

Moçambique: Produtores Independentes de Energia (PIE) No Âmbito de Energias Renováveis

Modelo de Caso de Negócio: Central de Energia Solar de 40 MWp (Com Armazenamento em Bateria)



INTRODUÇÃO

Moçambique impulsiona a diversificação de sua matriz energética ao convidar promotores privados para atuarem como produtores independentes de energia (PIE), vendendo eletricidade diretamente à Electricidade de Moçambique (EDM), a companhia estatal de eletricidade. O presente Modelo de Caso de Negócio (MCN) analisa a viabilidade financeira de um hipotético projeto de energia independente solar FV de 40 MWp sem baterias em Moçambique (“o Projeto”). Uma central de energia solar de FV sem armazenamento é menos intensiva em termos de capital porque as baterias são um dos componentes mais dispendiosos de um sistema de energia solar FV. Contudo, a ausência de armazenamento significa que o sistema não pode fornecer eletricidade durante o horário de pico noturno quando o sol não esteja a irradiar luz. Além disso, um sistema de energia solar sem baterias é inerentemente mais intermitente e, como tal, não fornece tanta estabilidade da

rede como um sistema de energia solar FV com baterias.

PÚBLICO-ALVO

A produção da central elétrica neste caso de estudo será vendida ao abrigo de um contrato de aquisição de energia (CAE) de 25 anos à EDM. Foi realizada uma análise financeira detalhada do Projeto para determinar a sua viabilidade e capacidade de cobrir o serviço da dívida adequadamente, fornecendo ao mesmo tempo retornos atrativos aos investidores. O público-alvo deste MCN inclui (mas não está limitado a):

- **Promotores do projeto** que possam ter interesse em procurar oportunidades para o desenvolvimento de PIE de energia solar FV em Moçambique;

GET.invest Mozambique é financiado pela

Apoiado pela

- **Potenciais investidores** que possam ter interesse em financiar PIE de energia solar FV em Moçambique;
- **Contratantes de EPC e O&M** que possam ter interesse em deter participações em PIE de energia solar FV em Moçambique;
- **Oficiais do governo e reguladores** que possam ter interesse em compreender os PIE de energia solar FV com a finalidade de emitir autorizações, concessões e outras licenças; e
- **Compradores** que possam ter interesse em se tornarem acionistas de um PIE de energia solar FV.

PRESSUPOSTOS-CHAVE

Este MCN baseia-se em diversos pressupostos que são seguidamente descritos. Os pressupostos apresentados

na análise baseiam-se essencialmente nas informações disponibilizadas ao público recolhidas por meio de investigação documental. Será necessário um estudo de viabilidade detalhado para determinar os custos reais aplicáveis e os parâmetros para projetos específicos.

Pressupostos técnicos

A **Tabela 1** apresenta os pressupostos relacionados com a capacidade de produção de energia da central elétrica.

Pressupostos macroeconómicos

Assume-se que a taxa de câmbio do Euro (EUR) para o metical moçambicano (MZN) é 66,5.⁷ Baseado nas projeções para Moçambique, assume-se que a inflação anual seja 6% ao longo da vida útil do Projeto,⁸ enquanto que a depreciação anual do MZN para o EUR seja 1,5%.⁹

TABELA 1. Pressupostos técnicos

PARÂMETROS TÉCNICOS DO SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FV	UNIDADE	VALOR
Produção anual base	kWh/kWp	1.654 ¹
Capacidade do sistema	MWp	40 ²
Produção anual – Ano 1	MWh	66.160 ³
Capacidade do inversor	MW	30 ⁴
Vida útil do projeto	Anos	25 ⁵
Degradação anual do módulo	%	0,5% ⁶

1) Consultas dos atores, 2022; <https://www.proparco.fr/en/actualites/president-republic-mozambique-officially-launches-construction-works-metoro-solar-power>

2) Ibid.

3) Obtido da multiplicação da produção anual pela capacidade do sistema.

4) "Technical Assistance - Large Generation and Transmission Projects, Mozambique," Norconsult; <https://www.norconsult.com/projects/technical-assistance-large-generation-and-transmission-projects-mozambique/>

5) "Neoen launches construction of a 41 MWp solar power plant in Mozambique," (19 de dezembro de 2019); <https://neoen.com/app/uploads/2019/12/1576774047-20191219-neoen-mr-metoro-construction.pdf>

6) "Uganda: Captive Power - Model Business Case: Solar Photovoltaic (PV) for Commercial and Industrial Facilities," GET.invest Market Insights, (2020); https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/11/GETinvest-Market-Insights_UGA_Captive_MBC-Facilities_2019.pdf

7) Conversão cambial à data de 3 de dezembro de 2022.

8) Taxa de inflação em Moçambique; <https://tradingeconomics.com/mozambique/inflation-cpi>

9) Calculada com base nos dados históricos da taxa de câmbio de MZN/EUR.

Impostos

Foi aplicada uma taxa do imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas de 32%. Uma taxa de imposto de valor acrescentado (IVA) de 16% é aplicável ao equipamento e serviços necessários para o Projeto, além de um imposto sobre importações de 7,5% sobre qualquer equipamento importado.¹⁰ Foram considerados dois cenários para a análise: **i)** um cenário com isenções de IVA e de imposto sobre importações além de reduções no imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas;¹¹ e **ii)** um cenário sem incentivos.

