivo é estabelecer uma baseline de desempenho que servirá de fundamento para a fase subsequente.
3. **Modelação da Proposta de Expansão (Fase II - 25 MW):** Diferenciando-se de uma mera análise teórica, este trabalho integra uma componente de conceção técnica. Através da análise de dados de irradiância secundários e de variáveis de integração na rede, será delineada uma proposta estratégica para a expansão da central. Esta fase considerará parâmetros de escalabilidade, logística de armazenamento e viabilidade técnico-económica, simulando cenários que permitam atingir o encerramento da infraestrutura prevista.
4. **Análise de Variáveis e Síntese Crítica:** A etapa final consiste no cruzamento dos dados recolhidos com as metas do Plano de Ação 2023-2027. Utilizar-se-á a triangulação de dados — documentos oficiais, dados técnicos de Caraculo e, subsidiariamente, contributos de especialistas do setor através de consultas dirigidas — para identificar os estrangulamentos à implementação da energia solar no Namibe.

1.3 Estrutura do documento

A arquitetura desta dissertação foi concebida para garantir uma transição fluida entre a revisão conceptual e a aplicação prática, culminando num contributo técnico original. O corpo do trabalho encontra-se segmentado em seis capítulos fundamentais:

- **Capítulo 1 - Introdução:**

Estabelece o ponto de partida da investigação, definindo o objeto de estudo sob a ótica da descarbonização em Angola. São aqui delineadas as problemáticas centrais, as metas pretendidas (gerais e específicas), o rigor metodológico aplicado e o roteiro estrutural da tese.

- **Capítulo 2 – Estado da Arte e Matriz Fotovoltaica:**

Consiste numa análise teórica aprofundada sobre as tecnologias de conversão solar, examinando a sua viabilidade face às variáveis do desenvolvimento sustentável. Este capítulo prioriza a caracterização do potencial heliotérmico de Angola e o posicionamento do país nas tendências energéticas globais.

- **Capítulo 3 – Enquadramento Político E Legal Do Setor Energético Em Angola:**

Escrutina o ecossistema regulatório angolano, com incidência no **Plano de Ação do Sector de Energia 2023-2027**. Analisa-se o alinhamento das estratégias nacionais com os protocolos internacionais e a dinâmica dos fluxos de investimento para a expansão solar.

- **Capítulo 4 – Unidade de Caso: Central de Caraculo (Diagnóstico Operacional):**

Fundindo a descrição técnica com a análise de resultados, este capítulo avalia a primeira fase da infraestrutura no Namibe. A investigação foca-se no desempenho técnico, modelos de financiamento e impacto socioeconómico real, aferindo o sucesso da execução face às metas projetadas.

- **Capítulo 5 – Projeto de Expansão (Fase II – 25 MW) e Análise de Resiliência:**

Configura o núcleo propositivo do trabalho. Desenvolve-se o dimensionamento técnico para a ampliação da central, integrando simulações de engenharia e estratégias de ligação à rede. Inclui uma avaliação crítica da viabilidade económica e do papel da energia solar na mitigação da dependência de recursos fósseis.

- **Capítulo 6 – Considerações Finais e Projeções:**

Sintetiza as evidências recolhidas, validando a eficácia da política energética angolana através do exemplo de Caraculo. O capítulo encerra com recomendações estratégicas para decisores e pistas para novos domínios de investigação científica.

2 ESTADO DA ARTE E MATRIZ ENERGÉÉTICA

2.1 Introdução

A transição para matrizes de base renovável constitui o pilar da nova ordem energética global, dissociando o crescimento económico da dependência de recursos fósseis finitos. Ao contrário do modelo extrativo convencional, caracterizado por elevadas externalidades negativas e volatilidade de preços, as fontes regenerativas — com destaque para a radiação solar e o fluxo eólico — oferecem uma base de suprimento resiliente. Esta mudança de paradigma não é meramente uma opção ecológica, mas um imperativo de segurança e sustentabilidade sistémica perante a crise climática contemporânea.

2.2 Energia Hidroelétrica

A conversão da energia potencial gravitacional das massas de água em eletricidade constitui, historicamente, a base da estabilidade dos sistemas de potência em larga escala. Através do represamento em albufeiras, o diferencial de cota permite que o fluxo hídrico acione turbinas hidráulicas, cuja energia mecânica é posteriormente transformada em energia elétrica por geradores síncronos. A eficiência deste processo é intrinsecamente dependente da gestão hidrológica, da vazão afluente e das características geomorfológicas do local.

Em contextos como o de Angola, a hegemonia da hidroeletricidade é evidente, dada a vasta bacia hidrográfica do país. Contudo, esta dependência introduz vulnerabilidades sistémicas perante períodos de seca prolongada, o que justifica a urgência na diversificação para fontes complementares, como a solar. Um exemplo de referência na engenharia de barragens, embora num contexto geográfico distinto, é o **Aproveitamento Hidroelétrico de Bemposta (Portugal)**. Esta infraestrutura, situada no troço internacional do rio Douro, exemplifica a capacidade de armazenamento e regulação de caudais, operando com uma queda bruta que permite uma contribuição significativa para a rede através de grupos geradores de elevada potência. No entanto, a rigidez deste modelo face às alterações climáticas reforça a premissa de que a segurança energética moderna exige um 'mix' híbrido e descentralizado.



Figura 1 – Aproveitamento Hidroelétrico de Bemposta [1]

A evolução das infraestruturas hidroelétricas demonstra a importância do aproveitamento incremental dos recursos hídricos. O Aproveitamento de Bemposta ilustra esta dinâmica através de duas fases distintas de motorização: a central original (Bemposta I, 1964), dotada de três grupos Francis que totalizam 210 MW, e o posterior reforço de potência (Bemposta II, 2011), que adicionou 191 MW de capacidade instalada.

Este complexo subterrâneo sublinha a eficácia da tecnologia Francis na conversão de energia em larga escala, permitindo uma gestão otimizada dos caudais do Rio Douro. Para o contexto desta dissertação, o exemplo de Bemposta é relevante não pela sua localização, mas pela estratégia de expansão de capacidade que representa. Tal como em Bemposta o reforço de potência permitiu maximizar o recurso hídrico sem ampliar a área da albufeira, a proposta de expansão de 25 MW para a Central de Caraculo (Fase II) visa otimizar a infraestrutura existente para potenciar o recurso solar disponível no Namibe.

2.3 Valorização Energética da Biomassa

A biomassa compreende a fração biodegradável de produtos e resíduos de origem biológica, abrangendo desde excedentes agrícolas e florestais até efluentes industriais e urbanos. A conversão deste potencial químico em energia útil processa-se através de rotas termoquímicas (combustão, gaseificação e pirólise) ou bioquímicas (digestão anaeróbia), permitindo a obtenção de vetores energéticos sólidos, líquidos ou gasosos.

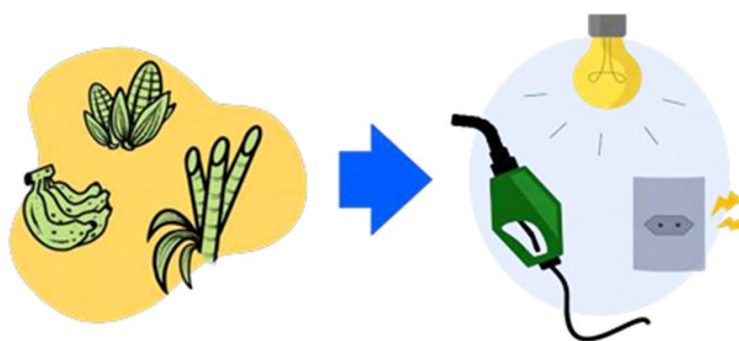


Figura 2 – Tipos de matéria-prima vegetal e resíduos utilizados como biomassa [3]

Ao contrário da energia solar e eólica, a biomassa destaca-se pela sua despachabilidade, funcionando como uma bateria natural que pode ser acionada conforme a demanda da rede elétrica. No contexto de Angola, embora a matriz seja liderada pela hídrica, a biomassa desempenha um papel crucial na sustentabilidade rural. Para o projeto de Caraculo, o estudo da biomassa é relevante enquanto fonte complementar de base térmica que poderia, teoricamente, mitigar as flutuações da produção fotovoltaica durante períodos de baixa irradiância, contribuindo para a estabilidade da rede isolada do sul do país.

2.4 Aproveitamento da Energia Eólica

A conversão da energia cinética das massas de ar em eletricidade processa-se através de aerogeradores, onde o fluxo de vento aciona as pás de um rotor, gerando binário mecânico que é transmitido a um gerador elétrico. Historicamente associada a aplicações mecânicas (moinhos e bombeamento), a tecnologia eólica evoluiu para sistemas de elevada eficiência, tanto em terra (*onshore*) como no mar (*offshore*), consolidando-se como um dos pilares da descarbonização global. Segundo o *Global Wind Energy Council* (2024), a capacidade mundial ultrapassou a marca histórica de 1.000 GW, impulsionada por economias de escala em mercados líderes como a China e os EUA.

No contexto português, a maturidade deste setor é evidente, com a capacidade instalada a rondar os 5,9 GW, representando uma fatia crucial de cerca de 25% da produção nacional (REN, 2023). Este exemplo de sucesso na Península Ibérica serve de referência para nações em desenvolvimento, como Angola, que procura diversificar o seu *mix* energético.

É fundamental destacar que na província do Namibe — local de implantação da Central de Caraculo — a complementaridade entre o recurso solar e o eólico é tecnicamente promissora. A integração de parques eólicos em zonas de elevada irradiância permite a estabilização da curva de carga, uma vez que os picos de vento na região frequentemente ocorrem em períodos de ausência de radiação solar, mitigando a intermitência característica dos sistemas exclusivamente fotovoltaicos.



Figura 3 – Configuração e disposição de aerogeradores numa usina eólica comercial [2]

2.5 Energia Geotérmica

A energia geotérmica baseia-se na extração do calor proveniente do gradiente térmico do interior da crosta terrestre para fins de climatização ou geração de eletricidade. Ao contrário da solar e da eólica, esta fonte distingue-se pela sua elevada disponibilidade e fator de capacidade, operando como uma fonte de base (baseload) imune a flutuações meteorológicas. Globalmente, a capacidade instalada ronda os 16 GW, com o Quênia a assumir a liderança no continente africano e os EUA na escala mundial[3].

No contexto lusófono, o arquipélago dos Açores (Portugal) constitui o exemplo de maior sucesso, onde recursos de alta entalpia permitem que centrais como as da Ribeira Grande e Pico Vermelho assegurem cerca de 40% da procura elétrica de São Miguel. Contudo, para a realidade angolana e, especificamente, para a região do Namibe, a geotermia apresenta-se como uma opção de longo prazo, ainda dependente de prospeção geológica profunda. Nesta dissertação, o interesse nesta fonte reside na sua capacidade de fornecer energia contínua, servindo de benchmark teórico para a necessidade de sistemas de armazenamento ou hibridização que a Central de Caraculo terá de enfrentar para compensar a ausência de sol durante o período noturno.

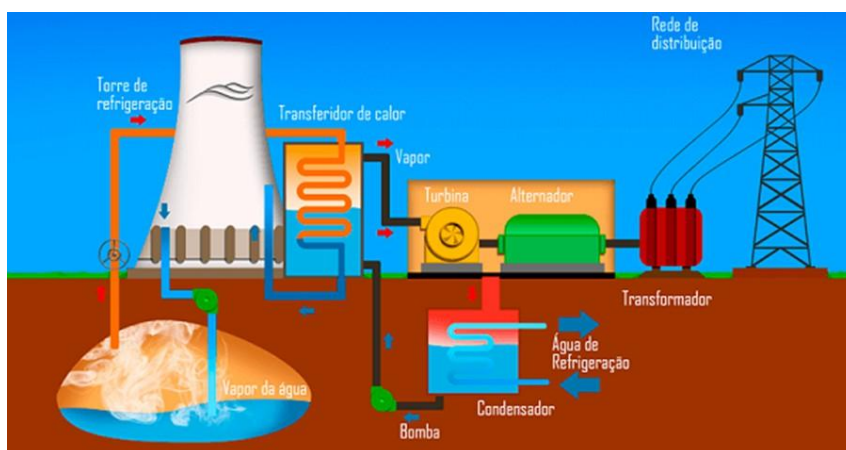


Figura 4 – Esquema básico de funcionamento e ciclo de fluidos de uma usina geotérmica [12]

2.6 Aproveitamento Energético Oceânico

A energia proveniente dos oceanos — que abrange os diferenciais térmicos, o regime de marés e a cinética das ondas — configura-se como um recurso de elevada densidade energética e previsibilidade. Embora o potencial técnico global seja estimado em 20.000 TWh/ano (IRENA, 2020), a maturidade comercial destas tecnologias permanece inferior à das fontes eólica e solar, devido aos elevados custos de instalação e à agressividade do meio marinho. Países com fachadas oceânicas extensas, como o Reino Unido e a França, têm liderado a fase de prototipagem e operação comercial.

Portugal, mercê da sua vasta Zona Económica Exclusiva, assumiu um papel pioneiro com o projeto Pelamis na Aguçadoura, o qual, apesar da descontinuidade operacional, estabeleceu um precedente fundamental para o setor *offshore* mundial. Para Angola, embora a linha de costa ofereça oportunidades futuras, o Plano de Ação 2023-2027 prioriza tecnologias de implementação mais célere e menor custo nivelado (LCOE). Assim, encerra-se aqui a revisão das fontes complementares para dar lugar à análise detalhada da energia solar fotovoltaica, o vetor central deste estudo e a solução tecnológica aplicada na Central de Caraculo.



Figura 5 – Usina Maremotriz de Sihwa Lake, em Ansan, Coreia do Sul [3]

2.7 Energia solar fotovoltaica

A conversão fotovoltaica constitui o cerne tecnológico desta investigação, baseando-se na capacidade de semicondutores — primordialmente o silício — transformarem a irradiância solar em corrente contínua através do efeito fotoelétrico. Ao contrário dos sistemas termo solares, que dependem da concentração de calor para acionar ciclos termodinâmicos (conversão indireta), a tecnologia fotovoltaica permite uma geração estática e modular, adaptável tanto a sistemas isolados (*off-grid*) como a centrais de utilidade pública conectadas à rede (*utility-scale*).

A magnitude deste recurso é evidenciada pela constante solar, embora a potência disponível à superfície terrestre seja condicionada pela massa de ar (AM) e pela nebulosidade local.

Projetos de escala monumental, como o complexo no deserto de Tengger, na China (1.547 MW), demonstram a maturidade da tecnologia em ambientes áridos. Contudo, para a realidade de Angola, o interesse não reside apenas na escala, mas na eficiência de conversão em condições de elevada temperatura.



Figura 6 – Vista aérea do complexo fotovoltaico Tengger Desert Solar Park, na China [5]

Em regiões como o Namibe, a performance dos módulos é influenciada pelo *bandgap* do semicondutor, onde o aumento da temperatura das células pode conduzir a uma redução da tensão de circuito aberto (V_{OC}) e, consequentemente, da eficiência global. Este fenómeno exige uma seleção criteriosa entre tecnologias de silício monocristalino ou policristalino, bem como a consideração de sistemas de ventilação e estruturas de montagem que minimizem as perdas térmicas.

2.8 Dinâmicas Globais e Maturidade do Mercado Fotovoltaico

A ascensão da tecnologia fotovoltaica ao patamar de fonte dominante na nova geração de eletricidade mundial é indissociável da redução drástica dos seus custos de capital (CAPEX) e da maturação das cadeias de suprimento. Segundo dados da IRENA (2023), a capacidade global acumulada ultrapassou o limiar dos 1.200 GW, evidenciando uma taxa de crescimento anual sem precedentes no setor energético. Este fenómeno é liderado por mercados de escala, como a China — que detém cerca de um terço da capacidade mundial — e os Estados Unidos, onde a ambição de atingir 45% de participação solar até 2050 (DOE, 2021) sinaliza a viabilidade da tecnologia para sustentar economias de alta complexidade.

Contudo, a relevância destes indicadores para o contexto angolano reside na curva de aprendizagem tecnológica e na estabilização dos preços dos componentes. A expansão prevista pelo *Global Market Outlook for Solar Power 2024-2028*, que projeta ultrapassar os 3.000 GW de capacidade instalada, garante que países como Angola possam beneficiar de uma tecnologia testada, com garantias de desempenho de longo prazo e acesso a mercados de financiamento climático.

É imperativo notar que o crescimento exponencial da procura por módulos implica desafios na gestão de matérias-primas críticas, o que reforça a necessidade de Angola estabelecer parcerias estratégicas e quadros regulatórios robustos. Ao observar o exemplo norte-americano de quadruplicar a instalação anual para cumprir metas de descarbonização, sublinha-se a importância da agilidade na execução de planos nacionais, como o Plano de Ação 2023-2027, para evitar a obsolescência das metas perante a rapidez da evolução tecnológica global.

2.8.1 Dinâmicas da União Europeia: Um Referencial de Aceleração

O continente europeu atravessa uma fase de expansão sem precedentes no setor renovável, prevendo-se um incremento de 60% na capacidade instalada até 2027 (IEA, 2022b). Este fenómeno é liderado pela tecnologia fotovoltaica, impulsionada por um ecossistema de leilões competitivos, incentivos ao autoconsumo e metas de descarbonização rigorosas. A Alemanha posiciona-se como o expoente máximo deste mercado, utilizando instrumentos como as **tarifas de alimentação (*feed-in tariffs*)** para estimular sistemas de média e grande escala (40 kW a 750 kW), fundamentais para a competitividade industrial (IRENA, 2023).

Estratégias urbanas, como as implementadas em Berlim (Lei Solar de Berlim), que estabelecem a obrigatoriedade de sistemas fotovoltaicos em novas edificações, servem de barómetro para políticas de **geração distribuída**. A relevância destes modelos para a realidade angolana não reside na escala absoluta — onde países como a China e os EUA dominam com centenas de GW acumulados — mas na rapidez da curva de implementação.

A conjuntura geopolítica atual, nomeadamente a necessidade de autonomia face a combustíveis fósseis externos, acelerou a transição europeia, posicionando a energia solar como um ativo de **soberania nacional**. Para Angola, o exemplo europeu reforça a premissa de que a energia solar ultrapassará o carvão como principal fonte de geração global já em 2027 (IEA, 2022b). Este cenário valida a urgência na execução de projetos como o de Caraculo, demonstrando que a transição energética é, simultaneamente, um imperativo climático e uma estratégia de resiliência económica perante a volatilidade dos mercados internacionais.

2.8.1.1 Energia fotovoltaica em Portugal

A energia solar fotovoltaica tem assumido um papel cada vez mais relevante na matriz energética portuguesa, sendo considerada uma das principais apostas do país no âmbito da transição energética e da descarbonização da economia. Graças à sua localização geográfica privilegiada, com elevados níveis de radiação solar ao longo do ano, Portugal apresenta um potencial solar particularmente favorável para o desenvolvimento desta tecnologia. O Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) estabelece metas ambiciosas, visando alcançar uma capacidade instalada de 9 GW de energia solar fotovoltaica até o ano de 2030, contribuindo significativamente para o objetivo de 80% de eletricidade proveniente de fontes renováveis até essa data [7].

