

Moçambique: Guia de Desenvolvimento de Aplicações de Energia Solar Comerciais e Industriais (C&I)

Modelo de Caso de Negócio: Projeto de Energia Solar C&I Fora da Rede de 32 kWp



INTRODUÇÃO

Para empresas fora da rede que necessitam de eletricidade, o custo do combustível diesel e a manutenção de geradores contribuem significativamente para as despesas operacionais. Em Moçambique existem muitos destes setores empresariais fora da rede, incluindo transformação de produtos agrícolas, mineração e turismo, entre outros. No setor agrícola, Moçambique é o maior produtor de caju da África. No setor da mineração, a maioria dos investimentos e projetos concentra-se na grafite, pedras preciosas e semipreciosas, areias pesadas e carvão.¹ No setor do turismo, Moçambique possui 2.500 quilómetros de litoral ao longo do Oceano Índico que atrai muitos turistas, bem como diversos parques naturais.

PÚBLICO-ALVO

Este Modelo de Caso de Negócio (MCN) analisa a viabilidade financeira de um hipotético projeto solar FV comercial e industrial (C&I) de 32 kWp com armazenamento em bateria destinado a um hotel ecológico fora da rede na costa de Moçambique (“o Projeto”). No contexto de potenciais aplicações C&I no país, este é um projeto que se deve considerar de pequena dimensão. A produção do sistema de energia solar FV será totalmente consumida pelo cliente para substituir a energia diesel, sem produção de eletricidade excedentária para alimentar a rede.

1) De Amaral, L., and Mussagy, K., “Mining in Mozambique: Overview,” SAL & Caldeira Advogados, (1 de setembro de 2019): [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-575-3315?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-575-3315?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true)

Foi realizada uma análise financeira detalhada do Projeto baseada na partilha de poupanças – entre o fornecedor do sistema de energia solar FV e o hotel ecológico – para determinar a sua viabilidade e o potencial de economia de custos para o cliente. O público-alvo deste MCN inclui (mas não está limitado a):

- Proprietários ou locadores de propriedade comercial, agrícola ou industrial fora da rede que possam ponderar a energia solar FV para geração de energia; e
- Empresas de Serviços Energéticos (ESE) e respetivos investidores, que possam estar interessados em procurar oportunidades para o desenvolvimento de projetos de energia solar C&I em Moçambique.

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 e entrevistas realizadas a atores locais. 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 as características de ónus do cliente C&I com base nos dados obtidos de um hotel ecológico fora da rede em Moçambique alimentado por um gerador a diesel.

TABELA 1. Características de ónus do cliente

CARACTERÍSTICAS DE ÓNUS DO CLIENTE	UNIDADE	VALOR
Demanda energética total	kW	22,5 ²
Consumo anual de eletricidade	kWh	29.819 ³
Parcela de carga anual fornecida pelo gerador a diesel	%	100% ⁴

2) Entrevistas a atores, 2022.

3) Entrevistas a atores, 2022.

4) Entrevistas a atores, 2022.

A **Tabela 2** apresenta os pressupostos relacionados com a capacidade e os custos do gerador a diesel.

TABELA 2. Características do gerador a diesel

PARÂMETROS	UNIDADE	VALOR
Capacidade do gerador a diesel	kW	32 ⁵
CAPEX do gerador a diesel	EUR/kW	239 € ⁶
Vida útil do gerador a diesel	Anos	7 ⁷
Custo do capital anualizado	EUR/Ano	1.093 €⁸
Preço do diesel por litro	EUR/Litro	1,32 € ⁹
Custo anual do diesel	EUR	15.783 €¹⁰
Custos operacionais e de manutenção anuais	EUR	740 €¹¹
Custo anual total da energia diesel	EUR/Ano	17.616 €¹²

A **Tabela 3** apresenta os pressupostos relacionados com os parâmetros técnicos do sistema de energia solar FV C&I fora da rede.

TABELA 3. Pressupostos técnicos do sistema de energia solar FV

PARÂMETROS DO SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FV	UNIDADE	VALOR
Capacidade do sistema FV	kWp	32 ¹³
Capacidade da bateria	kWh	168 ¹⁴
Capacidade do inversor	kW	30 ¹⁵
Degradação anual dos painéis	%	0,5% ¹⁶

5) Entrevistas a atores, 2022.