Custos do capital

A **Tabela 2** apresenta os pressupostos dos custos do capital para o Projeto. Os custos de capital incluem o custo total de execução do contrato de engenharia, aquisição e construção (EPC), custos de desenvolvimento e não relacionados com o financiamento, bem como os custos de financiamento.¹²

Assume-se que a central será depreciada via depreciação linear ao longo dos 25 anos da respetiva vida útil a uma taxa de 4% por ano. No caso do cenário com incentivos, partiu-se do pressuposto de que o equipamento elegível para isenção de IVA e de imposto sobre importações constitui 50% do custo do capital do Projeto.

Custos operacionais

Assume-se que os custos operacionais e de manutenção (O&M) anuais sejam 1,5% do custo total do capital do Projeto.¹⁴ Assume-se também que os custos operacionais e de manutenção aumentem até 6% anualmente em função da inflação. Assume-se que o custo de substituição do inversor no 16.º ano de operações seja 2,1M de EUR no contexto do cenário com incentivos e 2,6M de EUR no contexto do cenário sem incentivos, baseado num pressuposto de redução anual do preço de 3% comparativamente ao investimento inicial.^{15,16,17}

TABELA 2. Pressupostos dos custos do capital¹³

CUSTOS DO CAPITAL	UNIDADE	COM INCENTIVOS	SEM INCENTIVOS
Custo instalado por Watt	EUR/Wp	1,17 €	1,30 €
CAPEX total	Milhões de EUR	46,8 €	51,9 €

- 10) <https://taxsummaries.pwc.com/mozambique/corporate/taxes-on-corporate-income>; <https://taxsummaries.pwc.com/mozambique>; e <https://www.get-invest.eu/market-information/mozambique/>
- 11) Baseado nas informações apresentadas no Guia de Desenvolvimento relativas aos incentivos fiscais disponíveis, foram aplicadas as seguintes reduções na taxa de imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas: 80% nos primeiros cinco exercícios fiscais; 60% a partir do 6.º até ao 10.º ano; 25% a partir do 11.º até ao 15.º ano.
- 12) Os custos de EPC incluem o custo do equipamento, o custo dos serviços do contratante de EPC, o custo do frete, os impostos (onshore e offshore) e os direitos aplicáveis acrescidos dos custos de interligação. Os custos de desenvolvimento e de não-financiamento incluem os custos intangíveis que são capitalizados no encerramento financeiro do Projeto, incluindo a bonificação do promotor, os custos de gestão do projeto/do engenheiro do proprietário, os requisitos de capital circulante pré-financiado (custos da fase inicial), custos de aquisição do terreno, custo dos serviços técnicos, jurídicos, financeiros e de consultoria fiscal (incluindo quaisquer honorários à percentagem devidos aos consultores), os custos de O&M de pré-adjudicação, seguro de construção, custos de consultoria do credor e outros custos de pré-construção (licenças e autorizações, etc.). Os custos de financiamento constituem o compromisso da dívida e as remunerações iniciais dos credores, o financiamento inicial para os instrumentos de aumento de crédito (GPR/PRI/LC) durante o período de construção e os Juros Durante a Construção (JDC).
- 13) Baseado no custo do capital da central de energia solar de Metoro: <https://allafrica.com/stories/202010270104.html>
- 14) Memorando Explicativo relativo a Regulamentos para Projetos CERC (Termos e Condições para determinação da Tarifa das Fontes de Energia Renováveis) (Quinta alteração), 2016: https://cercind.gov.in/2016/draft_reg/Exp16.pdf
- 15) Sangwongwanich, A., et al., 2017. "Lifetime Evaluation of Grid-Connected PV Inverters Considering Panel Degradation Rates and Installation Sites," IEEE Transactions on Power Electronics, https://www.researchgate.net/publication/314121765_Lifetime_Evaluation_of_Grid-Connected_PV_Inverters_Considering_Panel_Degradation_Rates_and_Installation_Sites
- 16) Baseado num pressuposto dos custos iniciais de 140.000 EUR/MW (fonte: https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/11/GETinvest-Market-Insights_UGA_Captive_MBC-Facilities_2019.pdf)
- 17) "Zambia: Solar PV and Hydro Mini-Grids: Model Business Case: Solar PV Mini-Grid for Rural Electrification," GET.invest Market Insights, (2020): https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/10/GETinvest-Market-Insights_ZMB_Mini-grid_-MBC-Solar_2019-1.pdf

Tarifa de CAE

O modelo assume uma tarifa indicativa de 0,081 EUR/kWh com base nos CAE anteriores assinados entre a EDM e os PIE.¹⁸ Assumiu-se também que a tarifa de CAE esteja indexada ao EUR e aumente até 4,2% anualmente.¹⁹ A tarifa efetiva e os mecanismos de agravamento aplicáveis para o Projeto acordados num CAE entre a EDM e o promotor do projeto. De salientar que os programas em curso como o Programa de Leilões para Energias Renováveis (PROLER), que estão a ser implementados pela EDM em parceria com a Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD), visam reduzir as tarifas através de um processo de leilão público.