O crescimento da energia solar em Portugal tem sido impulsionado por políticas públicas de incentivo, leilões de energia solar de grande escala e a crescente adesão de consumidores ao autoconsumo fotovoltaico. Em 2023, a potência instalada de energia solar fotovoltaica no território nacional ultrapassou os 2,5 GW, representando cerca de 7% da produção total de eletricidade no país. Os leilões de capacidade realizados em 2019 e 2020 permitiram atingir preços recorde a nível mundial, refletindo a elevada competitividade desta tecnologia em Portugal. Além disso, os programas de incentivo ao autoconsumo, tanto em residências como em empresas, têm fomentado a descentralização da produção de energia elétrica, promovendo a independência energética e a redução de custos com eletricidade (Direção-Geral de Energia e Geologia – DGEG) [8]. Outro fator importante tem sido o papel do Setor Privado e dos investidores internacionais, que veem em Portugal um mercado estável e atrativo para a instalação de grandes centrais fotovoltaicas, especialmente no Alentejo e no Algarve, regiões que se destacam pela abundância de sol e disponibilidade de terrenos. A transição energética portuguesa passa também pela digitalização das redes, implementação de sistemas de armazenamento e integração da mobilidade elétrica, o que reforça o papel estratégico da energia solar fotovoltaica como vetor central da descarbonização (Agência para a Energia – ADENE, 2023).

2.8.2 O Panorama Fotovoltaico em África: Desafios e Assimetrias

O continente africano posiciona-se como o território com o maior potencial de irradiância global, embora a sua capacidade instalada represente menos de 1% do total mundial, totalizando apenas 11 GW em 2022 (IRENA, 2023). Este hiato entre o recurso disponível e a exploração efetiva é particularmente evidente na África Subsaariana, onde a procura energética deverá duplicar até 2030, podendo atingir os 2.300 TWh num cenário de expansão industrial [9].

A transição energética na região não é apenas um imperativo ambiental, mas uma ferramenta de equidade social. Com cerca de 600 milhões de pessoas ainda privadas de acesso à eletricidade — a maioria em zonas rurais — a estratégia de expansão das redes nacionais enfrenta limitações geográficas e financeiras. Neste contexto, os sistemas autónomos e as mini-redes fotovoltaicas emergem como soluções disruptivas para a eletrificação descentralizada, permitindo que nações como o Gana e o Quênia registem progressos significativos rumo ao acesso universal.

Mercados maduros como a África do Sul e Marrocos servem de barómetro regional. Enquanto a África do Sul procura mitigar a sua dependência do carvão através de metas de 39,7% de renováveis até 2030, Marrocos consolida-se como líder na integração de tecnologias solares e eólicas [9]. Para Angola, estas experiências regionais sublinham que a robustez das infraestruturas energéticas é o pilar da industrialização. O aproveitamento do potencial solar subsaariano deixa de ser um projeto de longo prazo para se tornar uma urgência de soberania, onde a Central de Caraculo se insere como um projeto âncora para a estabilização do fornecimento no sul do país.

2.8.2.1 Potencial Fotovoltaico e Variabilidade do Recurso em Angola

O território angolano detém um dos ativos solares mais competitivos da África Subsariana, com índices de Irradiação Global Horizontal (GHI) que atingem os 2.070 kWh/m²/ano. Esta abundância é caracterizada por uma reduzida sazonalidade, o que garante uma previsibilidade de geração superior à de mercados consolidados na Europa ou Ásia. Em termos de densidade energética, o potencial de Angola é equiparável ao do Sun Belt norte-americano (Califórnia) e das regiões mineiras da África do Sul, estabelecendo as condições ideais para a implementação de sistemas de utilidade pública (utility-scale) [10].

Segundo a Associação Lusófona de Energias Renováveis (2022), a homogeneidade na distribuição do recurso solar é a principal vantagem competitiva do país. No entanto, a viabilidade técnica da conversão fotovoltaica é modulada por condicionantes climáticas específicas que segmentam o território em três zonas de performance distintas:

- Eixo Norte (Clima Subtropical Húmido): Onde a elevada nebulosidade e humidade relativa podem induzir perdas por dispersão da radiação.
- Planalto Central (Clima Temperado): Região que oferece um equilíbrio térmico favorável, minimizando a degradação da eficiência das células por calor excessivo.
- Faixa Litoral Sul e Namibe: Influenciada pela Corrente de Benguela, esta zona apresenta características semiáridas e desérticas, com os maiores níveis de irradiância direta.

A província do Namibe, onde se localiza o projeto de Caraculo, beneficia desta configuração geográfica, conjugando vastas extensões de topografia plana com uma atmosfera de baixa turbidez. Contudo, a proximidade costeira introduz variáveis críticas como o nevoeiro matinal e a deposição de aerossóis marinhos (salinidade) e poeiras, fatores que exigem estratégias rigorosas de manutenção e limpeza para evitar o soiling (acumulação de sujidade) e a corrosão dos componentes estruturais.

3 ENQUADRAMENTO POLÍTICO E LEGAL DO SETOR ENERGÉTICO EM ANGOLA

3.1 Vetores Estratégicos e Metas de Descarbonização

Tendo como referência o marco do horizonte de 2025 — que previa a integração de 800 MW de potência renovável adicional e uma quota de 7,5% de fontes limpas (excluindo a grande hídrica) na matriz de geração —, o planeamento energético angolano para o período de 2023 a 2027 assume a consolidação destes objetivos. Esta trajetória de descarbonização estruturada fundamenta-se em três pilares analíticos, concebidos para mitigar o défice de eletrificação e acelerar a hibridização de sistemas isolados através de projetos de larga escala, como o PFV Caraculo.

3.1.1 Eletrificação Rural e Coesão Territorial:

O primeiro eixo foca-se na descentralização energética como motor de inclusão social. A operacionalização desta meta prevê a criação do Instituto Nacional de Eletrificação Rural (INEL), entidade responsável por coordenar a expansão do programa "Aldeia Solar". O objetivo é converter infraestruturas de serviços públicos (saúde e educação) em polos de micro-geração fotovoltaica. Academicamente, é importante notar que esta estratégia privilegia modelos de mercado para kits domiciliários, reservando a intervenção estatal direta para geografias de baixa viabilidade comercial, promovendo assim a sustentabilidade económica do setor.

3.1.2 Integração de Tecnologias Conectadas à Rede:

Este objetivo visa a robustez do sistema elétrico nacional através da diversificação tecnológica. Mais do que a simples instalação de parques solares, a política nacional incentiva a criação de uma cadeia de valor interna, prevendo a manufatura local de componentes fotovoltaicos. Um ponto fulcral é a institucionalização do Centro de Investigação em Energias Renováveis, que deverá atuar na interface entre a academia (universidades) e a indústria, garantindo que o know-how tecnológico seja retido no país.

3.1.3 Dinamização do Investimento e Segurança Jurídica:

Para viabilizar os 800 MW projetados, o quadro legal evoluiu para reduzir o risco do investidor. Destaca-se a introdução de regimes de tarifas de alimentação (feed-in tariffs) para projetos até 10 MW, proporcionando previsibilidade financeira. A criação de linhas de crédito bonificadas e de um arcaboço regulatório estável é essencial para atrair o capital privado, essencial para complementar o investimento público em áreas de difícil acesso.

3.2 Estrutura Institucional, Financiamento e Externalidades Sociais

A operacionalização da estratégia de renováveis em Angola assenta numa arquitetura de governação que transcende o Ministério da Energia e Águas (MINEA). A execução técnica e a supervisão recaem sobre a Direção Nacional de Energias Renováveis (DNER) e o INEL,

entidades que devem assegurar a convergência entre os projetos energéticos e os Planos de Desenvolvimento Local. No plano normativo, o IRSEA assume a responsabilidade de consolidar um quadro regulatório que ofereça previsibilidade aos agentes do mercado, garantindo o equilíbrio entre a sustentabilidade financeira das empresas e o interesse público.

O financiamento desta transição estrutura-se num modelo híbrido. Para a eletrificação descentralizada em zonas rurais, o Fundo Nacional de Eletricidade (FUNEL) atua como o principal instrumento de fomento, devendo ser capitalizado tanto pelo Orçamento Geral do Estado (OGE) como por linhas de crédito internacionais e fundos para o clima. Já os projetos estruturantes conectados à rede — onde se insere a Central de Caraculo — dependem de uma engenharia financeira mais complexa, que envolve parcerias público-privadas e garantias soberanas, assegurando que o investimento não comprometa a estabilidade macroeconómica do país.

Para além da dimensão económica, a implementação destas políticas gera externalidades sociais transformadoras. A transição energética em Angola é encarada como um vetor de desenvolvimento humano, com impactos diretos na:

- **Equidade de Género:** Redução da pobreza energética que afeta desproporcionalmente as mulheres em contextos rurais.
- **Dinamização Económica:** Criação de empregos qualificados e estímulo ao micro empreendedorismo local através da disponibilidade de energia para usos produtivos.
- **Infraestrutura Social:** Viabilização do ensino noturno e melhoria substantiva nos cuidados de saúde primários e na segurança pública.

3.3 Visão Estratégica: O Trilema Energético Angolano

A política nacional para as novas energias renováveis é orientada pelo imperativo do acesso universal e pela modernização do sistema elétrico. Esta visão transcende a mera expansão da capacidade instalada, focando-se na capitalização do potencial endógeno — hídrico, eólico, solar e biomassa — para edificar uma matriz racional, segura e descentralizada.

Conforme preconizado pelo quadro legislativo em vigor, Angola goza de uma posição privilegiada que permite a convergência dos três eixos fundamentais do Trilema Energético, frequentemente divergentes em economias desenvolvidas:

- **Segurança e Autonomia Energética:** Redução da exposição à volatilidade dos combustíveis fósseis e reforço da soberania no suprimento.
- **Eficiência de Custos:** Aproveitamento de recursos com custos nivelados (LCOE) decrescentes, como o solar fotovoltaico.

- Sustentabilidade Ambiental: Alinhamento com as metas globais de descarbonização e proteção dos ecossistemas locais.

Embora a grande hídrica constitua a base histórica da matriz angolana, a presente estratégia foca-se na diversificação tecnológica. O objetivo é introduzir resiliência ao sistema através de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), parques eólicos e, primordialmente, centrais solares fotovoltaicas de escala industrial.

É necessário notar a exclusão deliberada de vertentes com regulamentação autónoma, como a solar térmica passiva (integrada no setor da construção) e os biocombustíveis (regidos pela Lei n.º 6/10). Esta segmentação legislativa permite que o foco da atual estratégia se concentre na transição eletroenergética, onde o projeto de Caraculo se assume como o paradigma da execução desta visão estratégica no sul de Angola.

3.4 Finalidade e Arquitetura de Implementação

A Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis não se limita a um repositório de intenções, mas configura-se como o instrumento normativo que baliza a diversificação da matriz elétrica angolana. O seu propósito central é institucionalizar um ecossistema favorável à hibridização de fontes, assegurando que o vetor renovável atinja a meta de 2025 num quadro de plena segurança jurídica e operacional.

Mais do que a expansão da capacidade instalada, o documento estabelece as bases para a liberalização controlada do setor, incentivando a integração do capital privado em toda a cadeia de valor — da geração à comercialização. Nesta nova arquitetura de mercado, o Estado angolano abdica do papel de operador exclusivo para assumir quatro funções críticas:

- Diretiva: Definição das prioridades geográficas e tecnológicas (como o foco solar no Namibe).
- Normativa: Consolidação de um quadro regulatório que mitigue riscos contratuais.
- Indutora: Provisão de incentivos fiscais e financeiros que viabilizem o Project Finance.
- Fiscalizadora: Garantia da qualidade de serviço e proteção da rede nacional contra instabilidades técnicas.

Em suma, este enquadramento jurídico-político serve de alicerce para a viabilidade de projetos estruturantes. A Central de Caraculo, ao transitar da teoria para a operação, materializa precisamente esta transição: um projeto onde a visão estratégica do Executivo se funde com a eficácia técnica e o investimento privado para redefinir o paradigma energético do sul de Angola.

3.5 Princípios Basilares da Governação Energética

A política angolana para as novas energias renováveis não se limita a metas quantitativas; ela é sustentada por um conjunto de premissas axiológicas que balizam a tomada de decisão desde o planeamento legislativo até à regulação setorial. Estes princípios atuam como o referencial de consistência que garante a resiliência da estratégia a longo prazo.

3.5.1 Equidade Social e Sustentabilidade Interjacional:

O acesso à energia é interpretado como um catalisador de bem-estar social. A política visa mitigar assimetrias geográficas, assegurando que o desenvolvimento atual não esgota o capital ambiental das gerações vindouras. Em termos práticos, isto implica que projetos como o de Caraculo devem ser ambientalmente neutros e socialmente inclusivos.

3.5.2 Racionalidade Económica e Eficiência Técnica:

A alocação de capital público e privado rege-se pela otimização da competitividade do sistema. Prioriza-se a disseminação de tecnologias com elevado rendimento energético, visando a redução progressiva do custo unitário da eletricidade e o incremento da fiabilidade operacional da rede.

3.5.3 Análise de Externalidades e Custo-Benefício:

As decisões estratégicas transcendem o custo direto de instalação. A avaliação abrange os impactos socioambientais e os custos reais das alternativas (incluindo a remoção gradual de subsídios aos combustíveis fósseis), permitindo uma comparação fidedigna entre o Capex das renováveis e o custo operacional das centrais térmicas.

3.5.4 Segurança do Sistema e Primado do Interesse Público:

A integração de fontes intermitentes (como a solar) é condicionada por critérios de estabilidade operativa. Valoriza-se a geração distribuída e a proximidade entre a produção e o centro de carga para reduzir perdas de transporte e elevar a segurança energética nacional.

3.5.5 Governação e Cooperação Internacional:

O Governo assegura a segmentação clara de competências institucionais, dotando cada entidade (como o IRSEA e o INEL) de autonomia técnica. Paralelamente, Angola assume uma postura proativa no cumprimento de acordos climáticos globais, utilizando a cooperação internacional como alavanca para a transferência tecnológica e captação de financiamento verde.

3.6 Contexto Nacional: Soberania e Governação

3.6.1 Enquadramento Constitucional e Legislativo

A Constituição da República de Angola estabelece o primado da soberania estatal sobre os recursos naturais, conferindo ao Estado a jurisdição plena para regular a sua exploração sob o signo do desenvolvimento sustentável. Este imperativo constitucional é operacionalizado, no

setor energético, pela Lei n.º 256/11, que define a Política e Estratégia de Segurança Energética Nacional [10].

Mais do que um normativo técnico, esta legislação visa mitigar as assimetrias territoriais através de uma matriz diversificada que potencie os recursos endógenos. Se historicamente o foco recaiu sobre a grande hídrica e o gás natural, a orientação política atual prioriza a flexibilização do fornecimento. Esta transição é estratégica para a integração de Angola no mercado regional da SADC (Southern African Development Community), transformando o país de um importador potencial num player ativo na exportação de excedentes de energia limpa.

3.7 Compromissos Internacionais e Diplomacia Climática

3.7.1 Acordos Multilaterais e Mecanismos de Financiamento

A adesão de Angola à UNFCCC (ratificada em 2000) e ao Protocolo de Quioto (2007) marca o alinhamento do país com o esforço global de descarbonização. Embora Angola, enquanto economia em desenvolvimento, não tenha sido sujeita a metas vinculativas de redução no primeiro período de compromisso, a sua participação abriu portas a mecanismos de cooperação como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Para a viabilidade de projetos como a Central de Caraculo, este contexto internacional é determinante. A substituição da produção térmica (baseada em combustíveis fósseis) por fontes fotovoltaicas permite a geração de créditos de carbono e o acesso a financiamento climático (Green Finance). Angola, ao integrar a IRENA em 2012, consolidou o seu acesso a plataformas globais de transferência tecnológica, assegurando que o desenvolvimento nacional de renováveis segue os mais elevados padrões de eficiência e inovação.

3.7.1.1 Liderança Regional e Integração SADC

A projeção de Angola na arena internacional é reforçada pela sua influência na SADC e na União Africana (UA). A visão estratégica para as renováveis antecipa a criação de um mercado livre de tecnologias e eletricidade, onde o Protocolo de Comércio da SADC funcionará como catalisador para o setor industrial angolano. A cooperação através da NEPAD e da IRENA não é apenas diplomática; é a via para garantir que a transição energética nacional seja acompanhada por capacitação técnica local, reduzindo a dependência externa e reforçando a segurança energética do sudoeste africano.

4 UNIDADE DE CASO: CENTRAL DE CARACULO DIAGNÓSTICO OPERACIONAL

4.1 Enquadramento do Projeto e Estrutura Societária

O projeto da Central Fotovoltaica de Caraculo, operado pela Solenova Limited, representa o paradigma da transição energética em Angola. A estrutura societária da Solenova — uma joint-venture (50/50) entre a Eni Plenitude e a Sonangol E.P. — combina a expertise tecnológica de uma operadora global com o capital estratégico e conhecimento territorial da companhia estatal angolana. Esta sinergia é fundamental para a viabilidade de projetos de grande escala (utility-scale) num mercado em maturação.

A segurança financeira do empreendimento assenta num Contrato de Compra e Venda de Energia (PPA) do tipo "take-or-pay", celebrado com a Rede Nacional de Transporte (RNT) por um período de 24 anos. Este mecanismo é crítico para a bancabilidade do projeto (bankability), pois garante o escoamento da produção e mitiga os riscos de procura, permitindo que o investidor recupere o CAPEX num horizonte temporal previsível.



Figura 7 – Vista dos módulos fotovoltaicos instalados na Central Fotovoltaica de Caraculo, Namibe – Angola [4]

4.2 Localização e Relevância Geográfica

A central localiza-se na localidade de Caraculo, província do Namibe, ocupando uma área concessionada de 165 hectares (conforme o Título de Concessão 28/GPN/2019). A escolha do sítio é tecnicamente estratégica devido a três fatores fundamentais:

1. **Qualidade do Recurso Solar:** O Namibe apresenta uma das menores taxas de nebulosidade de Angola, com níveis de irradiância que favorecem um elevado fator de capacidade.

2. **Conectividade Elétrica:** A proximidade à Estrada Nacional EN 280 e à Rede de Transmissão Sul reduz os custos de infraestrutura de interligação.
3. **Impacto Logístico:** A facilidade de acesso facilita a mobilização de componentes pesados a partir do Porto do Namibe.



Figura 8 – Localização geográfica do Parque Fotovoltaico de Caraculo na província do Namibe [4]

4.3 Especificações Técnicas e Faseamento

O projeto foi concebido sob uma lógica de escalabilidade. A Fase I, com uma capacidade instalada de 25 MWp, serve como unidade piloto para testar a resposta dos sistemas fotovoltaicos ao ambiente semiárido da região.

A substituição da geração térmica a diesel pela fonte fotovoltaica em Caraculo não é apenas uma medida de descarbonização; é uma solução de eficiência económica. A redução do consumo de combustíveis fósseis elimina custos logísticos complexos de transporte de combustível para o sul e evita a emissão de toneladas de CO₂, alinhando Angola com os ODS 7 e 13. A expansão prevista para 50 MWp consolidará a central como o principal centro de produção renovável da região sul, estabilizando a tensão na rede e reforçando a resiliência energética nacional.

4.4 Estudo de Estabilidade e Comportamento Elétrico da Central

A viabilidade operacional da Fase I da Central de Caraculo foi validada através de simulações numéricas complexas, focadas no comportamento do sistema sob condições críticas

de carga e falha. Dada a natureza intermitente da fonte fotovoltaica e a agressividade térmica da província do Namibe (42 °C de temperatura de projeto), a análise centrou-se em dois pilares: Fluxo de Carga (*Load Flow*) e Correntes de Curto-Circuito (*Short-Circuit*).