6) Baseado nos dados locais obtidos dos estudos de pré-viabilidade realizados pelo FUNAE. Este traduz-se num CAPEX total do gerador a diesel de 7.653 EUR (isto é, 239 EUR/kW multiplicado por 32 kW).

7) "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

8) Obtido da divisão do CAPEX do gerador a diesel pela respetiva vida útil.

9) Preços do Diesel em Moçambique, 16-Jan-2023; https://www.globalpetrolprices.com/Mozambique/diesel_prices/. De salientar que o diesel é mais caro noutras províncias fora de Maputo. Este custo mais elevado não foi considerado na análise. Levar em conta este custo mais elevado na análise resultará numa economia de custos mais alta para o hotel ecológico ao fazer a transição para a energia solar.

10) Baseado numa taxa de consumo de diesel de 0,4 litros/kWh (Annaratone D., Geradores de vapor: Descrição e conceção. Milano: Springer, 2007)

11) Baseado num custo operacional e de manutenção fixo de 15 US\$/kW e num custo operacional e de manutenção variável (não referente a diesel) de 0,01 US\$/kWh (Fonte: <https://www.mdpi.com/2071-1050/9/3/372/pdf>; e Análise do Custo Nivelado de Energia da Lazard).

12) Obtido da soma do custo anual do diesel, do custo do capital anualizado e do custo operacional e de manutenção anual.

13) Medida com base na demanda energética total do hotel ecológico fora da rede.

14) Medida com base na demanda energética total do hotel ecológico fora da rede.

15) Medida com base na demanda energética total do hotel ecológico fora da rede.

16) "Uganda: Captive Power - Model Business Case: Solar 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

Pressupostos macroeconómicos

Assume-se que a taxa de câmbio do Euro (EUR) para o metical moçambicano (MZN) é 66,5.¹⁷ Baseado nas projeções para Moçambique, assume-se que a inflação anual seja 6% ao longo da vida útil do Projeto,¹⁸ enquanto que a depreciação anual do MZN para o EUR seja 1,5%.¹⁹

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.²⁰ Foram considerados dois cenários para a análise: (i) um cenário com isenções de IVA e de imposto sobre importações; e (ii) um cenário sem isenção de IVA e de imposto sobre importações.

Custos do capital

A **Tabela 4** apresenta os pressupostos dos custos do capital para o Projeto.²¹ Os custos estimados baseiam-se nos dados obtidos das dos atores locais. Assume-se que o sistema será depreciado via depreciação linear ao longo dos 25 anos da respetiva vida útil a uma taxa de 4% por ano.

TABELA 4. Pressupostos dos custos do capital

CUSTOS DO CAPITAL	UNIDADE	CUSTO UNITÁRIO ²²	CUSTO TOTAL COM ISENÇÃO DE IVA E DE IMPOSTO	CUSTO TOTAL SEM ISENÇÃO DE IVA E DE IMPOSTO
Custo de energia solar FV ²³	EUR/kWp	1.435 € ²⁴	36.820 €	45.915 €
Custo da bateria	EUR/kWh	179 € ²⁵	24.163 €	30.132 €
Custos de desenvolvimento	EUR/kWp	200 € ²⁶	6.400 €	6.400 €
CAPEX total			67.384 €	82.447 €

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

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

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

20) <https://taxsummaries.pwc.com/mozambique/corporate/taxes-on-corporate-income>; <https://taxsummaries.pwc.com/mozambique>; e <https://www.get-invest.eu/market-information/mozambique/>

21) Os custos do capital incluem o custo do sistema de geração de energia (módulos e inversores solares FV), o banco de baterias, balanço da usina (estruturas de montagem, cabos, etc.), custo do frete, impostos (onshore e offshore), direitos aplicáveis, custos de desenvolvimento do projeto, custos de conceção e instalação.

22) Custo unitário sem isenções de IVA e de imposto sobre importações.

23) Inclui o custo dos módulos, inversor e balanço da usina

24) Baseado nos dados locais recolhidos dos estudos de pré-viabilidade realizados pelo FUNAE

25) Ibid.

26) Entrevistas a atores, 2022.