Cenários de financiamento e pressupostos da dívida

De acordo com a estrutura de financiamento da Central de Energia Solar de Metoro, partiu-se do pressuposto de que o Projeto será financiado com 71,4% de dívida e 28,6% de capital próprio (Tabela 3).

Foram tidos em conta dois cenários de financiamento da dívida: **i)** Dívida denominada em EUR; e **ii)** dívida denominada em MZN. Assume-se que a taxa de juro seja 7% para dívida denominada em EUR²⁰ e 15% para dívida denominada em MZN.²¹ Assume-se que o prazo da dívida seja de 18 anos no contexto de ambos os cenários.²²

TABELA 3. Estrutura de capital

TIPO DE CAPITAL	% DE CAPEX	MONTANTE TOTAL COM INCENTIVOS (MILHÕES DE EUR)	MONTANTE TOTAL SEM INCENTIVOS (MILHÕES DE EUR)
Dívida	71,4%	33,4 €	37,1 €
Capital próprio	28,6%	13,4 €	14,8 €
Total	100%	46,8 €	51,9 €

RESULTADOS

Existem diferentes tipos de investidores em atividade no financiamento de projetos de energia solar em escala de utilidade pública, com diferentes objetivos e taxas de remuneração variáveis. Investidores como a Engie, EDF ou Enel, que possuem fontes sólidas de capital de baixo custo poderão aceitar 8% de Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) após imposto, dado que também obtêm rendimentos como contratantes de EPC e O&M e têm objetivos estratégicos a longo prazo. Os investidores puramente financeiros como a AIIM

irão provavelmente necessitar de uma TIRcp mínima de 15% para investir num projeto em Moçambique. Investidores em promotores/financeiros híbridos como a Serengeti Energy ou a Berkeley Energy poderão aceitar uma TIRcp mínima de 12%, uma vez que também obtêm rendimentos como promotores.²³

18) À data, as tarifas acordadas relativamente aos CAE assinados entre os PIE e a EDM variam entre 8,5 e 13 cêntimos de dólar/kWh (Fonte - Relatório da Estratégia da EDM 2018-2028).

19) Pressuposto baseado no Plano Diretor Integrado da EDM (2018-2043). As taxas de agravamento acordadas nos CAE anteriores entre os PIE e a EDM não estão disponíveis ao público.

20) Consultas dos atores, 2022.

21) Baseado na taxa de juro da linha de crédito verde do BCI.

22) Baseado nos termos da dívida para PIE de energia solar similares em Moçambique. Não é assumido qualquer período de carência para ser conservador. Importa também referir que no caso do cenário da dívida denominada em MZN, os bancos domésticos em Moçambique não disponibilizam atualmente tal dívida de longo prazo, contudo, realizou-se o pressuposto para fins ilustrativos.

23) Consultas dos atores, 2022.

Com base nos pressupostos descritos anteriormente, a análise financeira produziu as seguintes conclusões:

- No cenário com incentivos com dívida denominada em EUR, o Projeto será atrativo para investidores financeiros e estratégicos com uma TIRcp de 15.1% e um período de retorno de 9 anos.
- No cenário com incentivos com dívida denominada em MZN, o Projeto será atrativo apenas para investidores estratégicos com uma TIRcp de 9,8% e um período de retorno de 14 anos devido ao elevado custo da dívida local.
- No cenário sem incentivos com dívida denominada em EUR, o Projeto também será atrativo apenas para investidores estratégicos com uma TIRcp de 11.1% e um período de retorno de 13 anos.
- No cenário sem incentivos com dívida denominada em MZN, o Projeto não é atrativo com uma TIRcp de 7,2% e um período de retorno de 17 anos devido ao elevado custo da dívida local.
- O rácio de cobertura do serviço de dívida mínimo (RCSD) é inferior a 1,2 em todos os cenários devido às receitas mais baixas nos primeiros anos (antes da tarifa aumentar para níveis mais altos), indicando a necessidade de uma conta de reserva de serviço da dívida.

Os resultados da análise financeira são resumidos na [Tabela 4](#) e na [Figura 1](#).