4.4.1 Cenários de Exploração e Contingência

Foram modeladas três configurações operacionais que definem a flexibilidade da central:

- **NOR-2L e NOR-1L (Operação Normal):** Cenários de operação normal, com disponibilidade total ou indisponibilidade de uma linha de transmissão, avaliando a capacidade de escoamento da potência ativa (P) e a regulação de tensão através do controlo do fator de potência ($\cos \varphi$).
- **EME (Regime de Emergência):** Cenário de ilhamento (*island mode*), onde o sistema é isolado da rede pública. Nestas condições, a resiliência da **Sala Técnica Principal (MTR)** e da **Subestação de Alta Tensão (HVSS)** é garantida por um Gerador Diesel de Emergência (EDG) de arranque automático, assegurando a alimentação dos serviços auxiliares críticos.

4.4.2 Análise de Fluxo de Carga e Performance Térmica

Os estudos de fluxo de carga (LF1 a LF6) foram parametrizados para o pior cenário térmico, onde o *derating* dos inversores e a ampacidade dos cabos são postas à prova. A simulação com fator de potência 0,9 capacitivo é vital para entender a capacidade da central em fornecer **potência reativa (Q)** à Rede Sul, auxiliando no suporte de tensão em períodos de pico de procura regional.

4.4.3 Curto-Circuito e Seletividade de Proteções

A determinação das correntes de falta (SC_{MAX} e SC_{MIN}) permitiu o dimensionamento rigoroso da aparelhagem de corte.

- **SC_{MAX} :** Define a capacidade de interrupção dos disjuntores, garantindo que o arco elétrico seja extinto sem danos estruturais aos barramentos.
- **SC_{MIN} :** Essencial para parametrizar a sensibilidade dos relés de proteção, assegurando que faltas de baixa impedância em zonas remotas do parque sejam detetadas e isoladas seletivamente, minimizando o tempo de interrupção.

Esta análise técnica de transientes e regimes permanentes retira o projeto do campo teórico, conferindo-lhe a robustez necessária para a integração num sistema elétrico em desenvolvimento como o angolano.

5 PROJETO DE EXPANSÃO (FASE II – 25 MW) E ANÁLISE DE RESILIÊNCIA

5.1 Dimensionamento Técnico da Expansão

O dimensionamento técnico da Fase II foi projetado sob o princípio da continuidade tecnológica e operacional. A expansão da capacidade para 50 MWp não é vista como um projeto isolado, mas como uma evolução orgânica da infraestrutura existente. Ao replicar a arquitetura de conversão da Fase I, garante-se uma curva de aprendizagem nula para as equipas técnicas e uma otimização logística sem precedentes na região Sul de Angola. A configuração proposta prevê a instalação de 40.323 novos módulos Jinko Solar Tiger Neo, totalizando uma capacidade instalada adicional de 25.000,26 kWp, perfazendo um total combinado de 50.000,52 kWp, para o complexo solar suportada pela robustez dos inversores Huawei SUN2000-330KTL.

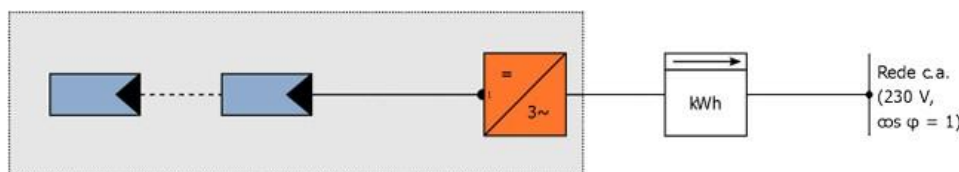


Figura 9 – Diagrama de blocos conceptual do fluxo de potência e acoplamento elétrico simulado

Esta ampliação fundamenta-se no sucesso operacional da primeira fase da Central de Caraculo, situada no município da Bibala. Este empreendimento, fruto do consórcio Solenova (Azule Energy e Sonangol), demonstrou ser um marco estruturante para o setor energético nacional, ao injetar 25 MW na Rede Nacional de Transporte (RNT). A viabilidade da Fase II capitaliza a localização estratégica do projeto, que beneficia da proximidade imediata à linha de transmissão sul, minimizando perdas de transporte e custos de infraestrutura de interligação.

A decisão de duplicar a capacidade para 50 MWp responde diretamente à Estratégia Energética Angola 2025, que preconiza a introdução de 500 MW de energias renováveis na matriz nacional. Do ponto de vista da resiliência económica, a expansão potencia os benefícios já observados na Fase I:

- **Sustentabilidade Financeira:** Se a primeira fase já representa uma poupança anual estimada em 28 milhões de dólares devido à menor necessidade de aquisição de gasóleo, a Fase II consolida esta trajetória, reduzindo drasticamente os custos operacionais do Estado com centrais térmicas.
- **Impacto Regional:** Enquanto a fase inicial se foca nas necessidades da província do Namibe, a expansão para 50 MW permitirá o escoamento de energia limpa para regiões vizinhas, como a província da Huíla, fortalecendo o sistema elétrico regional.

Tecnicamente, a Fase II ocupará uma área adicional de aproximadamente 113 hectares, integrando-se no complexo desértico que já alberga o edifício de operações e estruturas de apoio. Esta escala permitirá uma redução adicional de cerca de 50 mil toneladas de emissões de CO₂ anuais face à geração fóssil equivalente. Como sublinhado em fóruns internacionais como a Angola Oil & Gas, o cumprimento do cronograma de expansão em Caraculo reafirma o compromisso de Angola com a descarbonização e a transição energética sustentável, transformando o potencial solar endógeno em segurança energética para as próximos 25 anos.

5.2 Tecnologia e Layout de Implementação

O dimensionamento tecnológico da Fase II da Central de Caraculo assenta no princípio da padronização de ativos, visando a maximização da eficiência operacional e a redução dos custos de manutenção (OPEX). A ampliação foi projetada para replicar a arquitetura de alta performance da Fase I, incorporando, contudo, as otimizações de layout decorrentes das lições aprendidas nos primeiros anos de operação no deserto do Namibe.

5.2.1 Dimensionamento Geométrico e Otimização do Espaçamento entre Fileiras

Para além da otimização do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, o aproveitamento eficiente da área útil disponível e a mitigação das perdas por sombreamento mútuo (*shading*) dependem criticamente do cálculo rigoroso do distanciamento entre as fileiras de estruturas fixas. O sombreamento projetado pelas fileiras anteriores em períodos de baixa elevação solar provoca perdas por descasamento elétrico (*mismatch*) severas nos strings, comprometendo o Performance Ratio global da central.

Considerando os módulos especificados Jinko Solar Tiger Neo N-Type, com dimensões nominais de comprimento $L = 2,465$ m (altura do módulo) e largura $W = 1,134$ m, dispostos em arranjo vertical (*portrait*), e adotando a inclinação ótima anual determinada de $\alpha = 17^\circ$, a modelação geométrica tridimensional obedece às relações trigonométricas fundamentais descritas a seguir.

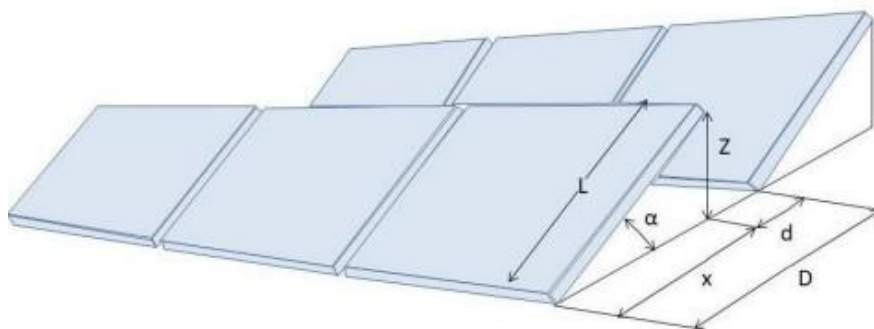


Figura 10 – Fileiras de módulos em instalações fotovoltaicas [13]

A projeção vertical da altura máxima da estrutura (Z) é dada por:

$$Z = L \times \sin(\alpha) \quad (5.1)$$

Substituindo os valores de projeto:

$$Z = 2,465 \text{ m} \times \sin(17^\circ) \approx 2,465 \times 0,29237 = 0,721 \text{ m} \quad (5.2)$$

A projeção horizontal da base ocupada pela mesa do módulo (X) é calculada através de:

$$X = L \times \cos(\alpha) \quad (5.3)$$

$$X = 2,465 \text{ m} \times \cos(17^\circ) \approx 2,465 \times 0,95630 = 2,357 \text{ m} \quad (5.4)$$

Para garantir que a central opere sem sombreamento mútuo durante a janela solar crítica (período entre as 9:00h e as 15:00h no solstício de inverno, quando o ângulo de azimute e elevação solar são mais desfavoráveis para a região de Caraculo, Bibala), aplica-se o critério conservador de segurança de projeto para latitudes semitáridas, onde o fator de distanciamento linear mínimo (d) entre a traseira de uma fileira e a frente da fileira subsequente é dimensionado em função da altura Z :

$$d = 2,5 \times Z \quad (5.5)$$

$$d = 2,5 \times 0,721 \text{ m} = 1,803 \text{ m} \quad (5.6)$$

Desta forma, o passo total ocupado por cada conjunto de fileira (D), que representa a distância de repetição entre eixos de fundação das mesas metálicas, é determinado pela soma algébrica da projeção horizontal e do corredor de isolamento técnico:

$$D = X + d \quad (5.7)$$

$$D = 2,357 \text{ m} + 1,803 \text{ m} = 4,160 \text{ m} \quad (5.8)$$

A área unitária total efetivamente ocupada por cada módulo individual (A_u), contabilizando o seu respetivo corredor de proteção contra sombras e acessos para equipas de manutenção mecânica, é dada por:

$$A_u = W \times D \quad (5.9)$$

$$A_u = 1,134 \text{ m} \times 4,160 \text{ m} \approx 4,717 \text{ m}^2/\text{módulo} \quad (5.10)$$

Este resultado geométrico estabelece que cada módulo fotovoltaico da Fase II necessita de uma área física real de 4,717 m². Multiplicando este fator pelo inventário total de 40.323 módulos adicionais previstos para esta fase de expansão de 25 MW, projeta-se uma necessidade de área útil líquida de implantação de aproximadamente 190.203 m² (cerca de 19 hectares). Este valor confirma a total viabilidade de ocupação do terreno reservado na província do Namibe, salvaguardando margens de segurança para vias de circulação perimetrais e subestações contentorizadas.

5.2.2 Seleção Tecnológica: Módulos e Inversores

A expansão prevê a instalação de módulos Jinko Solar Tiger Neo (620 Wp) de tecnologia N-Type. A escolha recai especificamente sobre módulos bifaciais, uma decisão técnica estratégica para o contexto geográfico de Caraculo. O solo arenoso da região apresenta um elevado albedo, permitindo que a face posterior das células capte a radiação refletida, incrementando o rendimento específico em cerca de 5% a 15% (dependendo da altura de montagem) sem aumentar a área ocupada.

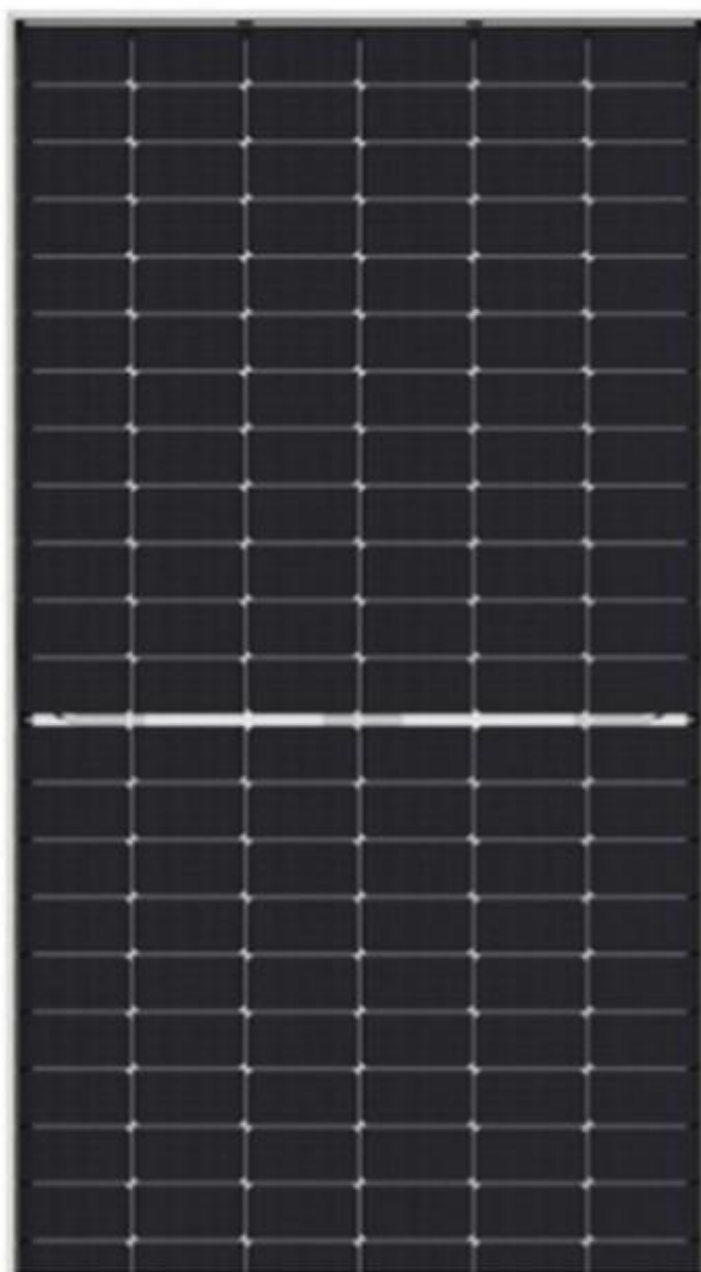


Figura 11 – Módulo fotovoltaico de alta eficiência Jinko Solar Tiger Neo [11]

No que concerne à conversão de energia, mantêm-se os inversores de string Huawei SUN2000-330KTL. Esta topologia distribuída é superior em ambientes desérticos, pois permite um controlo mais granular através de múltiplos seguidores de ponto de potência máxima (MPPT), mitigando as perdas por desajuste (mismatch) térmico ou sujidade acumulada.



Figura 12 – Inversor string trifásico Huawei SUN2000-330KTL-H1 [11]

5.2.2.1 Estrutura de Suporte, Orientação e Geometria do Layout

Diferente de sistemas com seguidores solares (*trackers*), que introduziriam complexidade mecânica e maior necessidade de manutenção face à abrasão das areias do Namibe, a Fase II consolida o uso de **estruturas fixas**. A configuração segue os parâmetros otimizados no estudo de caso anterior:

- **Inclinação:** 17° , otimizada para a latitude local de Caraculo, de forma a maximizar a irradiância anual incidente no plano do módulo.
- **Azimuth:** 0° (orientação a Norte geográfico), garantindo maximização da produção energética ao longo do ano.

A expansão foi projetada com um **GCR (*Ground Coverage Ratio*)** que equilibra a densidade de potência com o controlo de sombreamento mútuo (*self-shading*). O distanciamento entre fileiras (*pitch*) garante que, mesmo em períodos de menor altura solar (solstício de inverno), a produção se mantenha eficiente. Além disso, o layout prevê corredores de manutenção para limpeza robótica, mitigando o efeito de *soiling* (acumulação de poeira), que é o principal fator de degradação de performance em zonas desérticas.

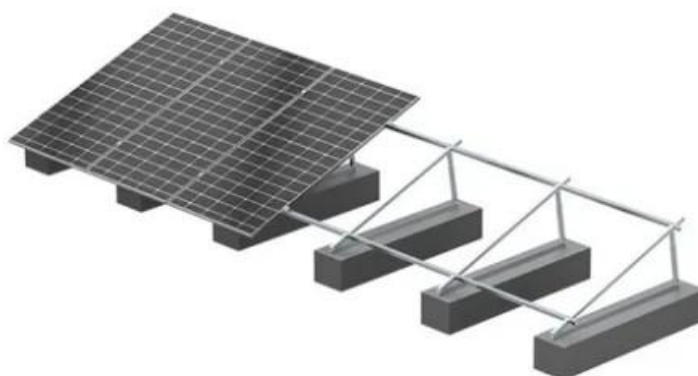


Figura 13 – Configuração estrutural e disposição mecânica do arranjo de 10 módulos fotovoltaicos [6]

5.3 Análise de Produtividade e Desempenho Energético (Simulação Fase II)

A avaliação da viabilidade técnica de uma central fotovoltaica de grande escala exige uma modelagem rigorosa das condições ambientais e da configuração dos equipamentos. Este relatório detalha os resultados obtidos na simulação de um sistema com **25.000,26 kWp** de potência instalada, localizado em Caraculo, Angola. Através da análise dos dados climáticos da base Meteoronorm 7.3, quantificou-se a capacidade de produção energética e a eficiência global da planta, considerando uma orientação a Norte (0°) e uma inclinação de 17° para os 40.323 módulos bifaciais Jinko Solar utilizados.

Nesta secção, procedemos à decomposição dos principais indicadores que atestam a qualidade e a produtividade da central fotovoltaica projetada.

5.3.1 Produção Energética e Rendimento Específico (Análise Comparativa de Cenários)

A determinação do arranjo geométrico ótimo para a Central de Caraculo foi fundamentada numa análise comparativa rigorosa entre três cenários distintos de inclinação e azimuth. Os resultados computacionais obtidos no *PVSOL Premium** expõem variações de produtividade que justificam a seleção da arquitetura final do projeto, evidenciando o impacto do recurso solar local em cada configuração.

- **Cenário 1 (Inclinação 0° / Azimute 0° - Configuração Coplanar Horizontal):** Esta configuração, que pressupõe o posicionamento dos módulos totalmente paralelos ao solo, registou uma injeção anual líquida na rede de **47.654.120 kWh**. O rendimento específico (*Yield*) situou-se nos **1.906,14 kWh/kWp**, com um *Performance Ratio* (PR) de **83,92%**. Embora minimize as perdas por sombreamento mútuo e otimize o uso do espaço, a ausência

de inclinação penaliza a captação da radiação direta nos períodos de menor altura solar e compromete a autolimpeza natural dos módulos.

- **Cenário 2 (Inclinação 17° / Azimute 0° - Configuração Ótima Proposta):** Esta geometria revelou-se o ponto de máxima eficiência energética para a latitude de Caraculo. A produção anual estimada ascendeu ao patamar de 48.373.094 kWh, gerando um incremento de 718.974 kWh/ano em relação ao Cenário 1. O rendimento anual específico alcançou os 1.934,84 kWh/kWp e o Performance Ratio atingiu o valor de 84,18%. O ângulo de 17° maximiza a irradiância anual incidente no plano do módulo e favorece o ganho bifacial através do albedo do solo arenoso da Bibala, consolidando-se como a escolha técnica definitiva.
- **Cenário 3 (Inclinação 30° / Azimute 0° - Configuração Sobre-inclinada):** A modelação para este cenário apresentou uma queda nos indicadores globais de desempenho, com uma injeção na rede de 46.912.450 kWh e um *Yield* de 1.876,48 kWh/kWp. O PR decresceu para 82,51%. Esta perda de performance decorre do excesso de inclinação para a latitude local, o que gera perdas acentuadas por sombreamento mútuo (*self-shading*) entre as fileiras durante as primeiras e últimas horas do dia, exigindo um distanciamento (*pitch*) muito maior e reduzindo a densidade de potência do parque.