Custos operacionais

Os custos operacionais e de manutenção serão suportados pela Empresa de Serviços Energéticos durante a vigência do contrato de partilha de poupanças, enquanto que o cliente irá suportar estes custos (incluindo os custos de substituição da bateria e do inversor) após o término do período contratual de partilha de poupanças. Assume-se que o custo operacional e de manutenção anual a incorrer pela Empresa de Serviços Energéticos seja 1,5% do custo total do capital do Projeto.²⁷ Assume-se também que após o término do contrato de partilha de poupanças, a Empresa de Serviços Energéticos cobre ao cliente uma tarifa anual operacional e de manutenção de 3% do custo do capital do Projeto para continuar a prestar serviços operacionais e de manutenção. Além disso, assume-se que o custo operacional e de manutenção aumente até 6% anualmente em função da inflação. A **Tabela 5** apresenta os custos assumidos de substituições da bateria no 8.º, 15.º e 22.º ano de funcionamento e de substituição do inversor no 16.º ano de funcionamento. Os custos de substituição baseiam-se num pressuposto de redução anual do preço na ordem dos 3% comparativamente ao investimento inicial.²⁸

TABELA 5. Pressupostos dos custos operacionais e de substituição de componentes

COMPONENTE	CUSTO TOTAL COM ISENÇÃO DE IVA E DE IMPOSTO	CUSTO TOTAL SEM ISENÇÃO DE IVA E DE IMPOSTO
Custo de substituição da bateria – ano 8 ²⁹	18.938 €	23.616 €
Custo de substituição da bateria – ano 15 ³⁰	15.302 €	19.081 €
Custo de substituição da bateria – ano 22 ³¹	12.363 €	15.417 €
Custo de substituição do inversor – ano 16 ³²	2.788 €	3.477 €

Pressupostos da estrutura de financiamento e do contrato de partilha de poupanças

Assume-se que o Projeto será implementado por via de um contrato de partilha de poupanças. No âmbito desta estrutura, uma Empresa de Serviços Energéticos (ESE) financia, detém e instala o sistema de energia solar FV nas instalações do cliente. As poupanças de custo mensais resultantes dos custos do diesel evitados são divididas entre a ESE e o cliente, de acordo com uma percentagem prevista ao longo de um prazo estipulado. São considerados dois cenários: (i) um cenário no qual a ESE recebe 100% das poupanças nos primeiros 10 anos, enquanto que o cliente retém todas as poupanças nos restantes 15 anos do Projeto; e (ii) um cenário com um rácio de 85% - 15% de partilha de poupanças entre a ESE e o cliente nos primeiros 15 anos, enquanto que o cliente retém todas as poupanças nos restantes 10 anos do Projeto.

27) https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/11/GETinvest-Market-Insights_UGA_Captive_MBC-Facilities_2019.pdf

28) "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

29) "Open Sourcing Infrastructure Finance for Mini-Grids," Crossboundary Energy Access, (2020); e <https://www.solarreviews.com/blog/are-lithium-ion-the-best-solar-batteries-for-energy-storage>

30) Ibid.

31) Ibid.

32) Baseado num custo inicial de 189 EUR/kwp incluindo IVA (Fonte: Uganda: Captive Power - Model Business Case: Solar PV for Commercial and Industrial Facilities, GET.invest Market Insights, 2020).

TABELA 6. Pressupostos do contrato de partilha de poupanças

INDICADOR	UNIDADE	VALOR (CENÁRIO 100%)	VALOR (CENÁRIO 85%)
Partilha de poupanças de custo – cliente	%	0%	15%
Partilha de poupanças de custo – Empresa de Serviços Energéticos	%	100%	85%
Prazo contratual de partilha de poupanças	Anos	10	15

Assume-se que a Empresa de Serviços Energéticos irá financiar o Projeto via 70% de dívida denominada em EUR e 30% de capital próprio. Assume-se que a taxa de juro sobre a dívida garantida pela Empresa de Serviços Energéticos seja de 8,5%, enquanto que o prazo da dívida se assuma que seja de 7 anos (sem período de carência, para ser conservadora).³³ Também se assume que a taxa de remuneração pretendida para que o cliente e a Empresa de Serviços Energéticos considerem o Projeto atrativo seja de 15%.³⁴