FIGURA 1. Resultados da análise financeira

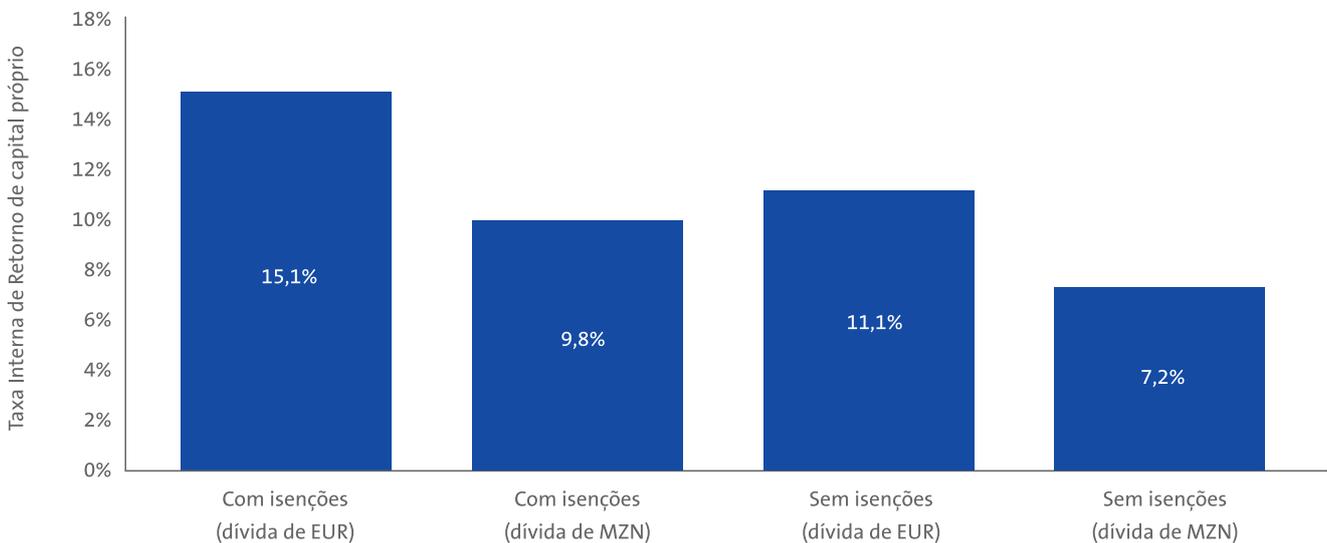


TABELA 4. Resultados da análise financeira

INDICADOR	COM INCENTIVOS		SEM INCENTIVOS	
	DÍVIDA DENOMINADA EM EUR	DÍVIDA DENOMINADA EM MZN	DÍVIDA DENOMINADA EM EUR	DÍVIDA DENOMINADA EM MZN
Receita média anual	8,5M €		8,5M €	
Despesas médias anuais	1,3M €		1,4M €	
EBITDA média	7,2M €		7,1M €	
Lucro líquido médio	3,3M €	2,6M €	2,7M €	2,0M €
LCOE	0,08 €	0,09 €	0,08 €	0,10 €
FC total para capital próprio	94,5M €	80,9M €	82,3M €	69,3M €
FC líquido para capital próprio	81,2M €	67,5M €	67,5M €	54,5M €
Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) após imposto	15,1%	9,8%	11,1%	7,2%
Taxa Interna de Retorno do projeto (TIR) após imposto	10,5%		8,0%	
Valor Atual Líquido (VAL) VAL de capital próprio	4,8M €	- 4,4M €	- 1,6M €	- 10,7M €
Período de retorno do capital próprio (anos)	9	14	13	17
Período de retorno do projeto (anos)	10	10	12	12
Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) médio	1,94	1,77	1,65	1,54
Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) médio DSCR mín.	1,18	0,76	1,04	0,68

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

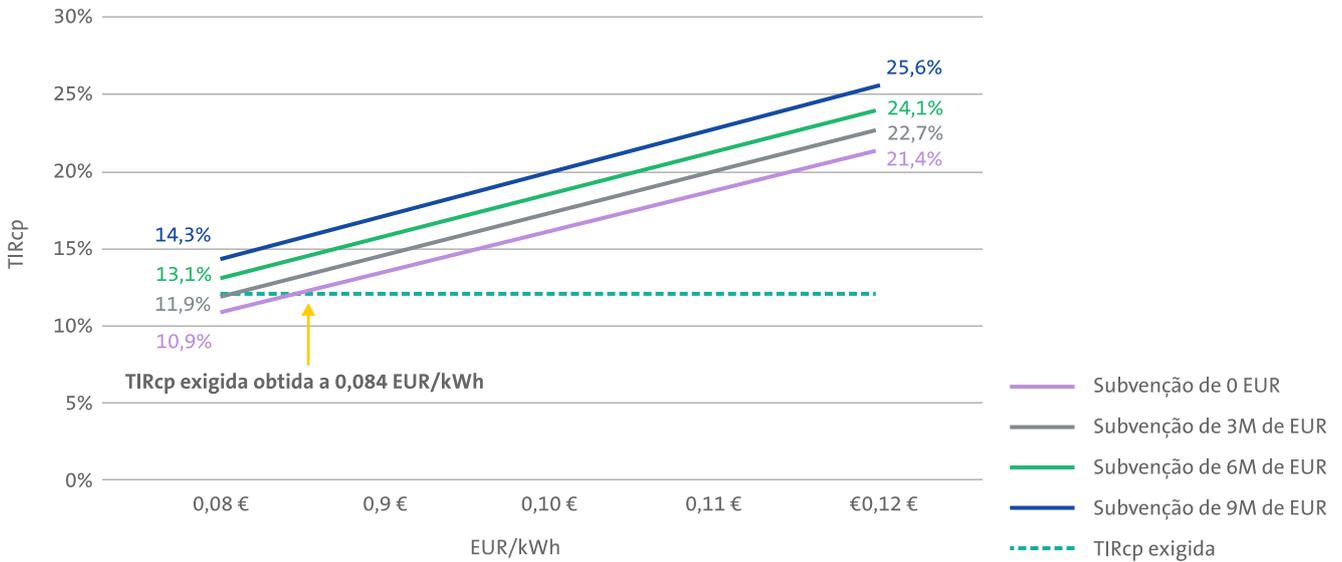
Foi realizada uma análise de sensibilidade para determinar o impacto das mudanças nos pressupostos-chave relativos à TIRcp e ao Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) mínimo como medidas da viabilidade do Projeto no contexto do cenário sem incentivos. Os números abaixo apresentam os resultados no contexto de vários cenários, partindo do pressuposto de que o Projeto seja financiado com dívida denominada em EUR.²⁴ Assume-se que a taxa de remuneração pretendida para os investidores financeiros considerem um projeto atrativo seja de 12%.