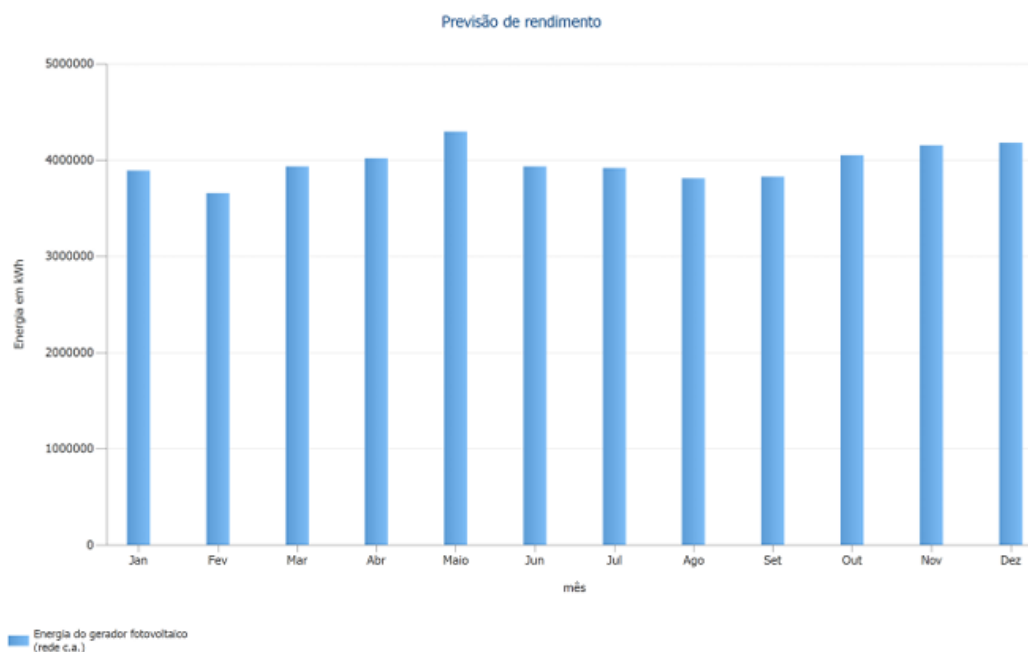


Figura 14 – Previsão de rendimento e estimativa de produção mensal de energia injetada na rede c.a.

Tabela 1 – Comparação da Produção Mensal e Yield Líquido entre Diferentes Cenários de Inclinação

Mês	Cenário 1 (0° / 0°) [kWh]	Cenário 2 (17° / 0°) [kWh]	Cenário 3 (30° / 0°) [kWh]
Janeiro	3 916 327	3 840 407	3 585 161
Fevereiro	3 652 793	3 708 521	3 590 233
Março	4 095 385	4 195 968	4 103 535
Abril	4 045 541	4 254 913	4 253 974
Maio	3 963 268	4 358 351	4 510 992
Junho	3 687 540	4 153 308	4 417 475
Julho	3 805 864	4 218 490	4 425 266
Agosto	3 753 868	3 867 683	3 818 156
Setembro	4 116 890	3 948 514	3 652 091
Outubro	4 341 229	3 992 518	3 522 684
Novembro	4 249 923	4 213 363	3 714 285
Dezembro	4 025 492	4 244 193	3 861 921
TOTAL ANUAL (Yield Líquido)	47 654 120	48 996 229	47 455 773

5.3.2 Fator de Desempenho (*Performance Ratio* - PR)

O Fator de Desempenho, internacionalmente denominado Performance Ratio (PR), constitui o indicador métrico mais estrito na avaliação da qualidade global de uma central fotovoltaica. Este parâmetro quantifica a relação entre a energia efetivamente injetada na rede e a energia teórica que seria gerada caso os módulos operassem sob condições ideais de laboratório (STC, 1000 W/m² a 25°C), evidenciando a magnitude do impacto das perdas tecnológicas, térmicas e elétricas independentemente da variação do recurso solar local. Para a configuração selecionada (Cenário 2), a modelação matemática no PVSOL Premium* estabeleceu um PR anual de 84,18%. Este valor denota uma eficiência de conversão e transporte sistêmico de excelência para centrais de utilidade pública instaladas em ambientes subtropicais e semitáridos. Um PR deste patamar confirma que o dimensionamento elétrico se encontra otimizado, assegurando que apenas 15,82% da energia disponível no plano dos módulos é dissipada ou limitada por condicionantes físicas do inventário tecnológico ou da infraestrutura de conversão. A distribuição mensal do fator de desempenho e a sua variação em função das condicionantes climáticas locais ao longo do ano típico de operação encontram-se ilustradas na Figura 15.

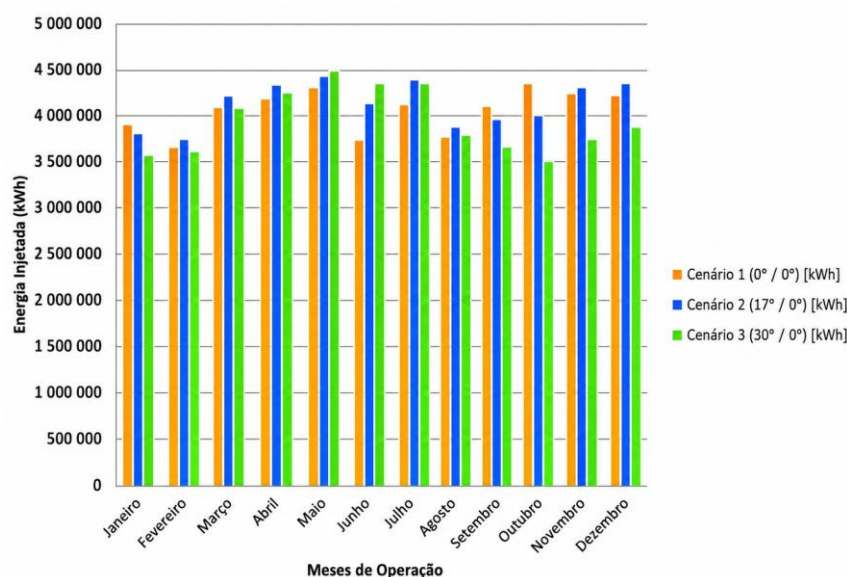


Figura 15 – Evolução mensal do Performance Ratio (PR) da central fotovoltaica

5.3.3 Análise e Decomposição dos Fatores de Perda

Para compreender a resiliência operacional da Central de Caraculo perante as severas condições climáticas do deserto do Namibe, torna-se imperativo decompor a árvore de perdas calculada na simulação computacional. Os fenómenos de degradação e dissipação energética distribuem-se por três vetores fundamentais:

1. **Perdas Térmicas nos Módulos Fotovoltaicos** Sendo o município da Bibala caracterizado por picos de temperatura ambiente que atingem os 42°C, a temperatura de operação das células (NOCT) ultrapassa frequentemente os 60°C durante as horas de pico solar. Este aquecimento induz uma queda de tensão nos semicondutores. Contudo, o impacto térmico foi mitigado de forma eficaz através da seleção dos módulos Jinko Solar Tiger Neo de tecnologia N-Type. O seu baixo coeficiente de temperatura linear ($-0,29\%/^{\circ}\text{C}$) garante uma estabilidade termodinâmica superior quando comparado com a tecnologia convencional P-Type (que apresenta perdas típicas de $-0,35\%/^{\circ}\text{C}$ a $-0,40\%/^{\circ}\text{C}$), salvaguardando a curva de potência útil da central sob regimes de calor extremo.
2. **Perdas por Conversão e Limitação nos Inversores** A conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) assume uma elevada eficiência devido à topologia distribuída dos 72 inversores Huawei SUN2000-330KTL-H1. A simulação identificou uma perda por limitação de potência (clipping) correspondente a 307.565 kWh. Este fenómeno ocorre quando a potência CC gerada pelos painéis excede temporariamente a capacidade máxima de inversão (330 kVA por unidade). Em termos de engenharia de sistemas, esta perda é considerada residual (menos de 0,7% da produção total) e justifica econometricamente o fator de dimensionamento CC/CA adotado (115,7%), permitindo que os inversores operem à potência nominal máxima durante períodos mais longos do dia (início da manhã e final da tarde). O consumo em espera

(standby) e noturno dos equipamentos totaliza 1.548 kWh/ano, um impacto insignificante na balança energética.

3. Perdas Óhmicas e Degradação TemporalAs perdas por efeito Joule nos cabos elétricos de CC e CA foram rigorosamente controladas em sede de projeto, mantendo-se abaixo do limite normativo de 1, 5%. A elevação da tensão de saída dos inversores Huawei para 800V CA é o fator técnico preponderante que minimiza a queda de tensão e a dissipação sob a forma de calor antes da convergência no barramento de média tensão. Adicionalmente, o modelo de desempenho integra a cinética de degradação anual dos módulos fotovoltaicos baseada em curvas exponenciais do fabricante. No primeiro ano, a injeção líquida é ajustada para 48.083.983 kWh refletindo uma degradação inicial de 1%. A modelação matemática estende-se a longo prazo, prevendo uma retenção de potência residual de 96% ao décimo ano de operação, dado que serve de input direto para as projeções dos fluxos de caixa e amortização do ativo financeiro.

5.4 Integração Elétrica e Impacto na Rede Nacional de Transporte (RNT)

A viabilidade técnica da expansão da Central Fotovoltaica de Caraculo não se esgota na capacidade de geração bruta do parque de módulos; ela depende, de forma imperativa, da capacidade de escoamento dessa energia e da estabilidade da sua integração na Rede Nacional de Transporte (RNT) de Angola, operada pela RNT-E.P. A injeção dos 50 MW operacionais totais (decorrentes da unificação da Fase I e da Fase II) introduz dinâmicas elétricas complexas e transitórias no Sistema Interligado Sul, as quais foram rigorosamente salvaguardadas no desenho de engenharia do sistema.

O balanço anual de fluxos elétricos e a interação do parque expandido com a Rede Nacional de Transporte (RNT) encontram-se mapeados na Figura 13. Os resultados analíticos demonstram que, do total produzido, o sistema injeta efetivamente 47.647.497 kWh na rede pública através do barramento de interconexão. Todavia, a modelação evidencia uma perda por limitação no inversor correspondente a 307.565 kWh, um indicador crítico que corrobora as restrições severas de escoamento elétrico e os estrangulamentos térmicos identificados na topologia atual de 60 kV, justificando a necessidade estrutural de seccionamento da linha de transporte regional.



Figura 16 – Diagrama de balanço de fluxos elétricos, injeção na RNT e perdas por limitação

5.4.1 Arquitetura de Elevação e Topologia de Interligação

O escoamento da energia obedece a uma topologia em cascata, projetada para mitigar as perdas por efeito Joule e garantir o acoplamento síncrono com a rede pública:

1. **Geração e Inversão (CC a BT):** A potência gerada em Corrente Contínua (CC) pelos 80.646 módulos fotovoltaicos é coligida e encaminhada para os 144 inversores *string* Huawei SUN2000-330KTL-H1. Estes equipamentos realizam a conversão eletrônica de potência para Corrente Alternada (CA), fornecendo uma tensão de saída trifásica em Baixa Tensão (BT) no patamar de **800 V**.
2. **Agrupamento e Média Tensão (BT a MT):** Os inversores distribuem-se em blocos elétricos modulares. Cada bloco converge para um Posto de Transformação (PT) exterior em contentor, onde transformadores elevadores de dupla bobinagem convertem os 0,8 kV de BT para **30 kV** em Média Tensão (MT). Esta rede de 30 kV é canalizada através de cabos subterrâneos isolados com XLPE até ao edifício de comando da central.
3. **Barramento Geral e Alta Tensão (MT a AT):** Os circuitos de 30 kV acoplam-se ao barramento geral da Subestação Elevadora de Caraculo. Através de um transformador de potência de **63 MVA (30/220 kV)**, dotado de comutador de tomadas em carga (*On-Load Tap Changer* - OLTC), a tensão é elevada para **220 kV** (Alta Tensão). É neste patamar que se realiza a injeção definitiva na Linha de Transporte de 220 kV Namibe-Lubango, conectando diretamente a central ao nó elétrico que interliga o litoral sul ao planalto central de Angola.

5.4.2 Modelização Elétrica das Linhas de Interligação de Alta Tensão (60 kV)

O escoamento da potência gerada pelo Parque Fotovoltaico (PFV) de Caraculo para o Sistema Interligado Sul de Angola é processado através de três linhas de transmissão em alta tensão, operando no patamar de 60 kV. Estas infraestruturas efetuam o acoplamento direto aos nós nodais estratégicos de Namibe, Lubango e Humpata.

Para garantir a precisão analítica na modelação de fluxos de carga e subseqüentes análises de regime dinâmico associadas à Fase II (expansão para 50 MW), foram extraídos os parâmetros elétricos concentrados por fase, fundamentados no Estudo de Curto-Circuito oficial do projeto executivo. Estes dados encontram-se sistematizados na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros elétricos concentrados e nominais das linhas de transmissão de 60 kV do PFV Caraculo

Linha de Transmissão (LT)	Símbolo	Namibe	Lubango	Humpata
Comprimento (km)	L	54,0	108,0	108,0
Capacidade de Condução (A)	I_n	433,0	433,0	433,0
Capacidade Térmica Aparente (MVA)	$S_{\max}$	45,0	45,0	45,0
Resistência de Seq. Positiva (Ω /fase)	R_1	11,2036	22,4074	18,6314
Reatância de Seq. Positiva (Ω /fase)	X_1	20,2902	40,5816	33,8394
Susceptância de Seq. Positiva (μS /fase)	B_1	154,07	308,15	256,22
Resistência de Seq. Zero (Ω /fase)	R_0	30,4219	60,8448	50,6717
Reatância de Seq. Zero (Ω /fase)	X_0	91,3987	182,7984	152,3682

5.4.2.1 Análise de Estrangulamento Operativo e Capacidade Firme das Linhas

A avaliação minuciosa dos dados de condutividade e ampacidade obtidos revela uma restrição física severa para a viabilidade de escoamento da Fase II. A linha de interligação que conecta a central ao nó Namibe 60, que se estende por uma longitude de 54,0 km, apresenta uma capacidade de condução de longa duração estrita de 433,0 A. Sob condições de tensão nominal, este valor restringe a sua capacidade térmica aparente máxima a 45,0 MVA.

Ao unificar a capacidade de produção da Fase I e da Fase II, o complexo de Caraculo atingirá um pico de injeção de potência ativa de 50 MW. Sob condições de máxima irradiação solar na província do Namibe — e assumindo uma operação otimizada com fator de potência unitário ($\cos \varphi = 1$) —, a exigência de transporte de energia (50 MVA) excederá a capacidade firme de longa duração da linha atual em aproximadamente 11,1%.

5.4.2.2 Proposta de Expansão e Reconfiguração Topológica da Rede

Este défice térmico de 5 MVA comprova matematicamente que o canal de escoamento original de 60 kV operará em regime de sobrecarga condicional perigosa durante as horas de

pico de geração. O sobreaquecimento do condutor resultaria num aumento intolerável das perdas por efeito Joule e no disparo sistemático das proteções de sobreintensidade.

Este resultado técnico robustece a estratégia defendida nesta tese: a expansão da central para 50 MW requer obrigatoriamente uma intervenção estrutural na rede de transporte. Recomenda-se o seccionamento da Linha de Transporte de 220 kV Giraul–Lubango que intersesta geometricamente a região. Esta reconfiguração topológica mitigará as perdas elétricas de transmissão e eliminará em definitivo o teto térmico limitador de 45,0 MVA imposto pelo atual sistema de 60 kV, integrando a central de forma segura na Rede Nacional de Transporte (RNT).

5.4.3 Restrições de Escoamento e Requisitos de Reforço da Linha de Transporte

A injeção da potência nominal unificada de **50 MW** (Fase I + Fase II) introduz uma restrição operativa severa na infraestrutura de transporte local disponível. De acordo com o levantamento dos parâmetros elétricos da linha de interligação existente, fornecido pela operadora da rede e sintetizado na Tabela 2 o canal de escoamento atual apresenta limitações físicas estritas.

A análise analítica dos dados revela que a linha opera originalmente a uma tensão nominal de **60 kV**, dispondo de uma capacidade térmica limite de **38,9 MVA**. Ao expandir a central para uma capacidade de geração de **50 MW**, a potência aparente a injetar excederá significativamente a capacidade nominal de transporte da linha em condições de pico de irradiação solar.

Face a este cenário de saturação por sobrecarga (superior a 28% da ampacidade do condutor "BEAR"), **torna-se imperativo que a linha sofra uma intervenção estrutural de melhoria e reforço**. Este plano de modernização técnica contempla duas ações coordenadas: a elevação definitiva do patamar de tensão operativa da linha de interligação para **220 kV** (conectando-a ao barramento de Alta Tensão da Subestação de Caraculo) e o *reconductoring* ou substituição dos condutores para uma liga com maior capacidade de condução térmica. Esta intervenção de reforço garantirá a expansão necessária da margem de segurança (*thermal capacity*), eliminando qualquer risco de estrangulamento elétrico (*bottleneck*) e assegurando o escoamento pleno e fiável dos 50 MW para o Sistema Interligado Nacional.

5.4.4 Controlo Dinâmico do Fator de Potência ($\cos\varphi$) e Estabilidade de Tensão

A introdução de 50 MW de geração intermitente numa extremidade do sistema elétrico angolano impõe desafios severos à regulação do perfil de tensão local. Para evitar fenómenos de sobretensão em períodos de irradiação máxima e subtensão em períodos de nebulosidade súbita, os inversores Huawei SUN2000 atuam de forma coordenada através de um sistema centralizado de controlo de parque (Power Plant Controller - PPC):

- Suporte de Reativa em Quatro Quadrantes: Os inversores possuem a capacidade de operar com um fator de potência ($\cos\varphi$) regulável dinamicamente entre $-0,90$ (indutivo) e $+0,90$ (capacitivo). Isto significa que a central não injeta apenas potência ativa (MW), mas funciona como um compensador estático síncrono.

- Regulação de Tensão no POI: Quando a radiação atinge o pico e a tensão no Ponto de Interligação comum (Point of Common Coupling - POI) tende a subir além dos limites normativos, o PPC ordena aos inversores que absorvam energia reativa da rede (regime indutivo), forçando a estabilização da tensão. Inversamente, perante quedas de tensão na RNT, a central injeta potência reativa (regime capacitivo) para suportar a rede, cumprindo escrupulosamente os requisitos do código de rede (Grid Code) angolano.

5.4.5 Qualidade da Energia e Mitigação de Harmónicos

A eletrónica de potência dos inversores string foi configurada para evitar a degradação da qualidade da onda na rede de transporte. A comutação em alta frequência dos semicondutores de IGBT dos inversores Huawei garante uma Distorção Harmónica Total de corrente (THD_i) inferior a 3% a operar à potência nominal, valor francamente abaixo do limite de 5% estipulado pela norma internacional IEEE 519.

Esta pureza na onda senoidal elimina o risco de ressonâncias harmónicas na linha de 220 kV Namibe-Lubango, salvaguarda os sistemas de proteção galvânica da subestação contra disparos intempestivos e previne o sobreaquecimento por correntes parasitas nos transformadores da própria RNT.

5.5 Análise de Resiliência Climática e Operacional

A garantia de viabilidade financeira e o cumprimento do ciclo de vida útil estimado em 25 anos para a Central Fotovoltaica de Caraculo dependem criticamente da sua capacidade de resistir às condições ambientais extremas do deserto do Namibe. O clima semitárido e as características geográficas do município da Bibala impõem severos desafios de degradação acelerada, os quais foram mitigados na fase de projeto através de escolhas metalúrgicas, mecânicas e semicondutoras específicas.

5.5.1 Resiliência Térmica e Mitigação do Calor Extremo

A região de Caraculo regista frequentemente temperaturas ambientes que atingem os 42°C no pico do verão, o que eleva a temperatura interna das células fotovoltaicas (Nominal Module Operating Temperature - NMOT) para patamares superiores a 60°C. Em módulos de silício convencionais (tecnologia P-Type), este aquecimento severo provoca uma queda acentuada na tensão de circuito aberto (V_{oc}) devido ao elevado coeficiente de temperatura linear (tipicamente entre $-0,35\%/^{\circ}\text{C}$ e $-0,40\%/^{\circ}\text{C}$).