RESULTADOS

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

- No contexto do cenário 100% com isenções, o Projeto é atrativo com uma Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) após imposto da ESE de 27,0%, Valor Atual Líquido (VAL) de capital próprio da ESE de 15.060 EUR, período de reembolso do projeto de 5 anos, 60% de poupanças de custo médias anuais do cliente, poupanças de custo totais do cliente de 489.295 EUR e Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) mínimo de 1,32, que está acima do limite de 1,2 geralmente exigido pelos credores para financiar um projeto.
- No contexto do cenário 85% com isenções, o Projeto mantém-se atrativo mas com retornos mais baixos com uma TIRcp da ESE de 23,7%, mesmo que superior ao VAL de capital próprio da ESE de 16.293 EUR devido ao prazo contratual mais longo, resultando em pagamentos totais à ESE mais altos, período de retorno do projeto de 6 anos, 52% de poupanças de custo médias anuais do cliente, poupanças de custo totais do cliente de 424.362 EUR e RCSD mínimo de 1,14, que está ligeiramente abaixo do limite exigido, indicando que o Projeto exigiria condições concessionais da dívida como, por exemplo, um período de carência.
- No contexto do cenário 100% sem isenções, o Projeto também é atrativo, mas em menor medida, com uma EIRRE da ESE de 16,2%, VAL de capital próprio da ESE de 1.936 EUR, período de reembolso do projeto de 6 anos, 57% de poupanças de custo médias anuais do cliente e poupanças de custo totais do cliente de 466.712 EUR. No entanto, devido ao CAPEX mais alto e à obrigação de dívida mais alta (resultante do IVA e do imposto sobre importações), o RCSD mínimo é 1,11, o qual está abaixo do limite exigido, indicando uma vez mais que o Projeto exigiria condições concessionais da dívida.
- No contexto do cenário 85% sem isenções, o Projeto continua a ser atrativo com uma TIRcp da ESE de 16,1%, VAL de capital próprio da ESE de 2.594 EUR, período de retorno do projeto de 7 anos, 50% de poupanças de custo médias anuais do cliente e poupanças de custo totais do cliente de 409.538 EUR. Contudo, devido à obrigação de dívida mais alta (resultante do IVA e do imposto sobre importações) e à partilha de poupanças mais baixa recebida pela ESE (comparativamente ao cenário 100%) nos primeiros anos (antes do custo do diesel se agravar para níveis mais altos), o RCSD mínimo do Projeto é 0,96, o que significa que os fluxos de caixa do projeto serão inicialmente insuficientes para cobrir o serviço da dívida, indicando a necessidade de condições concessionais e/ou de uma conta de reserva de serviço da dívida (DSRA).

33) Consultas dos atores locais

34) "CrossBoundary Energy fully exits first fund at 15% net internal rate of return (TIR), raises \$40M to continue to scale financed solar for businesses in Africa," CrossBoundary Energy, (17 November 2020): <https://www.sun-connect-news.org/news/details/press-release-crossboundary-energy-fully-exits-first-fund-at-15-net-internal-rate-of-return-irr/>

Os resultados da análise financeira são resumidos na **Tabela 7**.