Cenários de tarifas e subvenções

A **Figura 2** ilustra o impacto dos aumentos da tarifa e subvenções de CAE na TIRcp no contexto do cenário sem incentivos. Os resultados mostram que a TIRcp exigida só pode ser obtida sem subvenções se a tarifa for, no mínimo, 0,084 EUR/kWh.

24) Os cenários de taxas de juro da dívida mostram os resultados da análise de sensibilidade para a dívida denominada em EUR e para a dívida denominada em MZN

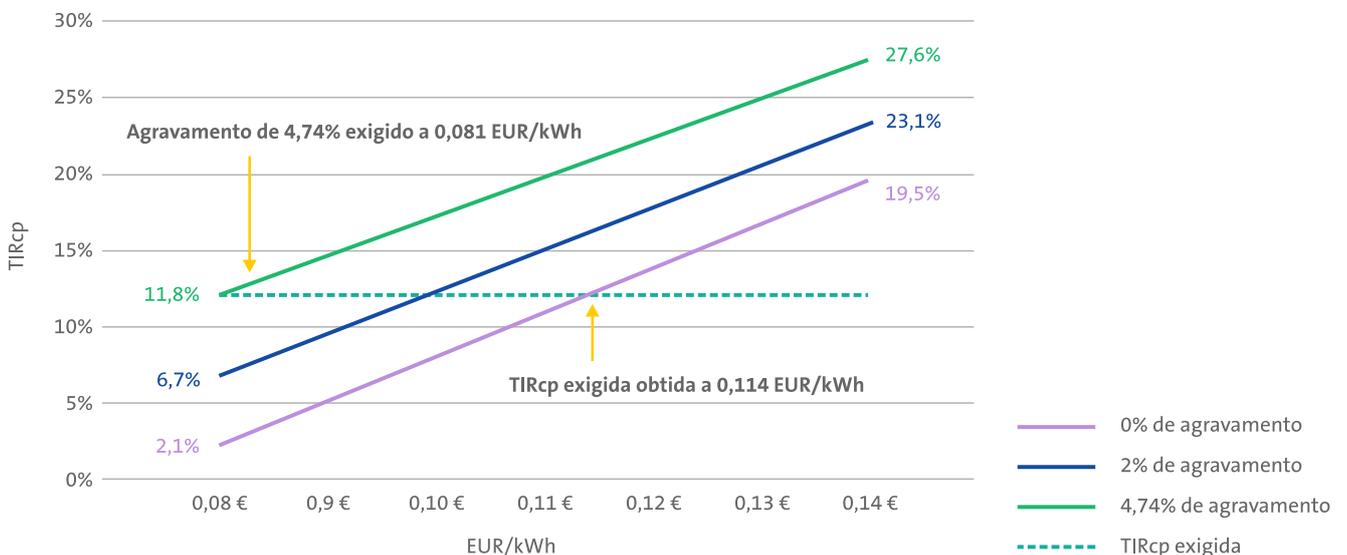
FIGURA 2. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) com vários níveis de tarifas e subvenções



Cenários de tarifas e de agravamento

A **Figura 3** ilustra o impacto dos aumentos da tarifa de CAE e da taxa de agravamento anual da tarifa na TIRcp no contexto do cenário sem incentivos. Os resultados mostram que a tarifa de CAE terá de ser negociada para acomodar o agravamento anual com tarifas de CAE inferiores a 0,114 EUR/kWh para que a TIRcp exigida seja atingida. Além disso, a TIRcp exigida só será atingida se a tarifa de CAE sofrer um agravamento anual até, no mínimo, 4,74% com a tarifa assumida de 0,081 EUR/kWh.

FIGURA 3. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) com vários níveis de tarifas CAE e de agravamento



Cenários de taxas de juro da dívida

A **Figura 4** e a **Figura 5** ilustram o impacto dos aumentos nas taxas de juro da dívida denominada em EUR e da dívida denominada em MZN na TIRcp e no RCSD mínimo, respetivamente no contexto do cenário sem incentivos. A análise mostra que a TIRcp exigida só pode ser obtida com a dívida denominada em EUR avaliada abaixo de 5,7% e dívida denominada em MZN avaliada abaixo de 7,3%. Também revela que os fluxos de caixa do projeto serão insuficientes para cobrir o serviço da dívida se as taxas de juro excederem 4,6% e 5% para os cenários de dívida denominada em EUR e dívida denominada em MZN, respetivamente. Isto significa que o Projeto irá exigir uma dívida altamente concecional para que seja atrativa para os investidores financeiros.