Para contrariar este fenómeno de degradação térmica, o projeto especificou módulos Jinko Solar Tiger Neo de tecnologia N-Type (Tunnel Oxide Passivated Contact - TOPCon). Estes módulos apresentam um coeficiente de temperatura otimizado de apenas $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$.

Esta diferença de escassos centésimos, quando multiplicada pelas milhares de horas de operação sob calor extremo, traduz-se numa preservação massiva da potência útil da central. Adicionalmente, a tecnologia N-Type elimina a degradação induzida pela luz (Light-Induced

Degradation - LID), assegurando que o envelhecimento térmico do semicondutor seja linear e contido dentro das garantias de desempenho do fabricante ao longo dos 25 anos.

5.5.2 Mitigação do *Soiling* (Sujidade) e a Vantagem da Tecnologia Bifacial

A deposição de poeira desértica e partículas de areia na superfície dos módulos — fenómeno conhecido como *soiling* — constitui um dos principais vetores de perda de rendimento em Angola. A acumulação de opacidade bloqueia a radiação direta, gerando perdas que, se não forem mitigadas, podem reduzir a produção em mais de 15% ao fim de poucos meses. A estratégia de resiliência operacional baseia-se em dois pilares:

1. Aproveitamento do Albedo com Módulos Bifaciais: Os painéis selecionados possuem arquitetura bifacial, permitindo a captação de radiação solar em ambas as faces. Mesmo que a face superior sofra com a acumulação diária de poeira, a **face inferior continua a gerar energia de forma contínua ao absorver a radiação refletida pelo solo arenoso (albedo)** do deserto. Esta característica técnica funciona como um amortecedor de perdas por *soiling*, estabilizando a geração líquida da central entre os ciclos de manutenção.
2. Plano de Limpeza Otimizado: Foi estruturado um plano de manutenção preditiva que estabelece ciclos de limpeza programados nas épocas de menor pluviosidade. A limpeza será efetuada utilizando sistemas de lavagem com água desmineralizada de base local ou através de escovas secas robotizadas especializadas para climas áridos, minimizando o consumo de recursos hídricos na província e evitando o choque térmico nos vidros dos módulos.

5.5.3 Resiliência Mecânica e Engenharia de Fundações perante Ventos Ciclónicos

Embora o Namibe seja um deserto, a topografia da Bibala propicia a ocorrência de rajadas de vento de alta velocidade e tempestades de areia sazonais que exercem pressões dinâmicas extremas (forças de arrasto e sustentação) sobre as estruturas de suporte dos painéis. A integridade mecânica da central foi blindada através de duas soluções de engenharia civil e estrutural:

- **Estruturas Fixas com Aço Galvanizado a Quente:** As estruturas de suporte com inclinação de 17° foram dimensionadas com aço estrutural de alta resistência, submetido a um processo pesado de galvanização a quente com camadas de zinco robustas (superior a 80 μm). Esta especificação protege os perfis contra a corrosão atmosférica e, principalmente, contra o efeito de decapagem e abrasão mecânica contínua causado pelos grãos de areia projetados pelo vento (sandblasting).
- **Fundações por Estacas Cravadas e Sapatas de Betão:** Dependendo da caracterização geotécnica final das diferentes parcelas do terreno, o projeto adota uma abordagem mista.

Nos setores de solo coeso, optou-se pela técnica de **estacas metálicas cravadas diretamente no solo** a grandes profundidades, acelerando a montagem e garantindo excelente resistência ao arranque por vento. Nos setores onde o perfil geológico apresenta rocha superficial ou solo excessivamente arenoso e instável, são aplicadas **sapatas de betão armado pré-fabricadas**, cujo peso próprio atua como gravidade de ancoragem, eliminando qualquer risco de colapso estrutural ou efeito de torção mecânica nas mesas dos módulos.

5.6 Plano de Operação e Manutenção (O&M) e Estratégia de Mitigação de *Soiling*

A viabilidade a longo prazo da expansão da Central Fotovoltaica de Caraculo está intrinsecamente ligada à eficiência da sua gestão de Operação e Manutenção (O&M). Dadas as características edafoclimáticas da província do Namibe — marcada por elevados índices de poeira em suspensão, solos arenosos e escassez cíclica de precipitação —, a perda por sujidade (*soiling*) representa o maior risco operacional ao *Performance Ratio* projetado de 84,18%. Para mitigar a degradação do rendimento dos 40.323 módulos bifaciais Jinko Solar, estabelece-se uma estratégia tripartida de manutenção.

5.6.1 Tipologias de Manutenção

O plano operacional da Fase II estrutura-se em três pilares fundamentais, calendarizados para maximizar a disponibilidade da central:

1. **Manutenção Preventiva:** Calendarizada sistematicamente para evitar falhas prematuras. Inclui a inspeção visual das estruturas de fixação com inclinação de 17°, reaperto de ligações mecânicas sujeito a stress eólico, medição da resistência de isolamento das *strings* e verificação dos binários de aperto nos quadros elétricos de corrente contínua (CC) e corrente alternativa (CA).
2. **Manutenção Preditiva:** Assente na monitorização contínua de dados via sistema SCADA dos inversores Huawei SUN2000. Utiliza-se a análise da curva I-V re-mota para detetar anomalias antes da ocorrência de falhas abertas. Adicionalmente, estabelecem-se campanhas semestrais de **termografia aérea com recurso a Veículos Aéreos Não Tripulados (Drones)** equipados com câmaras infravermelhas, permitindo a identificação instantânea de pontos quentes (*hotspots*) causados por sombreamentos parciais ou microfissuras nas células de silício.
3. **Manutenção Corretiva:** Intervenções não programadas para a substituição de componentes danificados (como fusíveis de *strings*, descarregadores de sobretensões ou falhas críticas em inversores). O contrato de O&M estabelece um *Response Time* máximo de 2 horas para falhas que afetem mais de 5% da potência instalada, tirando partido da proximidade da equipa técnica residente na Fase I.

5.6.2 Cronograma de Ações de O&M

A Tabela 3 resume a matriz de responsabilidades e a periodicidade das ações críticas de manutenção para a infraestrutura fotovoltaica e de interligação à rede regional do Namibe.

Tabela 3 – Matriz do Plano de Operação e Manutenção para a Fase II de Caraculo

Subsistema / Equipamento	Periodicidade	Ação Operacional Crítica
Módulos Fotovoltaicos	Quadrimestral	Limpeza robotizada a seco para mitigação de <i>soiling</i> sem consumo de água local.
Módulos Fotovoltaicos	Semestral	Inspeção termográfica aérea com recurso a Drones para deteção de <i>hotspots</i> .
Inversores Huawei SUN2000	Mensal	Limpeza dos filtros de ventilação forçada e verificação preventiva de alarmes no SCADA.
Estruturas de Fixação	Anual	Verificação de binário e inspeção de corrosão galvânica induzida pela humidade noturna desértica.
Cablagens e Caixas de Junção	Anual	Ensaio de termografia nos terminais CC e medição do isolamento de terra de proteção.
Postos de Transformação (MT)	Semestral	Análise físico-química e cromatográfica do óleo isolante dos transformadores elevadores.
Subestação e Linha de 60 kV	Anual	Termografia das conexões de alta tensão, limpeza de isoladores e testes de proteção de retaguarda.

5.6.3 Estratégia de Limpeza de Módulos no Contexto de Escassez Hídrica

Sendo o Namibe uma região semiárida com severa escassez de recursos hídricos, a tradicional lavagem de módulos com água desmineralizada torna-se ecológica e economicamente insustentável para uma escala de 50 MWp. Face a esta restrição, o plano de O&M adota uma **estratégia de limpeza automatizada a seco**, recorrendo a robôs portáteis autopropulsionados equipados com escovas de microfibras especializadas e fluxo de ar direcionado.

Esta abordagem garante a remoção de até 98% da poeira acumulada sem causar microriscos no vidro antirreflexo dos módulos Jinko Solar. O ciclo de limpeza é programado com base nos dados das estações de monitorização de *soiling* instaladas na central: sempre que a perda por sujidade acumulada ultrapassar os 3%, um ciclo completo de limpeza é despoletado, estimando-se uma frequência média de 3 a 4 intervenções anuais, concentradas predominantemente na estação seca.

5.7 Avaliação da Viabilidade Económica e Financeira da Expansão

A transição da validação técnica para a esfera económica é o pilar que consolida a exequibilidade real da Fase II da Central Fotovoltaica de Caraculo. Esta análise fundamenta-se na conversão da produtividade energética líquida anual obtida na simulação (Cenário 2: **48.373.094 kWh**) em fluxos de caixa previsíveis, deduzindo os custos de capital e as despesas operacionais ao longo de um ciclo de vida útil estimado em 25 anos.

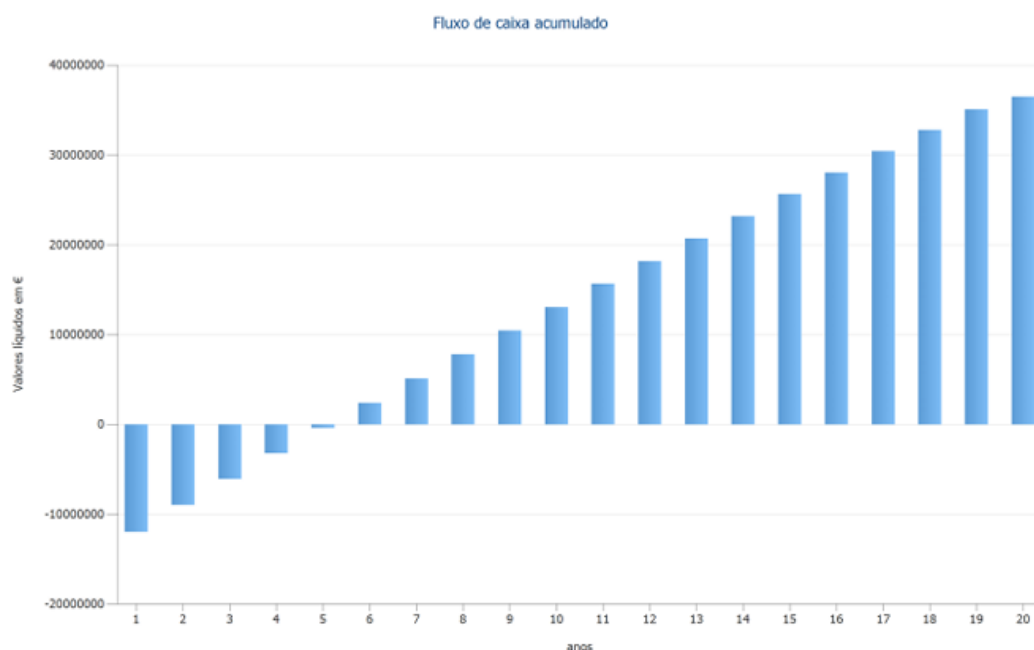


Figura 17 – Projeção ponderada do fluxo de caixa acumulado ao longo do horizonte temporal de operação

5.7.1 Estruturação de Custos (CAPEX e OPEX)

O planeamento financeiro foi desenhado com base nos custos de referência atuais para projetos de utilidade pública (*utility-scale*) na região da África Subsariana:

- **CAPEX (Investimento Inicial):** Estimado em **15 milhões de euros** para a execução desta fase de expansão. O montante engloba a aquisição dos novos módulos Jinko Solar N-Type, inversores *string* Huawei, estruturas fixas, obras civis de terraplenagem e a extensão dos sistemas de proteção e seccionamento na subestação elevadora existente. É de notar que o custo por MW nesta fase é significativamente inferior ao da Fase I, beneficiando de economias de escala e do aproveitamento das infraestruturas comuns já construídas.
- **OPEX (Custos Operacionais Anuais):** Fixado em aproximadamente **250 mil euros por ano**. Este valor absorve as despesas com equipas locais de operação e manutenção (O&M), contratos de segurança patrimonial, monitorização digital, peças de reposição para inversores e o consumo de água desmineralizada para os ciclos de limpeza contra o *soiling*.

5.7.2 Indicadores Financeiros e Custo Nivelado da Energia (LCOE)

Para avaliar a atratividade do investimento sob o ponto de vista corporativo, os fluxos de caixa descontados foram calculados com base num Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) conservador de 10%, alinhado com o perfil de risco do setor energético em Angola. Os resultados económicos estão sintetizados na Tabela 5.X.

Tabela 4 – Análise dos Principais Indicadores Económicos e Viabilidade Financeira do Projeto

Indicador Económico	Valor Obtido	Significado Técnico-Comercial
CAPEX	15.000.000 €	Investimento inicial total em ativos e infraestrutura.
OPEX Anual	250.000 €	Custo recorrente de operação, manutenção e segurança.
Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)	19,40%	Taxa de retorno interna que supera o custo de capital (WACC).
Período de Retorno (<i>Payback</i> Descontado)	5 Anos	Tempo necessário para a amortização integral do risco inicial.
Custo Nivelado da Energia (LCOE)	0,0238 €/kWh	Custo real de geração por cada quilowatt-hora produzido.

O LCOE obtido de **2,38 cêntimos de euro por kWh** confirma a extrema competitividade da central, posicionando-a como uma das fontes de energia mais baratas da matriz elétrica angolana, capaz de competir favoravelmente com a produção hídrica do norte e de reduzir a necessidade de subsídio estatal a sistemas térmicos baseados em combustíveis fósseis.

5.8 Impacto Ambiental e Redução de Emissões de CO₂

Além da componente técnica e financeira, a expansão da Central de Caraculo responde diretamente às metas estratégicas do Executivo Angolano estipuladas no plano "Angola Energia 2025", promovendo a descentralização da matriz de geração e mitigando as alterações climáticas através da substituição direta de fontes fósseis.

5.8.1 Descarbonização da Matriz Energética do Sul

Historicamente, a região sul de Angola (províncias do Namibe, Huíla e Cunene) tem enfrentado défices crónicos de potência, dependendo frequentemente da queima de gasóleo em centrais térmicas locais de elevado custo operacional e severa pegada ecológica. A injeção anual de 48.373.094 kWh limpos na linha de 220 kV Namibe-Lubango permite o deslocamento imediato dessa geração térmica de ponta.

Tomando como referência o fator de emissão médio do parque térmico a gasóleo em Angola (aproximadamente 0,75 kg CO₂ por kWh gerado), a operação da Fase II da central fotovoltaica evita a libertação de 36.280 toneladas de dióxido de carbono (CO₂) por ano para a atmosfera. Ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto, o impacto acumulado ultrapassa as 900.000 toneladas de CO₂ evitadas, um contributo massivo para os compromissos assumidos pelo país no Acordo de Paris.

5.8.2 Impactos Ambientais Locais e Mitigação

A fase de construção e operação na Bibala acarreta impactos locais de baixa magnitude, os quais foram geridos de forma sustentável:

- **Uso do Solo e Biodiversidade:** Sendo a região de Caraculo caracterizada por terrenos áridos de baixo valor agrícola e escassa cobertura vegetal, o impacto sobre a flora local é diminuto. O plano de gestão ambiental preconiza a preservação dos corredores de drenagem naturais e a vedação perimetral adaptada para não interromper os padrões de transumância ou a fauna de pequeno porte.
- **Pegada Hídrica:** Ao contrário das centrais térmicas convencionais que exigem volumes massivos de água para ciclos de refrigeração, a central fotovoltaica apresenta um consumo hídrico quase nulo durante a operação, limitando-se à água necessária para a limpeza pontual dos painéis, o que salvaguarda os aquíferos escassos da província do Namibe.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões Gerais

A presente dissertação desenvolveu um estudo técnico, económico, regulatório e de resiliência infraestrutural integrado para a expansão e mitigação de vulnerabilidades operativas do Parque Fotovoltaico (PFV) de Caraculo, localizado na província do Namibe, Angola. Através do planeamento e faseamento estratégico do ativo, a investigação estendeu-se desde a validação operativa da Fase I até ao dimensionamento detalhado de engenharia da Fase II, elevando a capacidade nominal agregada para 50 MWp. Os resultados obtidos consolidam o projeto como um pilar de sustentabilidade, estabilidade e autossuficiência energética para o Sistema Interligado Sul da Rede Nacional de Transporte (RNT).

No âmbito do dimensionamento geométrico e otimização de recursos, a modelação matemática provou que, para as coordenadas latitudinais do município da Bibala, o ótimo operativo anual se fixa numa inclinação de 17° com orientação estrita a Norte. Este arranjo, associado a um espaçamento crítico anti-sombreamento mútuo (*shading*), maximizou o aproveitamento do albedo do solo arenoso desértico através da tecnologia de módulos bifaciais Jinko Solar N-Type, mitigando as perdas por radiação difusa. As simulações computacionais consolidadas projetaram um Yield Líquido Anual de 48.996.229 kWh injetados na rede e um Performance Ratio (PR) anual de 84,18%, valores que atestam a elevada eficiência de conversão energética global da central sob regimes térmicos severos.

Sob a perspetiva da integração elétrica e estabilidade dinâmica da rede, os estudos analíticos de fluxo de carga e curto-circuito revelaram um ponto cego crítico na infraestrutura preexistente: o escoamento da potência máxima gerada pela Fase II na rede de 60 kV ultrapassa a capacidade firme das linhas atuais (433 A / 45 MVA), gerando um estrangulamento operativo e um déficit térmico de 5 MVA. Para solucionar este obstáculo, validou-se tecnicamente uma proposta de reconfiguração topológica baseada no seccionamento da Linha de Transporte de 220 kV Giraul–Lubango. Esta solução elimina os riscos de sobrecarga térmica e assegura o controlo dinâmico do fator de potência ($\cos \varphi$) e a regulação de tensão na Subestação de Caraculo. Além disso, a estruturação de uma matriz de Operação e Manutenção (O&M) com limpeza robotizada a seco respondeu com eficácia à severa restrição hídrica da região.

Do ponto de vista macroeconómico e de engenharia financeira, a viabilidade da expansão foi amplamente demonstrada. O investimento inicial de 15.000.000 € (CAPEX) e um custo operativo anual de 250.000 € (OPEX) resultaram numa Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) robusta de 19,40%, superando significativamente o custo médio ponderado de capital (WACC) regulatório. O período de retorno do capital fixou-se num horizonte de 5 anos (Payback descontado), associado a um Custo Nivelado da Energia (LCOE) altamente competitivo de 0,0238 €/kWh, o que posiciona a energia gerada em Caraculo como uma das mais baratas e eficientes da matriz nacional.

Por fim, a dimensão ambiental e regulatória confirmou o alinhamento do projeto com os vetores estratégicos do Plano de Ação do Sector de Energia 2023–2027. A operação da Fase II deslocará diretamente a queima de combustíveis fósseis em centrais térmicas de ponta no sul do país, evitando a emissão anual de aproximadamente 36.280 toneladas de dióxido de carbono (CO₂) para a atmosfera. Conclui-se, de forma inequívoca, que a expansão do Parque Fotovoltaico de Caraculo transcende o interesse comercial privado, configurando-se como um ativo estratégico de soberania energética, coesão territorial e sustentabilidade para a República de Angola.