TABELA 7. Resultados da análise financeira

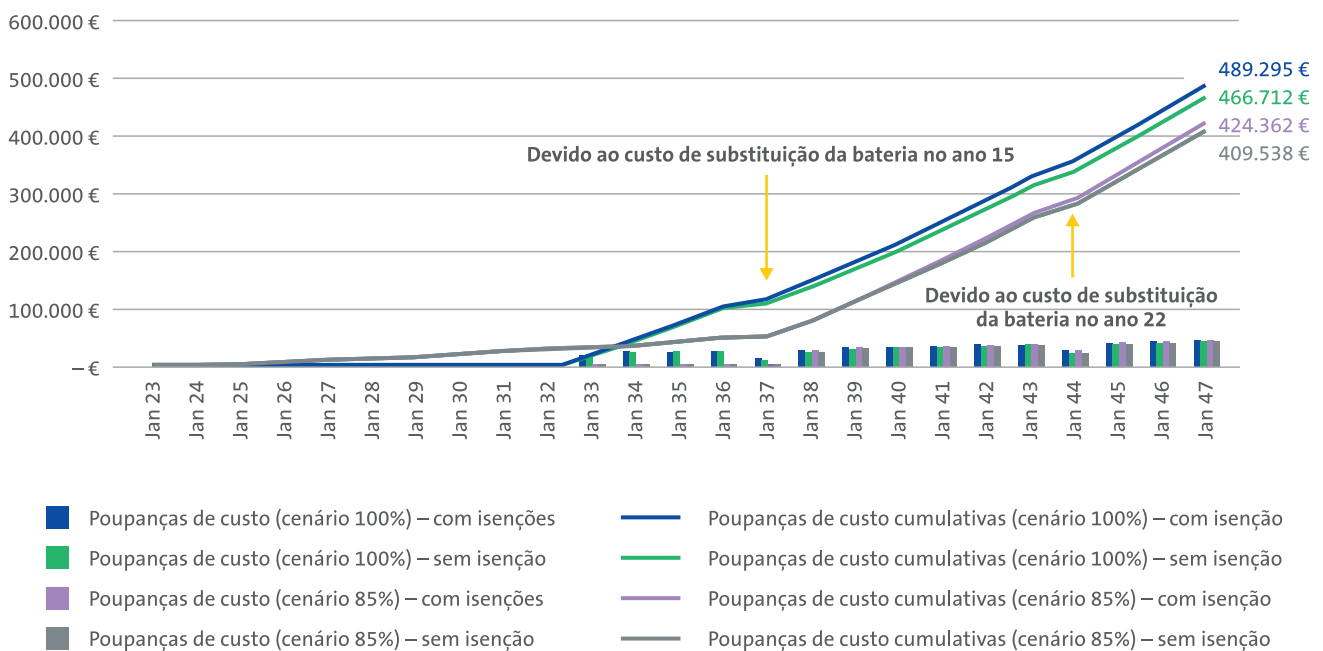
INDICADOR ³⁵	COM ISENÇÃO DE IVA E DE IMPOSTO		SEM ISENÇÃO DE IVA E DE IMPOSTO	
	CENÁRIO 100%	CENÁRIO 85%	CENÁRIO 100%	CENÁRIO 85%
CLIENTE				
Custo médio anual da energia diesel evitado	32.500 €		32.500 €	
Poupanças de custo médias anuais do cliente	19.572 €	16.974 €	18.668 €	16.382 €
Poupanças de custo médias anuais do cliente (%)	60,2%	52,2%	57,4%	50,4%
Poupanças de custo cumulativas totais do cliente	489.295 €	424.362 €	466.712 €	409.538 €
Pagamento total à ESE	292.747 €	372.981 €	307.807 €	384.063 €
ESE				
Partilha de poupanças média anual recebida	11.710 €	14.919 €	12.312 €	15.363 €
Despesas médias anuais	1.865 €	1.865 €	2.282 €	2.282 €
EBITDA méd.	9.845 €	13.055 €	10.031 €	13.081 €
Rendimento líquido méd.	5.359 €	6.821 €	5.182 €	6.366 €
LCOE	0,18 €		0,22 €	
FC total para capital próprio	102.941 €	150.674 €	91.311 €	134.551 €
FC líquido para capital próprio	82.726 €	130.459 €	66.577 €	109.817 €
Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) após imposto	27,0%	23,7%	16,2%	16,1%
Taxa Interna de Retorno do projeto (TIR) após imposto	15,9%	16,0%	11,0%	12,0%
Valor Atual Líquido (VAL) de capital próprio ³⁶	15.060 €	16.293 €	1.936 €	2.594 €
Período de retorno do projeto (anos)	5	6	6	7
Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) méd.	1,76	1,50	1,45	1,24
Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) mín.	1,32	1,14	1,11	0,96

35) Nota: A Taxa Interna de Retorno do cliente e o período de retorno não foram calculados, dado que o cliente não faz qualquer investimento inicial.

36) Baseado numa taxa de dedução de 15%

A **Figura 1** ilustra as poupanças de custo da eletricidade anuais estimadas que podem ser obtidas pelo cliente com a instalação de um sistema de energia solar FV ao longo da vida útil do sistema de energia solar no contexto de ambos os cenários. Como demonstrado, o cliente retém zero poupanças ou poupanças mínimas durante os anos iniciais (dado que a ESE recebe a totalidade ou a maioria das poupanças de custo) e após o Ano 10 ou 15 quando o contrato de partilha de poupanças termina, o cliente começa a acumular poupanças, com diminuição nas poupanças registadas no Ano 15 e no Ano 22 devido aos custos de substituição da bateria. Ao fim de 25 anos, as poupanças de custo cumulativas do cliente são mais altas no contexto do cenário 100%.