FIGURA 4. Taxa Interna de Retorno Económico de capital próprio (TIRcp) com várias taxas de juro da dívida

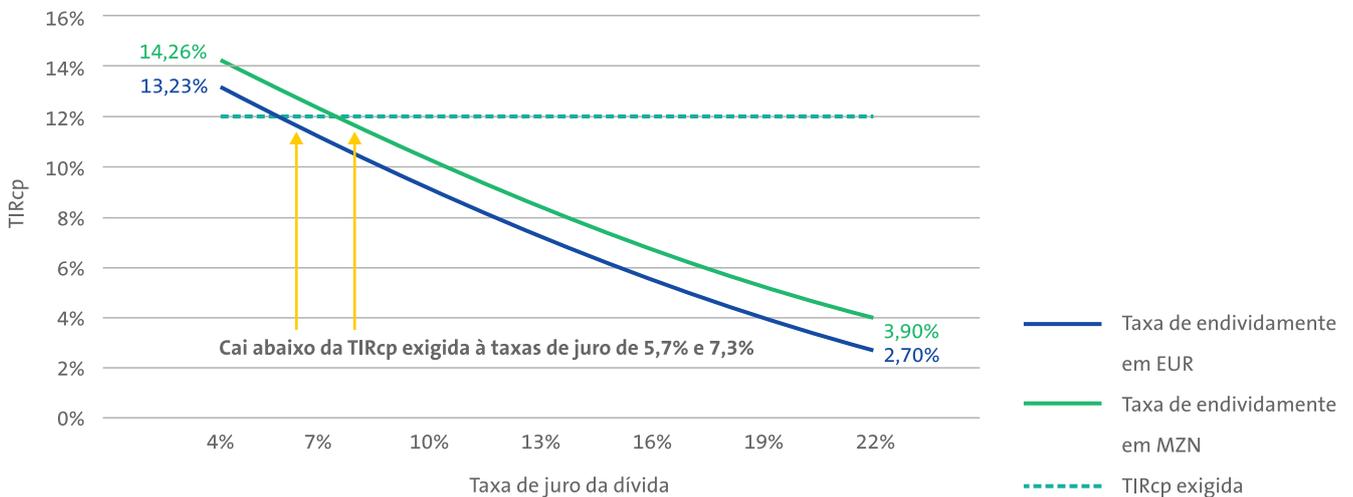
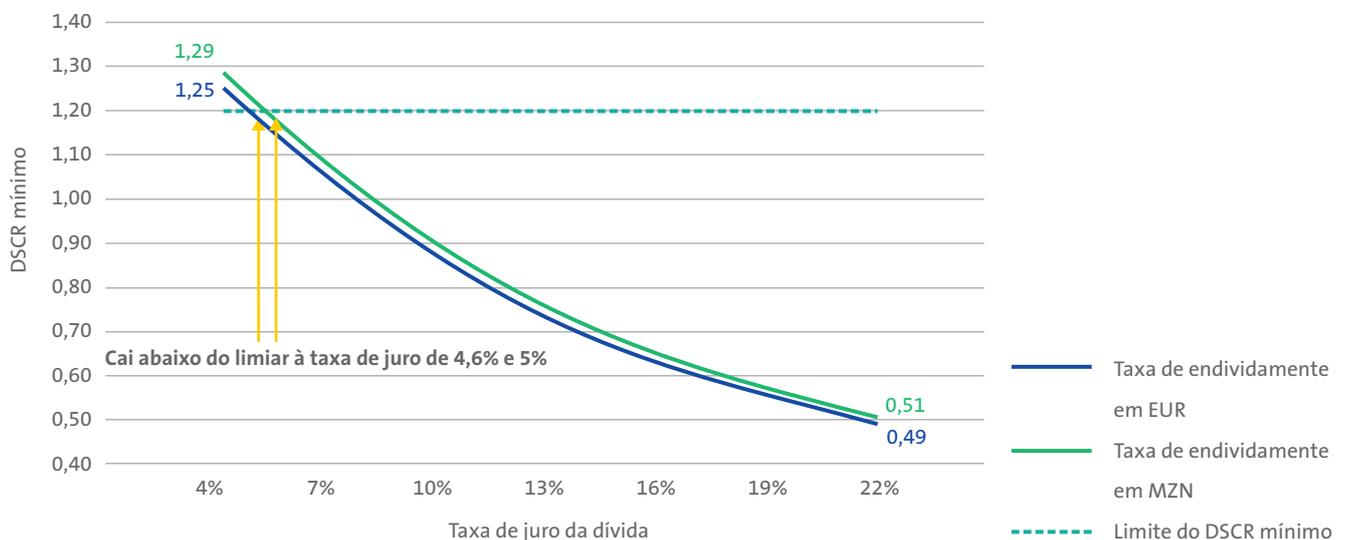