6.1.1 Propostas para Trabalhos Futuros

A robustez dos resultados obtidos e as limitações inerentes ao escopo desta investigação abrem precedentes para o desenvolvimento de estudos complementares. Deste modo, com o intuito de dar continuidade ao mapeamento de resiliência e expansão do setor elétrico angolano, propõem-se as seguintes linhas de investigação para trabalhos futuros:

- **Modelação e Dimensionamento de Sistemas BESS:** Avaliar a viabilidade técnica e económica da integração de sistemas de armazenamento de energia em baterias (*Battery Energy Storage Systems* – BESS) na Subestação de Caraculo, visando a mitigação da intermitência severa, o suporte de frequência à rede e a estratégia de *energy arbitrage*;
- **Análise Transiente e de Estabilidade Dinâmica:** Desenvolver simulações em regime dinâmico e transiente eletromecânico (recorrendo a ferramentas como DigSILENT PowerFactory ou PSS/E) para avaliar o impacto da rejeição de carga e o comportamento dos inversores Huawei SUN2000 perante cavas de tensão na RNT;
- **Estudo de Impacto na Qualidade da Energia Elétrica:** Realizar uma monitorização e modelação harmónica detalhada para quantificar a Distorção Harmónica Total (THD) de corrente e tensão injetada pela expansão fotovoltaica, verificando a necessidade de dimensionamento de filtros ativos ou compensadores estáticos (STATCOM);
- **Análise do Envelhecimento e Degradação Térmica do Ativo:** Estruturar um modelo preditivo baseado em dados reais de operação local para avaliar o impacto a longo prazo do *soiling* severo e das elevadas temperaturas desérticas na degradação acelerada das células N-Type e na perda de eficiência dos inversores centrais.

REFERÊNCIAS

- [1] WIKIPEDIA. **Barragem de Bemposta**: Barragem no Rio Douro, Mogadouro, Portugal. Wikimedia Foundation, Inc., 2007. Disponível em: <<https://pt.wikipedia.org/>>. Acesso em: 22 fev. 2026.
- [2] BRASIL.Ministério de Minas e Energia - (MME). **Número de usinas eólicas se aproxima de 500 instalações no país**. Brasília: MME, 2021. Disponível em: <<http://antigo.mme.gov.br>>. Acesso em: 15 ago. 2021.
- [3] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Geothermal Energy**. Abu Dhabi: IRENA, 2022. Disponível em: <<https://www.irena.org/>>. Acesso em: 22 fev. 2026.
- [4] SOLENOVA. **Parque Fotovoltaico de Caraculo**: Desenvolvimento de energias renováveis em Angola. Luanda: Solenova, 2026. Disponível em: <<https://solenova.com/>>. Acesso em: 13 jun. 2026.
- [5] STR. **Tengger Desert Solar Park**. Getty Images, 2024. Disponível em: <<https://www.gettyimages.com.br>>. Acesso em: 22 fev. 2026.
- [6] BRINKER, Erica. **Agenda de Energia Solar da América para 2050**: Nossa lista de desejos para torná-la realidade. ARRAY Technologies, 2021. Disponível em: <<https://arraytechinc.com/>>. Acesso em: 15 set. 2021.
- [7] PORTUGAL. **Plano Nacional Energia e Clima 2021–2030 (PNEC 2030)**: Revisão e Atualização. Lisboa: República Portuguesa, 1 out. 2024.
- [8] ENERGIA, Observatório da. **Energia em Números: Edição 2023**. Lisboa: ADENE, 2023.
- [9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Outlook Special Report: Africa Energy Outlook 2022**. Paris: IEA, 2022.
- [10] ANGOLA. Ministério da Energia e Águas (MINEA). **Atlas e Estratégia Nacional para as Novas Energias Renováveis**. Luanda: MINEA, 2018.
- [11] JINKO SOLAR CO., LTD. **Technical Datasheet and Parameters**. Jinko Solar, 2026. Disponível em: <<https://www.jinkosolar.com>>. Acesso em: 9 maio 2026.
- [12] DAIANE, Energia Geotérmica. Petrosolgas, Petrosolgas, 4 Apr. 2023, <<https://petrosolgas.com.br/energia-geotermica/>>. Acesso em: 16 July 2026.
- [13] Polydoro, Bruno, and Leticia Rodrigues. Avaliação DO Potencial de Geração de UM SFCR EM UMA Universidade NO SUL DO Brasil. 16 July 2026.

[14] ANGOLA. Mariani, D, et al. Caraculo Photovoltaic Plant PV PLANT -ELECTRICAL STUDIES. 9 Nov. 2022.

[15] ANGOLA. Ministério da Energia e Águas. ATLAS E ESTRATÉGIA NACIONAL PARA AS NOVAS ENERGIAS RENOVÁVEIS Republic of Angola Ministry of Energy and Water ATLAS AND NATIONAL STRATEGIY FOR THE NEW RENEWABLE ENERGIES. Apr. 2015.
<<https://minea.gov.ao/>>.

[16] ANGOLA. Plano de Acção do Setor de Energia e Águas 2023-2027. <<https://minea.gov.ao/>>.

ANEXOS

Anexo A - Extratos do Plano de Ação do Sector de Energia 2023–2027 (MINEA)

Apresenta-se a seguir o balanço oficial da matriz elétrica esperado para a República de Angola até ao horizonte de 2027. Os dados evidenciam a consolidação da energia hídrica como base da produção nacional e o crescimento estratégico da energia solar, que deverá representar 14,78% da matriz, impulsionando os projetos de eletrificação nas regiões Leste e Sul.



Figura 18 – Balanço e projeção da matriz eléctrica angolana até 2027.

Anexo B - Dados Climáticos e Histórico de Temperatura de Caraculo

Este anexo reúne as especificações meteorológicas do sítio de implantação da central fotovoltaica no município da Bibala, província do Namibe. Apresenta-se o registo consolidado mensal de temperaturas do ar (médias, mínimas e máximas) e o índice de precipitação local coletados ao longo do ano de 2018.

Mês (Ano de 2018)	Temperatura do ar (média)	Temperatura do ar (mínima)	Temperatura do ar (máxima)	Precipitação (total)
	[°C]	[°C]	[°C]	[mm]
Janeiro	24,2	17,5	34	52
Fevereiro	25,3	18,2	36,6	0
Março	24,2	15,1	34,6	47,6
Abril	25,8	18,6	36,7	85,6
Maio	24	11,8	37,5	0
Junho	22	10	36,6	0
Julho	20,2	9,1	35,3	0
Agosto	19,1	10,2	32	0
Setembro	20,8	12,6	33,1	0
Outubro	24,4	15,6	36,6	3,6
Novembro	25,5	16,3	37,6	0
Dezembro	24,5	15,8	35,3	6,8

Tabela 3 Temperatura do ar e precipitação de Caraculo em 2018

Figura 19 – Histórico mensal de temperatura do ar e precipitação em Caraculo (2018).

Anexo C - Parâmetros Oficiais de Curto-Circuito e Linhas de Alta Tensão (RNT)

Este anexo apresenta as características técnicas e os parâmetros de sequência (positiva e zero) das linhas de transmissão de 60 kV que interligam o Parque Fotovoltaico de Caraculo aos nós do Namibe, Lubango e Humpata. Inclui-se, complementarmente, o diagrama unifilar com a simulação do perfil de curto-circuito fase-terra fornecido pela Rede Nacional de Transporte (RNT).

PARÂMETROS	DENOM.	UNID	VALOR
Resistência de sequência positiva	R1	Ω/fase	11,2036
Reatância de sequência positiva	X1	Ω/fase	20,2902
Susceptância de sequência positiva	B1	$\mu\text{S}/\text{fase}$	154,07
Resistência de sequência zero	R0	Ω/fase	30,4219
Reatância de sequência zero	X0	Ω/fase	91,3987
Susceptância de sequência zero	B0	$\mu\text{S}/\text{fase}$	Não informado
Resistência mútua de sequência zero	R0m	Ω/fase	16,840
Reatância mútua de sequência zero	X0m	Ω/fase	59,657
Comprimento	L	km	54,0
Capacidade de condução de longa duração	In	A	433,0
Tensão nominal	Vn	kV	60
Frequência nominal	fn	Hz	50

Figura 20 – Parâmetros elétricos da linha de transmissão Namibe – PFV Caraculo C1/C2 (60 kV).

PARÂMETROS	DENOM.	UNID	VALOR
Resistência de sequência positiva	R1	Ω/fase	22,4074
Reatância de sequência positiva	X1	Ω/fase	40,5816
Susceptância de sequência positiva	B1	$\mu\text{S}/\text{fase}$	308,15
Resistência de sequência zero	R0	Ω/fase	60,8448
Reatância de sequência zero	X0	Ω/fase	182,7984
Susceptância de sequência zero	B0	$\mu\text{S}/\text{fase}$	Não informado
Resistência mútua de sequência zero	R0m	Ω/fase	33,680
Reatância mútua de sequência zero	X0m	Ω/fase	119,315
Comprimento	L	km	108,0
Capacidade de condução de longa duração	In	A	433,0
Tensão nominal	Vn	kV	60
Frequência nominal	fn	Hz	50

Figura 21 – Parâmetros elétricos da linha de transmissão Lubango – PFV Caraculo (60 kV).

PARÂMETROS	DENOM.	UNID	VALOR
Resistência de sequência positiva	R1	Ω/fase	18,6314
Reatância de sequência positiva	X1	Ω/fase	33,8394
Susceptância de sequência positiva	B1	$\mu\text{S}/\text{fase}$	256,22
Resistência de sequência zero	R0	Ω/fase	50,6717
Reatância de sequência zero	X0	Ω/fase	152,3682
Susceptância de sequência zero	B0	$\mu\text{S}/\text{fase}$	Não informado
Resistência mútua de sequência zero	R0m	Ω/fase	28,0044
Reatância mútua de sequência zero	X0m	Ω/fase	99,2085
Comprimento	L	km	108,0
Capacidade de condução de longa duração	In	A	433,0
Tensão nominal	Vn	kV	60
Frequência nominal	fn	Hz	50

Figura 22 – Parâmetros elétricos da linha de transmissão Humpata – PFV Caraculo (60 kV).

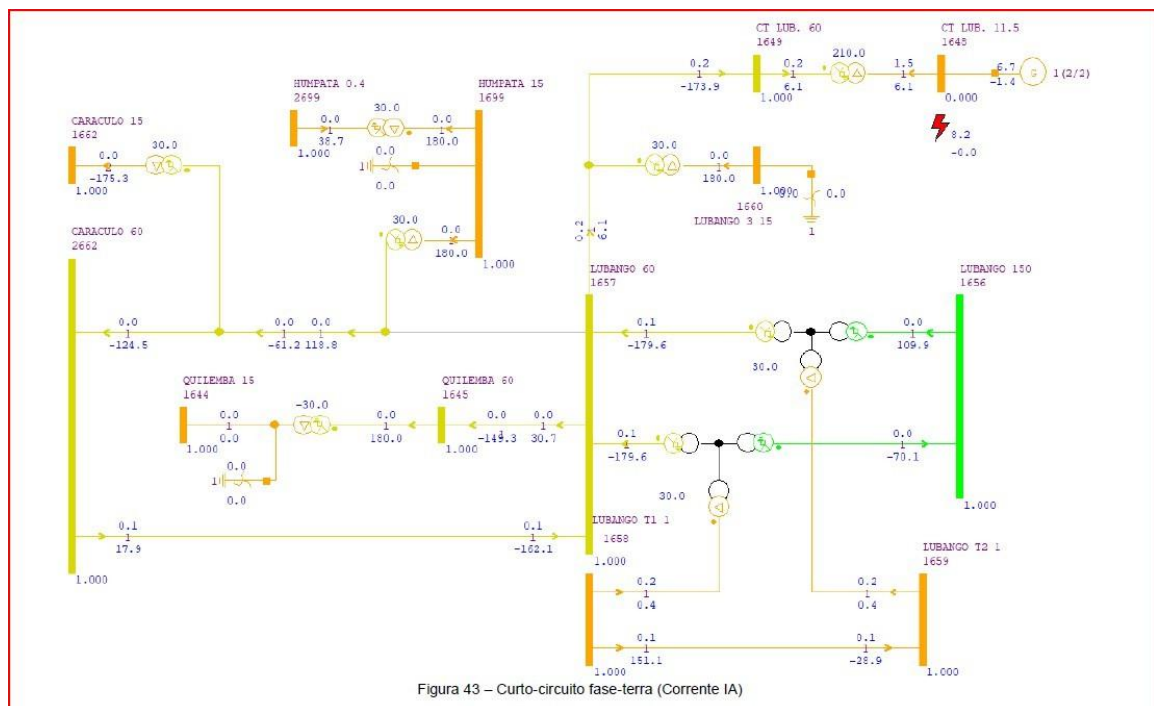


Figura 23 – Diagrama unifilar de simulação de curto-circuito fase-terra (Corrente IA).

www.jinkosolar.com

Jinko^{Solar}

TIGER Neo

66HL4M-(V)

610-635 Watt

MONO-FACIAL MODULE

N-type



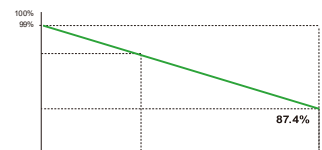
N-type Technology

N-type modules with Tunnel Oxide Passivating Contacts (TOPcon) technology offer lower LID/LeTID degradation and better low light performance.



HOT 3.0 Technology

N-type modules with JinkoSolar's HOT 3.0 technology offer better reliability and efficiency.



Durability Against

Extreme Environment

High salt mist and ammonia resistance.



Mechanical Load

Enhanced

Certified to withstand:
5400 Pa front side max static test load
2400 Pa rear side max static test load



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and

reliability.



Anti-PID guarantee

Minimizes the chance of degradation caused by PID phenomena through optimization

of cell production technology and material control.

- IEC61215:2021 / IEC61730:2023
- IEC61701 / IEC62716 / IEC60068 / IEC62804
- ISO9001:2015: Quality Management System
- ISO14001:2015: Environment Management System
- ISO45001:2018: Occupational health and safety management systems



JKM610-635N-66HL4M-(V)-F2-EN

Figura 25 – Folha de dados técnicos do módulo fotovoltaico de tecnologia N-Type Jinko Solar Tiger Neo – Especificações mecânicas e elétricas (Página 1).

66HL4M-(V) 610-635 Watt

Mechanical Characteristics

Cell Type	N -type Mono-crystalline
No. of cells	132 (66×2)
Dimensions	2382×1134×35 mm
Weight	28.2 kg
Front Glass	3.2mm, Anti-reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Protection Class	Class II
IEC Fire Type	Class C
Connector Type	JK03M/MC4/Others
Output Cables	4.0 mm ² (+): 400 mm , (-): 200 mm or Customized Length

Packaging Configuration

Pallet Dimensions	2396×1110×1251 mm
Packing detail (Two pallets=One stack)	31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 620 pcs/ 40'HQ Container

Specifications (STC)

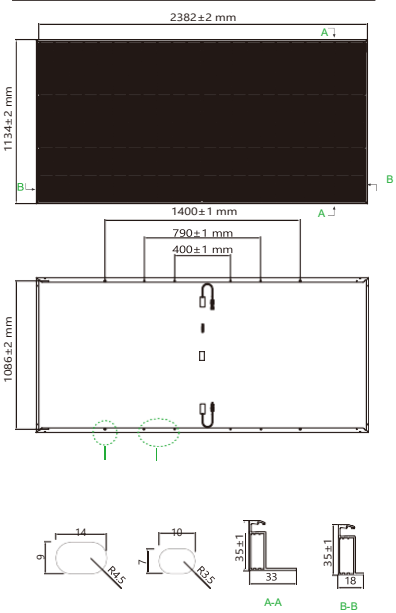
Maximum Power – Pmax [Wp]	610	615	620	625	630	635
Maximum Power Voltage – Vmp [V]	40.56	40.73	40.90	41.07	41.23	41.39
Maximum Power Current – Imp [A]	15.04	15.10	15.16	15.22	15.28	15.34
Open-circuit Voltage – Voc [V]	48.63	48.79	48.95	49.11	49.27	49.43
Short-circuit Current – Isc [A]	16.01	16.08	16.15	16.22	16.29	16.36
Module Efficiency STC [%]	22.58	22.77	22.95	23.14	23.32	23.51
Power Tolerance	0 ~ + 3 %					
Temperature Coefficients of Pmax	-0.29 %/°C					
Temperature Coefficients of Voc	-0.25 %/°C					
Temperature Coefficients of Isc	0.045 %/°C					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Application Conditions

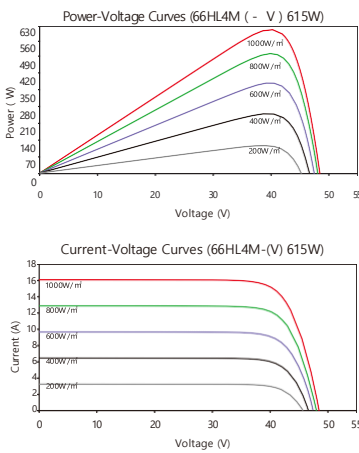
Operating Temperature	-40 °C ~ +70°C
Maximum System Voltage	1000/1500 VDC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	30 A

Engineering Drawings



*Note: For specific dimensions and tolerance ranges, please refer to the corresponding detailed module drawings.

Electrical Performance



© 2024 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Note: Please read the safety and installation manual before using the product. We reserve the right of final interpretation. The specifications in this datasheet are subject to change without notice.

JKM610-635N-66HL4M-(V)-F2-EN

www.jinkosolar.com

Figura 26 – Folha de dados técnicos do módulo fotovoltaico de tecnologia N-Type Jinko Solar Tiger Neo – Curvas de desempenho e coeficientes térmicos (Página 2).

Relatório Técnico de Simulação do Sistema Fotovoltaico (PV*SOL)

Nome do projeto: PFC

No. da proposta: Projeto de Fim De Curso

14/06/2026

Seu sistema fotovoltaico

Endereço da instalação

Caraculo, província do Namibe, Angola



Descrição do projeto:

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança para obtenção do grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética



Criado com PV*SOL premium 2026 (R3)
Valentin Software GmbH

Figura 27 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 1).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Vista geral do projeto

Sistema fotovoltaico

Sistema fv conectado à rede	
Dados climáticos	Caraculo, AGO (1991 - 2010)
Fonte dos valores	Meteonorm 7.3(i)
Potência do gerador fotovoltaico	25000,26 kWp
Area do gerador fotovoltaico	112 715,3 m²
Quantidade de módulos	40323
Quantidade de inversores	72

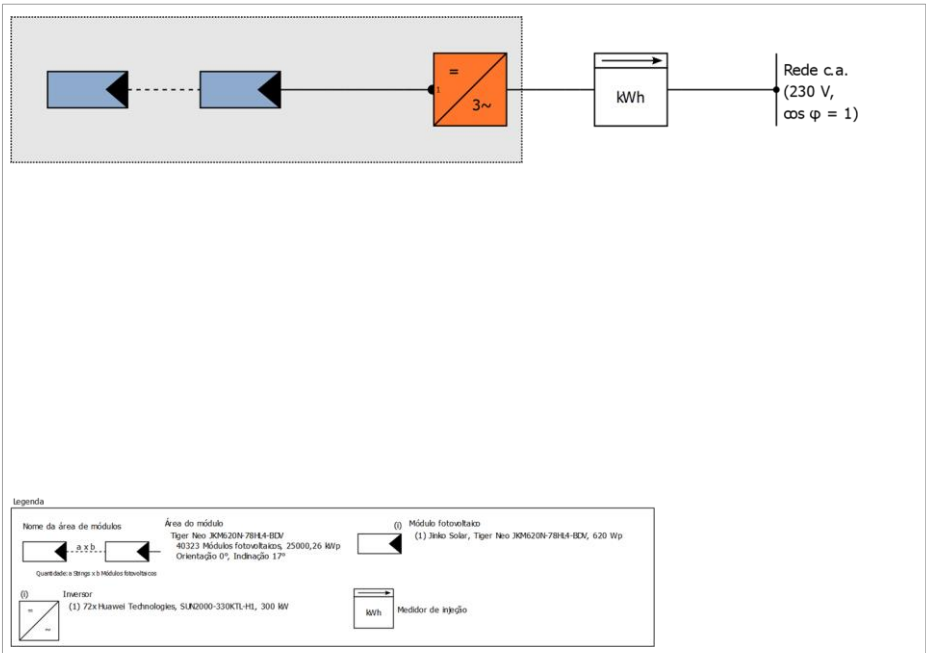


Figura: Esquema elétrico

Previsão de rendimento

Previsão de rendimento	
Potência do gerador fotovoltaico	25 000,26 kWp
Rendimento anual específico	1 905,82 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	82,92 %
Injeção na rede	47 647 497 kWh/ano
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	47 362 723 kWh/ano
Consumo em espera (Inversor)	1 572 kWh/ano
Emissões de CO ₂ evitadas	19 058 370 kg/ano

Figura 28 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 2).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Análise financeira**Seus lucros**

Investimento total	15 000 156,00 €
Taxa interna de retorno	19,04 %
Prazo de amortização	5 anos, 2 meses
Custos de geração da energia	0,0241 €/kWh
Balanço / Conceito de injeção	Injeção total

Os resultados foram determinados com base em um modelo de cálculo matemático da Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Os rendimentos efetivos do sistema de energia solar podem variar em função de oscilações meteorológicas, da eficiência dos módulos e dos inversores, e outros fatores.