FIGURA 1. Poupanças de custo da eletricidade anuais do cliente (EUR)



ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Foi realizada uma análise de sensibilidade para determinar o impacto da mudança nos pressupostos-chave relativos ao cliente e ao capital próprio da ESE, VAL, bem como na TIRcp da ESE e no RCSD mínimo como medidas da viabilidade do Projeto no contexto do cenário sem isenção de IVA e de imposto sobre importações.

Cenários da percentagem de partilha de custos

A **Figura 2** mostra o impacto dos aumentos na percentagem de partilha de poupanças da ESE nas poupanças médias anuais do cliente e no VAL de capital próprio da ESE, ao passo que a **Figura 3** mostra o respetivo impacto na TIRcp da ESE. A análise concluiu que a ESE só consegue atingir um VAL positivo e a TIRcp exigida mediante uma partilha de poupanças de no mínimo 97,4% no contexto do cenário de 10 anos e de 82,1% no contexto do cenário de 15 anos, enquanto as poupanças de custo do cliente permanecem positivas.

FIGURA 2. Poupanças médias anuais do cliente e Valor Atual Líquido (VAL) da Energia de Serviços Energéticos (ESE) com várias percentagens de partilha de poupanças

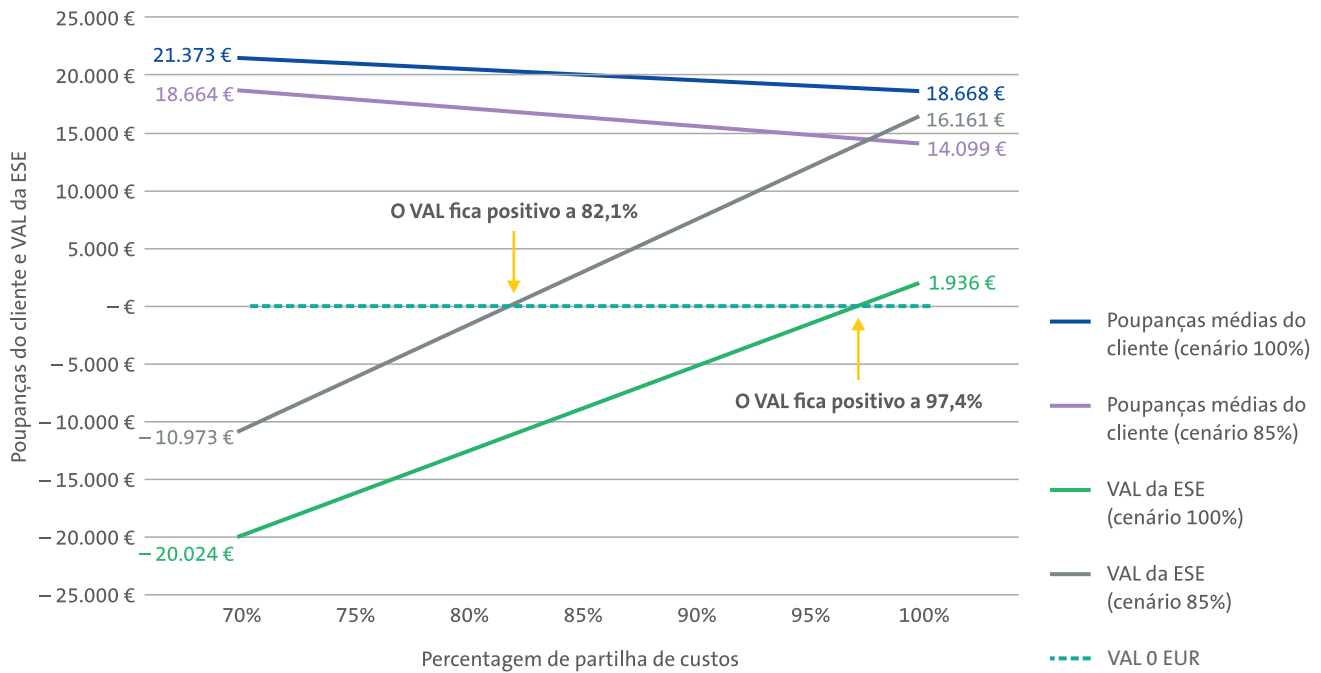
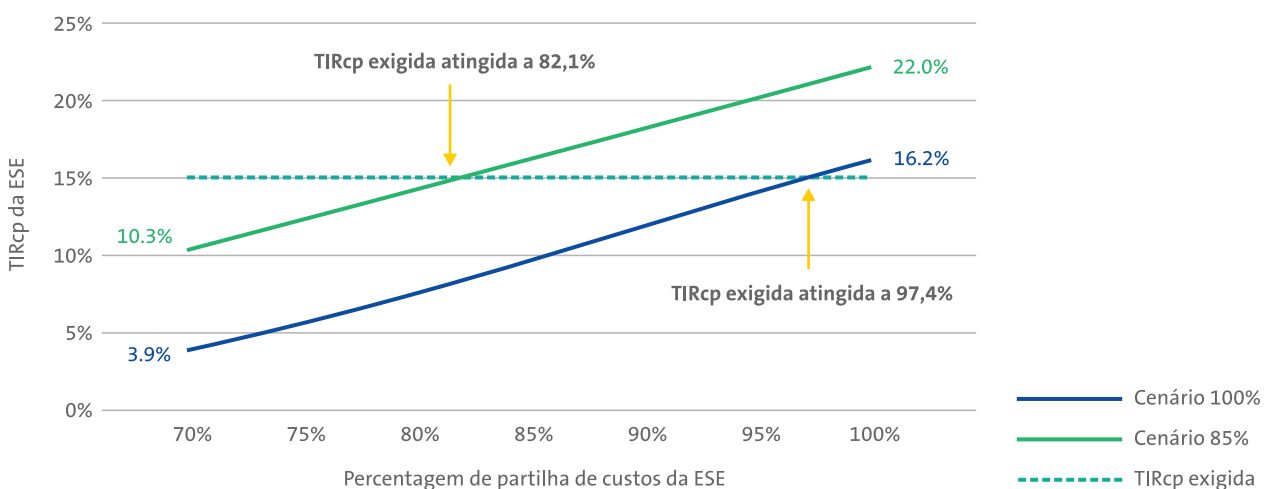