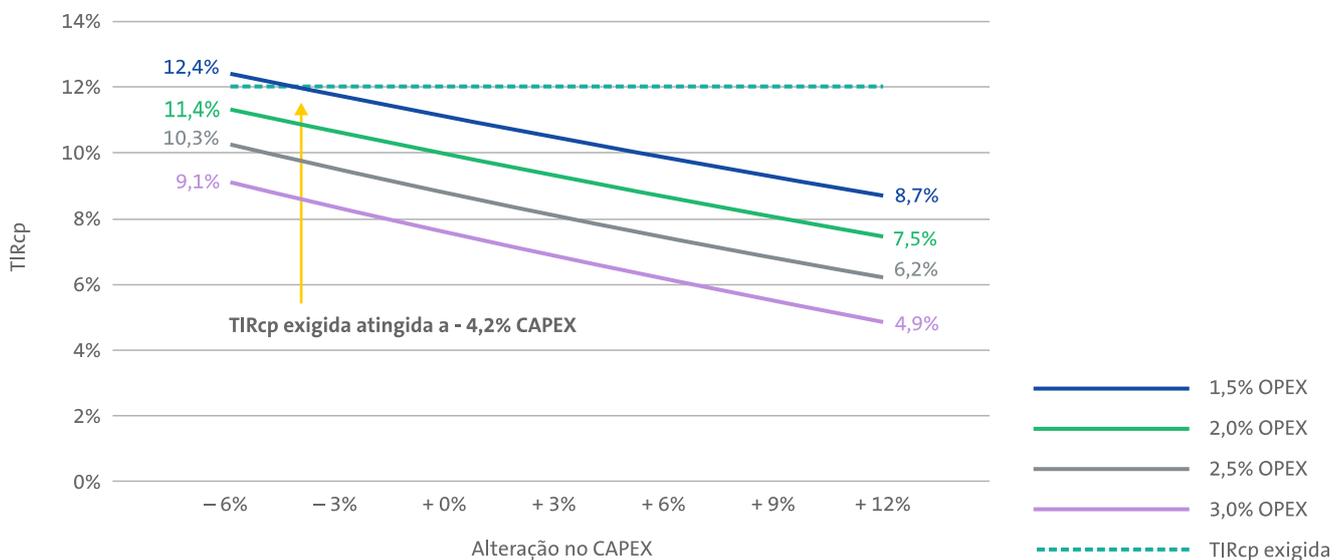
FIGURA 5. Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) mínimo com várias taxas de juro da dívida



Cenários CAPEX OPEX

A Figura 6 mostra o impacto das mudanças no CAPEX e OPEX na TIRcp no contexto do cenário sem incentivos. A análise concluiu que a TIRcp exigida pode ser obtida com um aumento de 4,2% no CAPEX, se o OPEX se mantiver inalterado. Isto indica que o Projeto pode tornar-se atrativo para os investidores financeiros com uma redução de 2,2M de USD nos custos do capital.

FIGURA 6. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) com vários níveis do CAPEX e OPEX



CONCLUSÕES E PRINCIPAIS ILAÇÕES

Tendo por base os pressupostos incluídos no presente Modelo de Caso de Negócio, estima-se que o Projeto seja atrativo para investidores financeiros e estratégicos no contexto do cenário com incentivos, ao passo que será atrativo apenas para investidores estratégicos no contexto do cenário sem incentivos.

- No cenário com incentivos, estima-se que o Projeto seja atrativo para investidores financeiros e estratégicos com uma Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) após imposto de 15,1% e um período de Taxa Interna de Retorno de capital próprio de 9 anos quando financiado com dívida denominada em EUR. Contudo, para que o Projeto seja atrativo com os atuais níveis de tarifas, o preço da energia no CAE terá de ser ajustado anualmente. Quando financiado com dívida denominada em MZN, o Projeto será atrativo apenas para investidores estratégicos com uma TIRcp após imposto de 9,8% e um período de retorno de 14 anos, devido ao elevado custo da dívida local.
- No cenário sem incentivos, estima-se que o Projeto seja atrativo apenas para investidores estratégicos com uma TIRcp após imposto de 11,1% e um período de retorno de 13 anos quando financiado com dívida denominada em EUR. Convém contudo referir que sem incentivos, o Projeto pode tornar-se atrativo para os investidores financeiros se a tarifa de CAE for, no mínimo, de 0,084 EUR/kWh (sem financiamento subvencionado), se a tarifa de CAE for negociada para acomodar um agravamento anual de, no mínimo, 4,74% (com a tarifa assumida de 0,081 EUR/kWh), se os custos do capital sofrerem uma redução de até 4,2% para 1,24 EUR/Wp, se o Projeto for financiado com dívida denominada em EUR avaliada abaixo de 5,7% ou dívida denominada em MZN avaliada abaixo de 7,3%.
- No contexto dos cenários tidos em consideração, o Projeto exige uma conta de reserva de serviço da dívida para atender adequadamente os requisitos do Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSd) mínimo dos credores.

ANEXO: DEFINIÇÕES

O **Rendimento Médio Anual** é o rendimento médio anual gerado ao longo da vida útil do Projeto.

As **Despesas Médias Anuais** são as despesas operacionais médias anuais incorridas ao longo da vida útil do Projeto.

O **EBITDA Médio** são os lucros médios antes das taxas de juro, impostos, desvalorização e amortização ao longo da vida útil do Projeto.

O **Rendimento Líquido Médio** é o rendimento líquido médio gerado ao longo da vida útil do Projeto.

O **LCOE (Custo Nivelado de Eletricidade)** é o valor atual líquido dos custos totais incorridos pelo Projeto ao longo da sua vida útil dividido pelo valor atual líquido da eletricidade total produzida ao longo da sua vida útil.

O **Fluxo de Caixa Total para Capital Próprio** refere-se ao fluxo de caixa total distribuído ao investidor de capital próprio ao longo da vida útil do Projeto.