Criado com PV*SOL premium 2026 (R3)
Valentin Software GmbH

Página 3 de 22

Figura 29 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 3).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Configuração do sistema

Vista geral

Dados do sistema

Tipo de sistema	Sistema fv conectado à rede
Dados climáticos	
Localização	Caraculo, AGO (1991 - 2010)
Fonte dos valores	Meteonorm 7.3(i)
Resolução dos dados	1 min
Modelos de simulação utilizados:	
- Irradiação difusa no plano horizontal	Hofmann
- Irradiação sobre o plano inclinado	Hay & Davies

Áreas do módulo

1. Área do módulo - Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV

Gerador fotovoltaico, 1. Área do módulo - Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV

Nome	Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV
Módulos fotovoltaicos	40323 x Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV (v1)
Fabricante	Jinko Solar
Inclinação	17 °
Orientação	Norte 0 °
Situação de montagem	Montagem elevada - espaço livre
Area do gerador fotovoltaico	112 715,3 m²

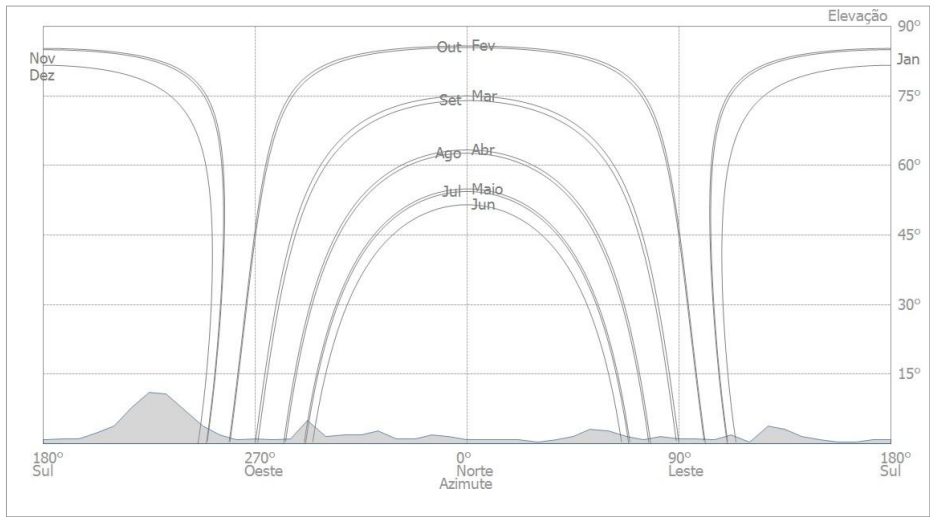


Figura: Horizonte, 1. Área do módulo - Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV

Figura 30 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 4).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Degradação do módulo, 1. Área do módulo - Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV	
Curva característica	Exponencial
Potência restante após 1 ano	99 %
Potência restante após 10 anos	96 %

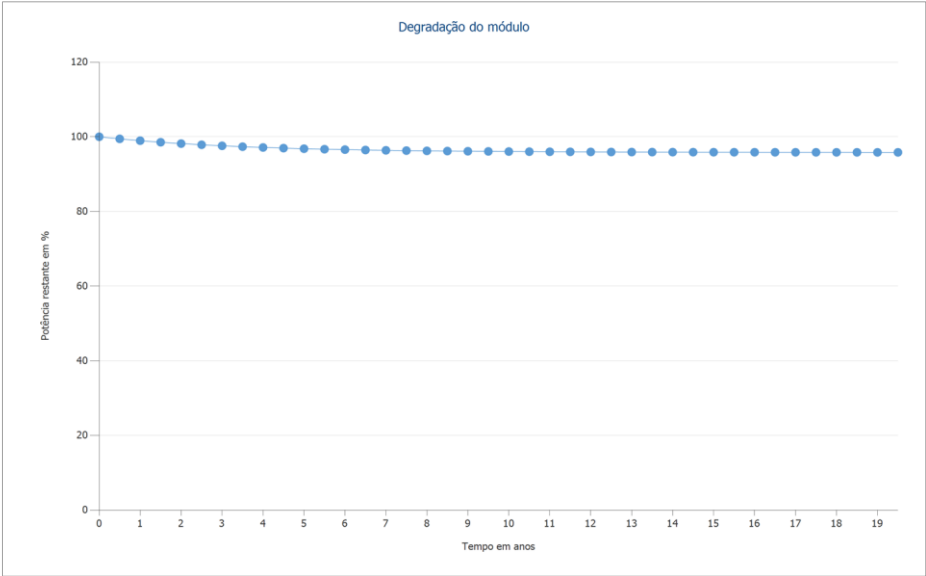


Figura: Degradação do módulo, 1. Área do módulo - Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV

Figura 31 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 5).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Configuração do inversor**Configuração 1**

Área do módulo	Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV
Inversor 1	
Modelo	SUN2000-330KTL-H1 (v4)
Fabricante	Huawei Technologies
Quantidade	71
Fator dimensionamento	115,7 %
Configuração	PMP 1: 4 x 24
	PMP 2: 4 x 24
	PMP 3: 4 x 23
	PMP 4: 4 x 23
	PMP 5: 4 x 23
	PMP 6: 4 x 23

Inversor 2

Modelo	SUN2000-330KTL-H1 (v4)
Fabricante	Huawei Technologies
Quantidade	1
Fator dimensionamento	116,4 %
Configuração	PMP 1: 4 x 25
	PMP 2: 5 x 19
	PMP 3: 4 x 23
	PMP 4: 4 x 23
	PMP 5: 4 x 23
	PMP 6: 4 x 23

Rede c.a.**Rede c.a.**

Quantidade de fases	3
Tensão da rede entre fase e neutro	230 V
Fator de potência (cos phi)	+/- 1

**Figura 32** – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 6).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Resultados da simulação

Resultados Sistema completo

Sistema fotovoltaico	
Potência do gerador fotovoltaico	25 000,26 kWp
Rendimento anual específico	1 905,82 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	82,92 %
Injeção na rede	
Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	47 647 497 kWh/ano
Consumo em espera (Inversor)	1 572 kWh/ano
Emissões de CO ₂ evitadas	19 058 370 kg/ano

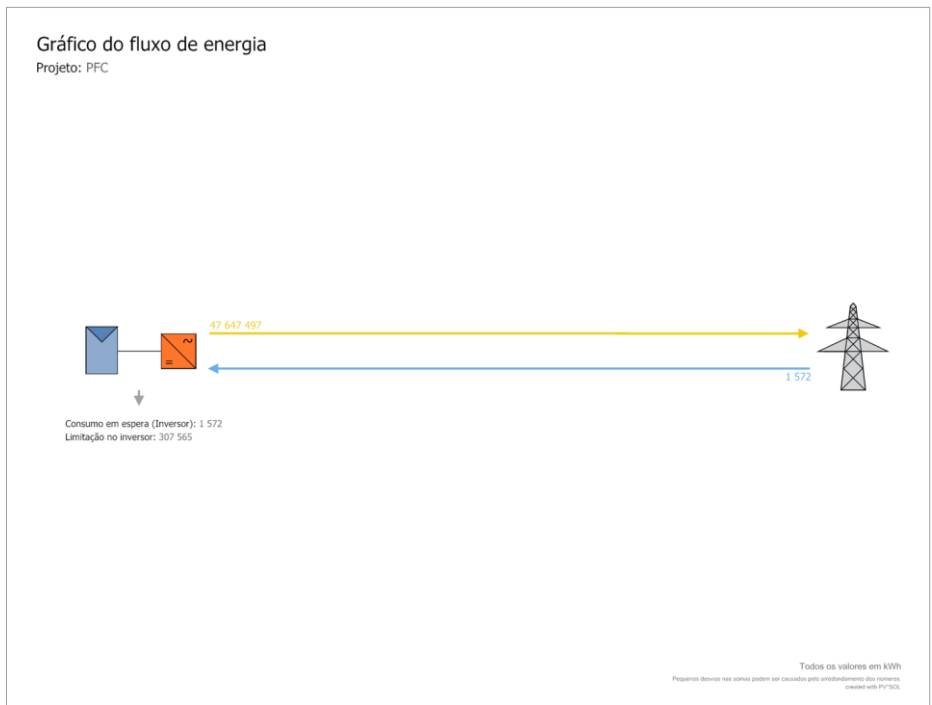


Figura: Fluxo de energia

Figura 33 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 7).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

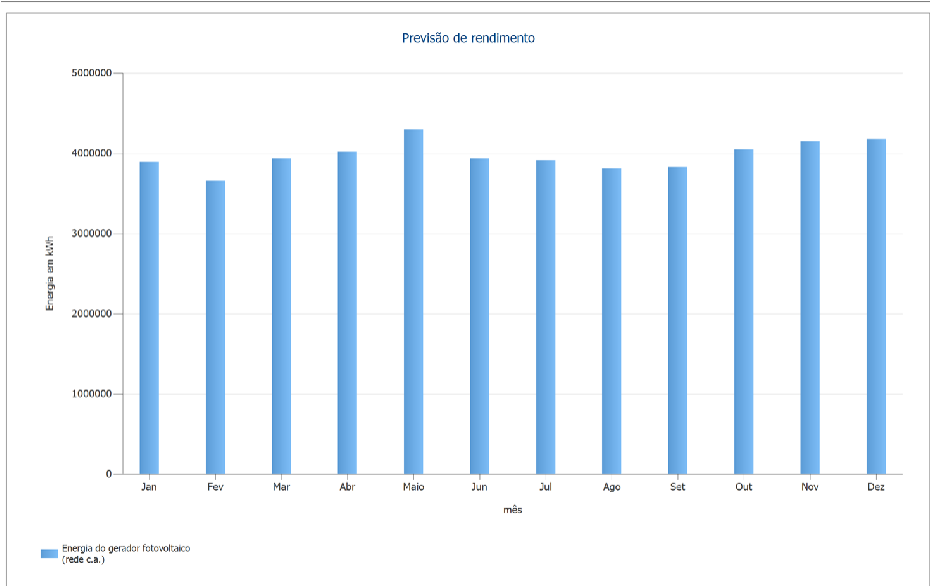


Figura: Previsão de rendimento

Tabela: Previsão de rendimento

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	3890125	3652893,2	3933444,2	4016416,7	4292976,1	3932297,1

	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	3915534,1	3809668	3824775,1	4048675,6	4150162,2	4180530,1

Figura 34 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 8).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

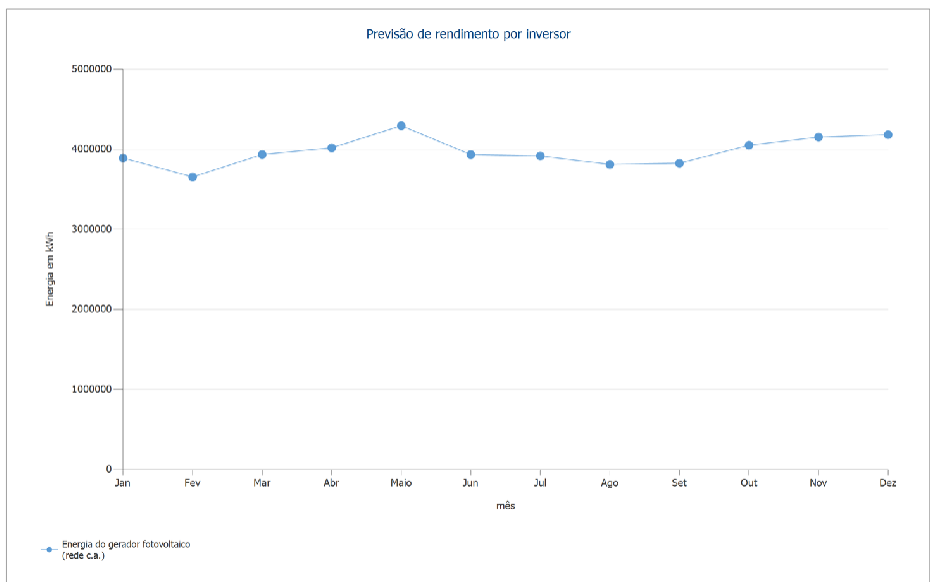


Figura: Previsão de rendimento por inversor

Tabela: Previsão de rendimento por inversor

	Jan	Fev	Mar	Abr	Maio	Jun
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	3890125	3652893,2	3933444,2	4016416,7	4292976,1	3932297,1

	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	3915534,1	3809668	3824775,1	4048675,6	4150162,2	4180530,1

Figura 35 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 9).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

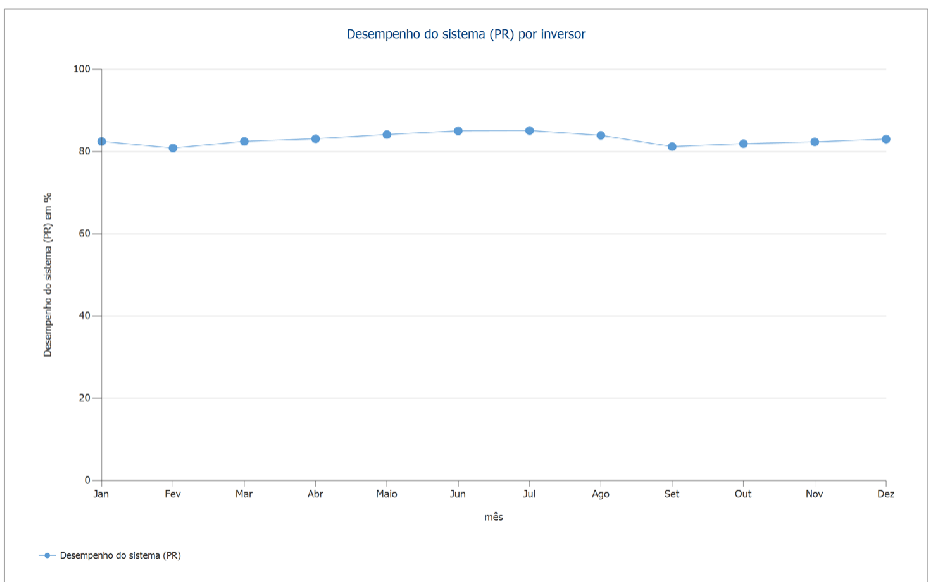


Figura: Desempenho do sistema (PR) por inversor

Tabela: Desempenho do sistema (PR)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Maio	Jun
	%	%	%	%	%	%
Desempenho do sistema (PR)	82,4	80,8	82,4	83,1	84,1	85,1

	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	%	%	%	%	%	%
Desempenho do sistema (PR)	83,9	81,2	81,9	82,3	85,1	83,9

Figura 36 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 10).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

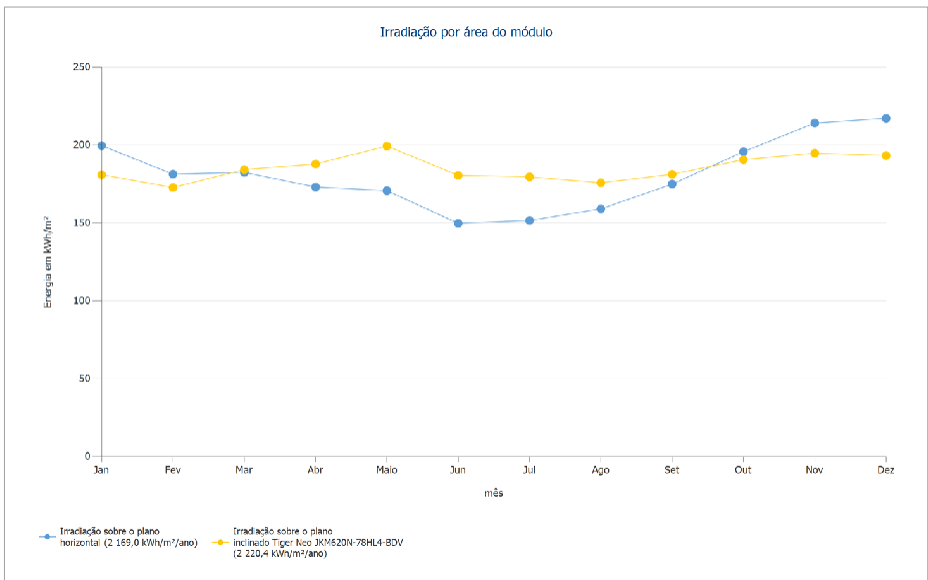


Figura: Irradiação por área do módulo

Tabela: Irradiação por área do módulo

	Jan	Fev	Mar	Abr	Maio	Jun
	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²
Irradiação sobre o plano horizontal (2 169,0 kWh/m²/ano)	199,6	181,3	182,4	173	170,7	149,7
Irradiação sobre o plano inclinado Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV	180,9	172,7	184,2	187,8	199,3	180,5

	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²
Irradiação sobre o plano horizontal (2 169,0 kWh/m²/ano)	151,5	159	174,9	195,7	214,1	217,1
Irradiação sobre o plano inclinado Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV	179,5	175,7	181,2	190,6	194,7	193,2

Figura 37 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 11).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

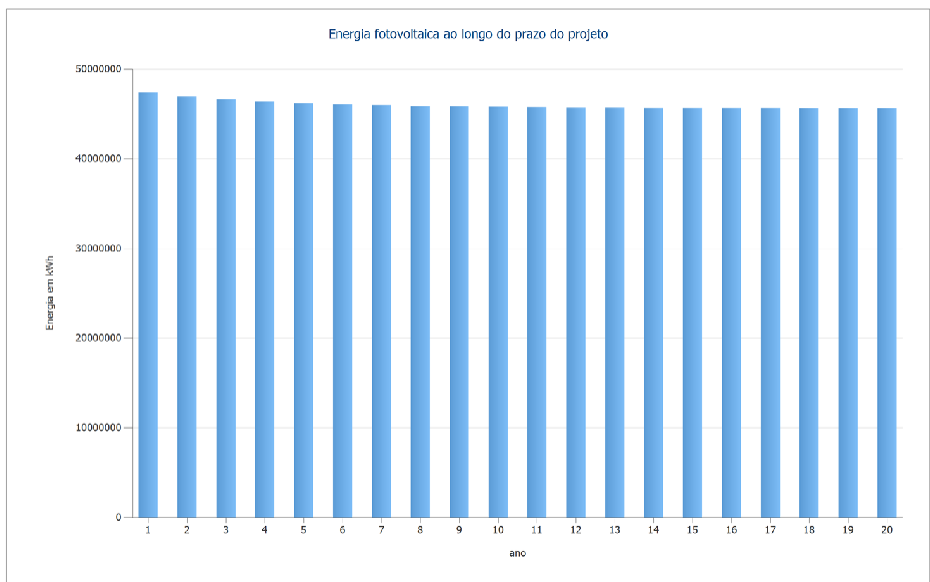


Figura: Energia fotovoltaica ao longo do prazo do projeto

Tabela: Energia fotovoltaica ao longo do prazo do projeto

	1	2	3	4	5	6
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Energia	47362007,1	46933081	46611386,4	46370115,4	46189162,2	46053447,3
	7	8	9	10	11	12
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Energia	45951661,1	45875321,4	45818066,7	45775125,7	45742919,9	45718765,5
	13	14	15	16	17	18
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Energia	45700649,8	45687063	45676872,8	45669230,3	45663498,3	45659199,4
	19	20				
	kWh	kWh				
Energia	45655975,2	45653557				