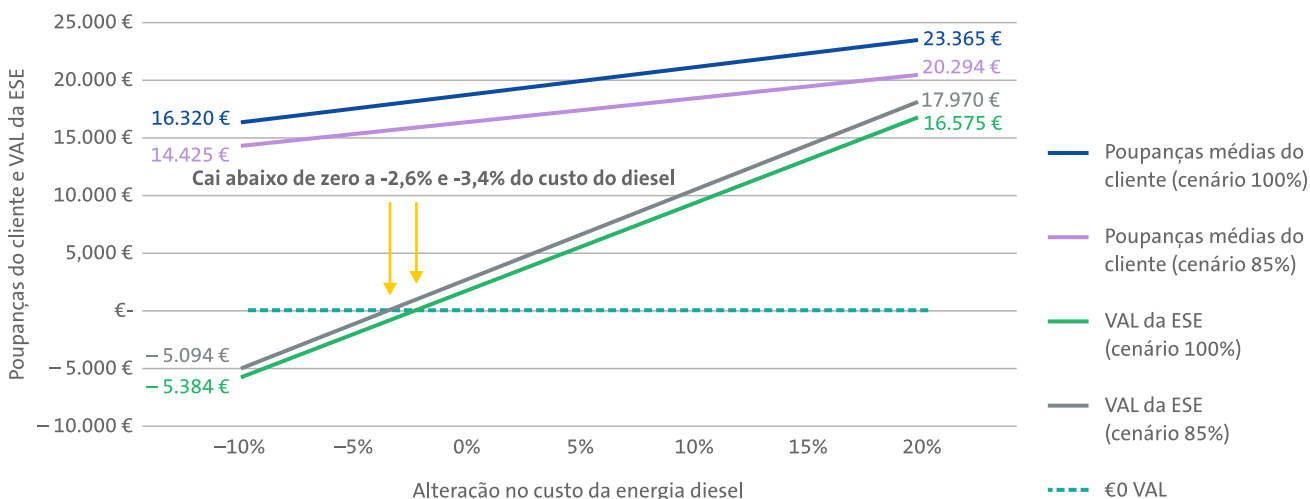
FIGURA 3. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) da Energia de Serviços Energéticos (ESE) com várias percentagens de partilha de poupanças