O **Fluxo de Caixa Líquido para Capital Próprio** refere-se ao fluxo de caixa total para capital próprio menos o investimento de capital próprio no Projeto.

A **Taxa Interna de Retorno de Capital Próprio Após Imposto (TIRcp)** é a taxa interna de retorno após o imposto sobre investimento de capital próprio após considerar o serviço da dívida.

A **Taxa Interna de Retorno do Projeto Após Imposto (TIR)** é a taxa interna de retorno após o imposto sobre o Projeto. É a taxa dedutiva à qual o Valor Atual Líquido (VAL) do Projeto é igual a zero.

O **Valor Atual Líquido (VAL) de Capital Próprio** é o valor atual líquido dos fluxos de caixa livres para o investidor de capital próprio utilizando a taxa de retorno de capital próprio exigida como a taxa dedutível.

O **Período de Retorno do Capital Próprio (anos)** refere-se ao número de anos que demora a recuperar o investimento de capital próprio no Projeto.

O **Período de Retorno do Projeto (anos)** refere-se ao número de anos que demora a recuperar o custo de capital inicial do Projeto.

O **Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) Médio** é o rácio de cobertura do serviço da dívida médio ao longo da vida útil do Projeto.

O **Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) Min.** é o rácio de cobertura do serviço da dívida mínimo ao longo da vida útil do Projeto.

SOBRE AS PERCEÇÕES DE MERCADO DO GET.INVEST

A primeira série das Perceções de Mercado do GET.invest foi publicada no início de 2019 e abrangeu quatro segmentos de mercado de energias renováveis em três países, nomeadamente: aplicações de energias renováveis na cadeia de valor agrícola (Senegal), produção de energia cativa (atrás do contador) (Uganda), mini-redes (Zâmbia) e sistemas de energia solar autónomos (Zâmbia).

Um **Guia de Desenvolvimento** é um documento de referência que se destina a informar os promotores do projeto, os fornecedores de tecnologia do sector privado, inovadores e empreendedores em relação às oportunidades para produtores independentes de energia (PIE) no âmbito de energias renováveis (ER) em Moçambique. O Guia está organizado em quatro secções principais. A **Secção 1** é uma introdução; a **Secção 2** descreve o mercado de PIE na África Subsariana, incluindo uma descrição geral do desenvolvimento do sector, ambiente favorável, mecanismos de financiamento, principais indicadores para avaliação do potencial dos PIE e perfis dos PIE que se encontram em atividade na região; a **Secção 3** examina o mercado para PIE de ER em Moçambique, incluindo uma análise do potencial de ER do país e dos projetos e programas de PIE existentes e planeados; e a **Secção 4** explora a “Introdução no mercado”, isto é, como impulsionar o estudo de mercado apresentado no presente Guia para implementar um projeto de PIE em Moçambique.

Juntamente com o presente Guia, são apresentados dois **Casos de Negócio Modelo** correspondentes que fornecem análises financeiras de exemplos de negócio concretos. Os dois Casos de Negócio Modelo incluídos neste conjunto analisam: (1) projetos de PIE de energia solar de 40 MWp sem armazenamento em bateria; e (2) um projeto de PIE de energia solar de 20 MWp com armazenamento em bateria.

SOBRE O GET.INVEST MOÇAMBIQUE

O GET.invest é um programa europeu que mobiliza investimentos em energias renováveis, apoiado pela União Europeia, Alemanha, Suécia, Países Baixos e Áustria.

Com o apoio adicional da União Europeia e da Alemanha, o GET.invest tem vindo a operar, desde 2019, uma country window em Moçambique o que permite focar-se especificamente no sector energético moçambicano, como parte do PROMOVE Energia - uma estratégia abrangente entre a UE e o Governo de Moçambique para apoiar o acesso a energia sustentável e acessível em zonas rurais. Saiba mais em <https://www.get-invest.eu/pt-pt/about/country-windows/mozambique>.

ENTRE EM CONTACTO

Agradecemos as suas opiniões sobre as Perceções de Mercado através da partilha de quaisquer perguntas ou comentários via e-mail para info@get-invest.eu.

AGRADECIMENTO

A elaboração deste documento não teria sido possível sem os valiosos contributos, comentários e opiniões disponibilizados pelos nossos parceiros de colaboração e colegas avaliadores.

AVISO LEGAL

As informações contidas no presente documento resultam de fontes e entrevistas cuidadosamente selecionadas. Contudo, o GET.invest não garante a sua exatidão ou integralidade, estando excluídas eventuais reclamações de responsabilidade por meio do uso de informações incorretas ou incompletas. O presente documento não representa necessariamente os pontos de vista do GET.invest ou dos países mencionados. O GET.invest não aprova ou recomenda quaisquer produtos, processos ou serviços comerciais mencionados neste documento. O presente documento não se destina a substituir os estudos de base do projeto e de negócios. É necessário realizar uma análise detalhada para um projeto ou negócio específico antes de qualquer decisão de investimento.

CONTACTO

GET.invest
E info@get-invest.eu
I www.get-invest.eu

Local de data: Bruxelas, novembro de 2023
Créditos das fotografias: © Globeleq & Source Energia