Figura 38 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 12).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

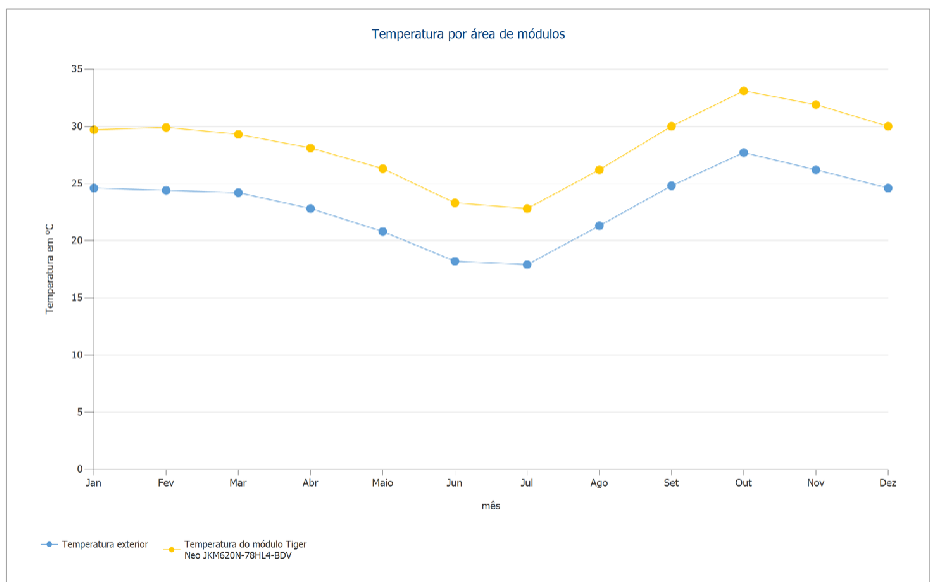


Figura: Temperatura por área de módulos

Tabela: Temperatura do módulo

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
	°C	°C	°C	°C	°C	°C
Temperatura exterior	24,6	24,4	24,2	22,8	20,8	18,2
Temperatura do módulo Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV	29,7	29,9	29,3	28,1	26,3	23,3

	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	°C	°C	°C	°C	°C	°C
Temperatura exterior	17,9	21,3	24,8	27,7	26,2	24,6
Temperatura do módulo Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV	22,8	26,2	30	33,1	31,9	30

Figura 39 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 13).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Balanco energético do sistema fotovoltaico

Balanco energético do sistema fotovoltaico

Irradiação global - horizontal	2 169,05 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-21,69 kWh/m²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	16,42 kWh/m²	0,76 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	56,84 kWh/m²	2,63 %
Sombreamento	-0,20 kWh/m²	-0,01 %
Reflexão na superfície de módulo	0,00 kWh/m²	0,00 %
Irradiação no verso do módulo	77,30 kWh/m²	3,48 %
Irradiação global no plano dos módulos	2 297,71 kWh/m²	
	2 297,71 kWh/m²	
	x 112715,285 m²	
	= 258 987 507,98 kWh	
Irradiação global fotovoltaica	258 987 507,98 kWh	
Bifacialidade (80 % da irradiação no verso)	-1 742 421,34 kWh	-0,67 %
Sujeira	-18 006 567,09 kWh	-7,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 22,19 %)	-186 158 895,13 kWh	-77,81 %
Energia fotovoltaica nominal	53 079 624,41 kWh	
Comportamento sob baixa irradiação	260 374,47 kWh	0,49 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-2 786 923,51 kWh	-5,22 %
Diodos	-252 765,38 kWh	-0,50 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-1 006 006,20 kWh	-2,00 %
Mismatch (conexão/sombra)	0,00 kWh	0,00 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	49 294 303,79 kWh	
Potência CC mínima não atingida	-62,79 kWh	0,00 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	-0,01 kWh	0,00 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	-7,98 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	-307 564,79 kWh	-0,62 %
Perda no seguidor PMP	-6 273,32 kWh	-0,01 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	48 980 394,90 kWh	
Energia na entrada do inversor	48 980 394,90 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-42 836,15 kWh	-0,09 %
Conversão c.c./c.a.	-564 464,88 kWh	-1,15 %
Consumo em espera (Inversor)	-1 572,03 kWh	0,00 %
Perda cabeamento total	-725 596,41 kWh	-1,50 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	47 645 925,43 kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	47 647 497,46 kWh	



Criado com PV*SOL premium 2026 (R3)
Valentin Software GmbH

Página 14 de 22

Figura 40 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 14).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Balanco energético diagrama de Sankey

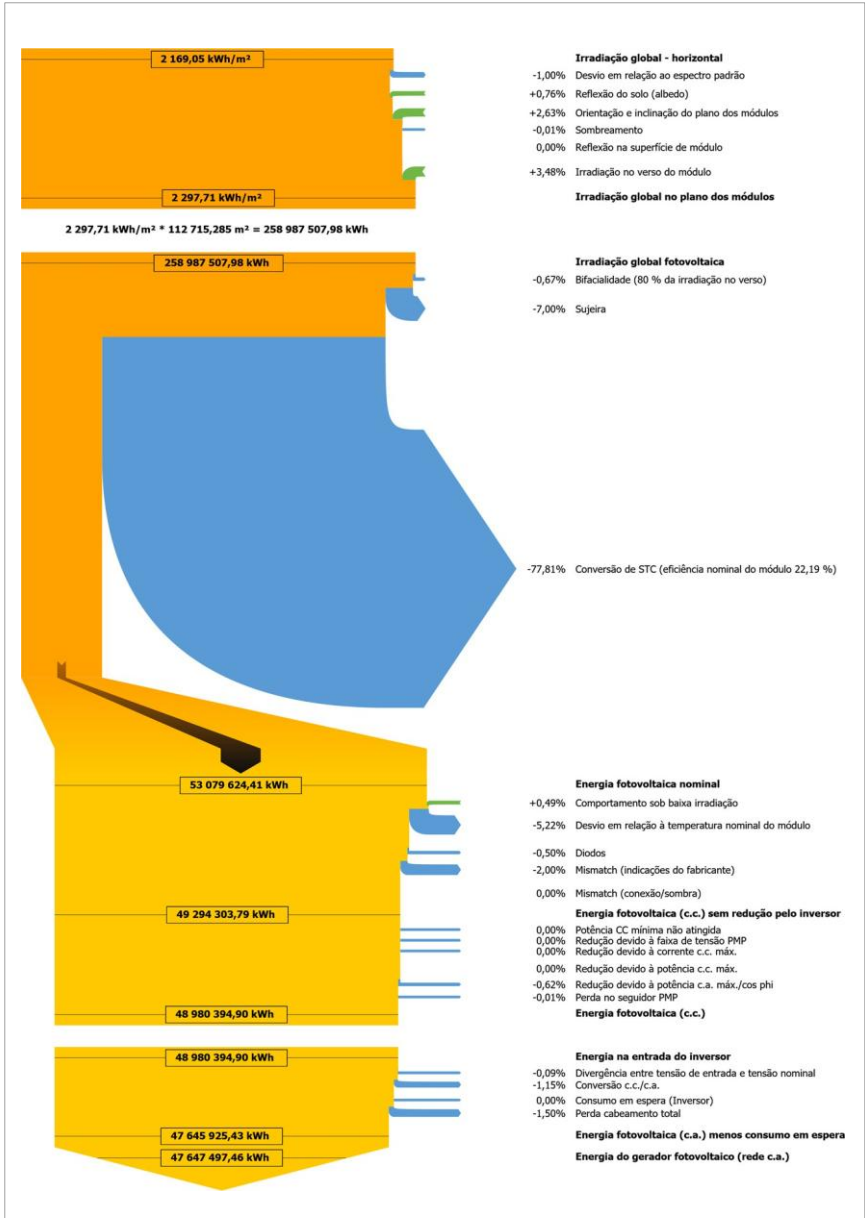


Figura: Balanco energético diagrama de Sankey

Figura 41 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 15).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Análise financeira**Vista geral****Dados do sistema**

Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	47 362 723 kWh/ano
Potência do gerador fotovoltaico	25000,3 kWp
Prazo do projeto (Entrada)	20 anos
Juro do capital	1 %

Início, duração e fim da remuneração

Início da operação do sistema	20/06/2025
Período de compensação	20 anos
Fim da remuneração	19/06/2045

Parâmetros econômicos

Taxa interna de retorno	19,04 %
Fluxo de caixa acumulado	36 488 381,90 €
Prazo de amortização	5 anos, 2 meses
Custos de geração da energia	0,0241 €/kWh

Vista geral de pagamentos

Investimento específico	600,00 €/kWp
Custos de investimento	15 000 156,00 €
Pagamentos únicos	0,00 €
Subsídios	0,00 €
Custos operacionais	250 000,00 €/ano
Contrato O&M (mão-de-obra técnica)	100 000,00 €/ano
Limpeza de painéis	37 500,00 €/ano
Peças de reposição (inversores/SCADA)	30 000,00 €/ano
Seguros	20 000,00 €/ano
Vigilância e Segurança	25 000,00 €/ano
Gestão Técnica e Administrativa	15 000,00 €/ano
Taxas de Rede/Tarifas de Uso	12 500,00 €/ano
Outros (vegetação, acessos, etc.)	10 000,00 €/ano
Custos de consumo	0,00 €/ano
Outras despesas gerais anuais	0,00 €/ano
Outros lucros ou economias	0,00 €/ano

Remuneração e Economia

Remuneração total no primeiro ano	3 315 390,63 €/ano
PPA Angola 25MW - 2026 - Parque Fotovoltaico	
Validade	01/01/2025 - 31/12/2044
Tarifa de injeção específica	0,07 €/kWh
Tarifa de injeção	3315390,6256 €/ano



Criado com PV*SOL premium 2026 (R3)
Valentin Software GmbH

Página 16 de 22

Figura 42 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 16).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Fluxo de caixa

Fluxo de caixa

	ano 1	ano 2	ano 3	ano 4	ano 5
	20/06/2025 - 19/06/2026	20/06/2026 - 19/06/2027	20/06/2027 - 19/06/2028	20/06/2028 - 19/06/2029	20/06/2029 - 19/06/2030
Investimentos	-15 000 156,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Custos operacionais	-247 524,75 €	-251 274,38 €	-255 091,47 €	-258 977,34 €	-262 933,34 €
Tarifa de injeção	3 282 564,98 €	3 220 618,82 €	3 166 866,02 €	3 119 274,17 €	3 076 333,28 €
Fluxo de caixa anual	-11 965 115,77 €	2 969 344,44 €	2 911 774,55 €	2 860 296,83 €	2 813 399,94 €
Fluxo de caixa acumulado	-11 965 115,77 €	-8 995 771,33 €	-6 083 996,78 €	-3 223 699,95 €	-410 300,01 €

Fluxo de caixa

	ano 6	ano 7	ano 8	ano 9	ano 10
	20/06/2030 - 19/06/2031	20/06/2031 - 19/06/2032	20/06/2032 - 19/06/2033	20/06/2033 - 19/06/2034	20/06/2034 - 19/06/2035
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Custos operacionais	-266 960,84 €	-271 061,25 €	-275 236,02 €	-279 486,59 €	-283 814,48 €
Tarifa de injeção	3 036 921,33 €	3 000 204,38 €	2 965 562,44 €	2 932 534,38 €	2 900 777,07 €
Fluxo de caixa anual	2 769 960,49 €	2 729 143,13 €	2 690 326,42 €	2 653 047,79 €	2 616 962,59 €
Fluxo de caixa acumulado	2 359 660,48 €	5 088 803,61 €	7 779 130,03 €	10 432 177,82 €	13 049 140,41 €

Fluxo de caixa

	ano 11	ano 12	ano 13	ano 14	ano 15
	20/06/2035 - 19/06/2036	20/06/2036 - 19/06/2037	20/06/2037 - 19/06/2038	20/06/2038 - 19/06/2039	20/06/2039 - 19/06/2040
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Custos operacionais	-288 221,21 €	-292 708,33 €	-297 277,44 €	-301 930,16 €	-306 668,15 €
Tarifa de injeção	2 870 034,99 €	2 840 117,67 €	2 810 882,99 €	2 782 224,72 €	2 754 063,28 €
Fluxo de caixa anual	2 581 813,78 €	2 547 409,34 €	2 513 605,55 €	2 480 294,56 €	2 447 395,13 €
Fluxo de caixa acumulado	15 630 954,19 €	18 178 363,53 €	20 691 969,08 €	23 172 263,64 €	25 619 658,77 €

Fluxo de caixa

	ano 16	ano 17	ano 18	ano 19	ano 20
	20/06/2040 - 19/06/2041	20/06/2041 - 19/06/2042	20/06/2042 - 19/06/2043	20/06/2043 - 19/06/2044	20/06/2044 - 19/06/2045
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Custos operacionais	-311 493,11 €	-316 406,75 €	-321 410,86 €	-326 507,22 €	-331 697,68 €
Tarifa de injeção	2 726 338,89 €	2 699 006,50 €	2 672 031,98 €	2 645 389,32 €	2 618 472,06 €
Fluxo de caixa anual	2 414 845,78 €	2 382 599,75 €	2 350 621,12 €	2 318 882,10 €	1 401 774,38 €
Fluxo de caixa acumulado	28 034 504,55 €	30 417 104,30 €	32 767 725,42 €	35 086 607,52 €	36 488 381,90 €

As taxas de depreciação e aumento de preço são aplicadas mensalmente sobre todo o prazo do projeto, começando logo no primeiro ano.

Figura 43 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 17).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

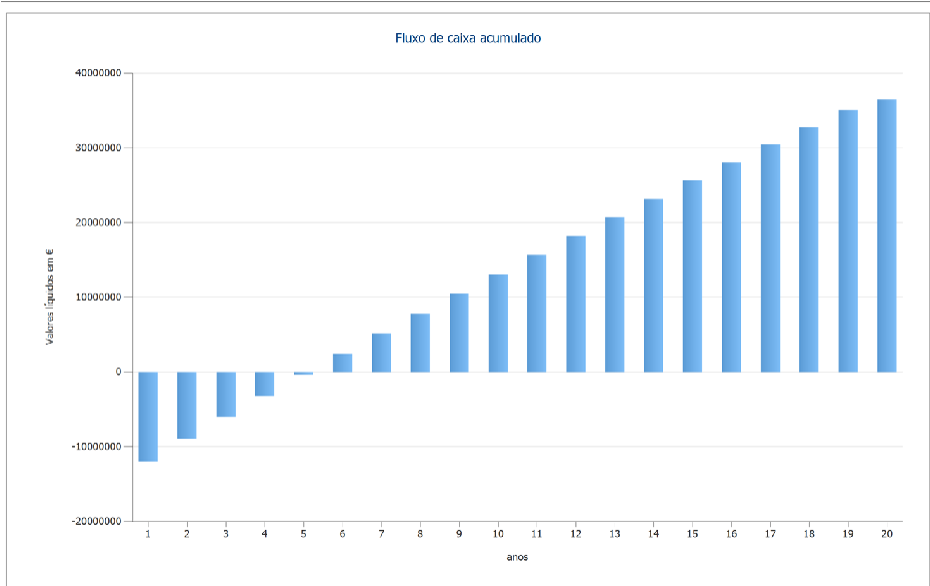


Figura: Fluxo de caixa acumulado

Figura 44 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 18).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Folhas de dados**Folha de dados módulo fotovoltaico**

Módulo fotovoltaico: Tiger Neo JKM620N-78HL4-BDV (v1)

Fabricante	Jinko Solar
Disponível	Sim
Dados elétricos	
Tipo de célula	Si monocristalino
Módulo half-cell	Sim
Número de células	78
Número de diodos de desvio	3
Perda de tensão no diodo de desvio	1 V
Otimizador de potência integrado	Não
Exige inversor com transformador	Não
Características U-I sob STC	
Tensão PMP	45,93 V
Corrente PMP	13,5 A
Tensão de circuito aberto	55,58 V
Corrente de curto-circuito	14,19 A
Aumento da tensão de circuito aberto até estabilização	0 %
Potência nominal	620 W
Fator de enchimento	78,64 %
Eficiência	22,19 %
Características em carga parcial U-I	
Fonte dos valores	Fabricante/próprio
Irradiação	200 W/m ²
Tensão PMP com carga parcial	45,318 V
Corrente PMP com carga parcial	2,722 A
Tensão de circuito aberto com carga parcial	52,372 V
Corrente de curto-circuito sob carga parcial	2,838 A
Mais parâmetros	
Coeficiente de temperatura para Uoc	-154 mV/K
Coeficiente de temperatura para Isc	6,53 mA/K
Coeficiente de temperatura para Pmp	-0,3 %/K
Fator de correção do ângulo (IAM)	100 %
Fator bifacial	80 %
Tensão máxima do sistema	1500 V
Dados mecânicos	
Largura	1134 mm
Altura	2465 mm
Profundidade	30 mm
Largura da moldura	30 mm
Peso	34,6 kg



Criado com PV*SOL premium 2026 (R3)
Valentin Software GmbH

Página 19 de 22

Figura 45 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 19).

PFC

Número da proposta: Projeto de Fim De Curso

Folha de dados inversor

Inversor: SUN2000-330KTL-H1 (v4)

Fabricante	Huawei Technologies
Disponível	Sim
Dados elétricos - c.c.	
Potência nominal c.c.	334 kW
Potência c.c. máx.	507 kW
Tensão nominal c.c.	1080 V
Tensão de entrada máx.	1500 V
Corrente de entrada máx.	390 A
Corrente de curto-circuito máxima	690 A
Quantidade de entradas c.c.	28
Dados elétricos - c.a.	
Potência nominal c.a.	300 kW
Potência c.a. máx.	330 kVA
Tensão nominal c.a.	462,1 V
Quantidade de fases	3
Com transformador	Não
Dados elétricos - outros	
Alteração do eficiência se a tensão de entrada se desviar da tensão nominal	0,14 %/100V
Potência de injeção mín.	200 W
Consumo em espera	4,8 W
Consumo noturno	4,8 W
Seguidor PMP	
Potência de saída < 20% da potência nominal	99,88 %
Potência de saída > 20% da potência nominal	99,99 %
Quantidade de seguidores es PMP	6
Seguidor PMP 1-6	
Corrente de entrada máx.	65 A
Corrente de curto-circuito máxima	115 A
Potência de entrada máx.	84,5 kW
Tensão mín. do PMP	500 V
Tensão máx. PMP	1500 V



Criado com PV*SOL premium 2026 (R3)
Valentin Software GmbH

Página 20 de 22

Figura 46 – Relatório Técnico de Simulação da Central Fotovoltaica de Caraculo – PV*SOL (Página 20).