Cenários de custos da energia diesel

A **Figura 4** mostra o impacto dos aumentos dos custos da energia diesel nas poupanças médias anuais do cliente e no VAL da ESE. Os resultados mostram que o VAL da ESE tornar-se-ão negativos se o custo da energia diesel diminuir em 2,6% e em 3,4% no contexto do cenário 100% e 85%, respetivamente. Isto indica que a viabilidade do Projeto depende fortemente do preço local do diesel. Por outro lado, as poupanças do cliente mantêm-se positivas, dado que as despesas de capital da energia solar FV e alguns dos custos de substituição de componentes ficam a cargo da ESE.

FIGURA 4. Poupanças médias anuais do cliente e Valor Atual Líquido (VAL) da Energia de Serviços Energéticos (ESE) com vários níveis de custo da energia diesel



Cenários de taxas de juro da dívida (para ESE)

A **Figura 5** e a **Figura 6** apresentam o impacto dos aumentos da taxa de juro da dívida na TIRcp de capital próprio da ESE e no RCSD mínimo, respetivamente. Os resultados mostram que a TIRcp exigida da ESE só pode ser atingida com a dívida avaliada abaixo de 10,6% e 11,3% (acima da taxa de juro assumida de 8,5%) no contexto do cenário 100% e 85%, respetivamente. Acima de tudo, revela que no contexto 100%, o limite de RCSD mínimo só pode ser atingido com a dívida avaliada abaixo de 6% (acima da taxa de juro assumida de 8,5%), ao passo que no cenário 85%, os fluxos de caixa do projeto serão insuficientes para cobrir o serviço da dívida com as taxas de juro consideradas. Isto indica que a ESE irá exigir um período de carência e/ou um rácio de endividamento inferior ou uma DSRA.

FIGURA 5. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) da Energia de Serviços Energéticos (ESE) com várias taxas de juro da dívida

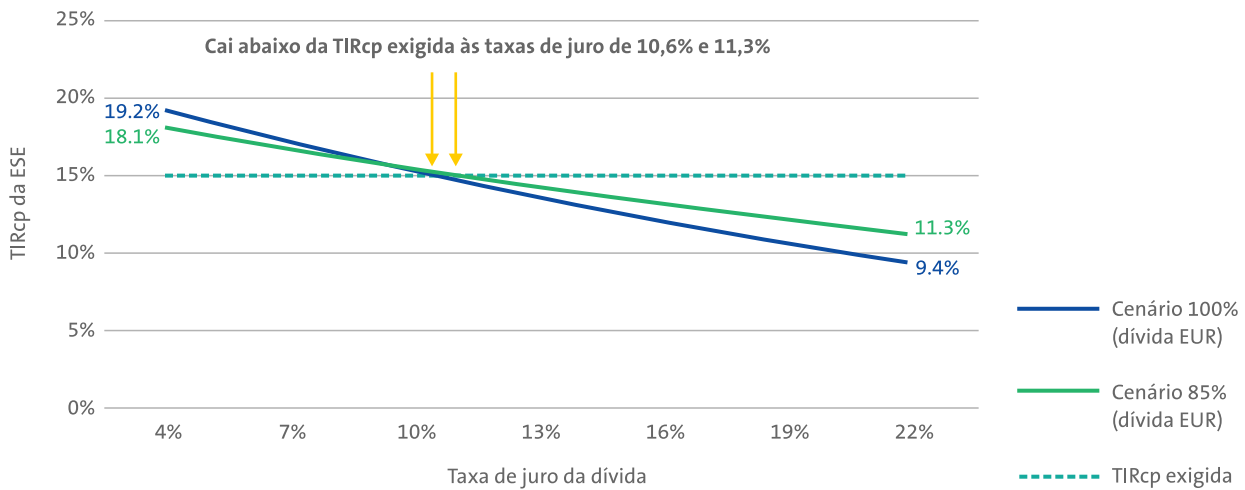
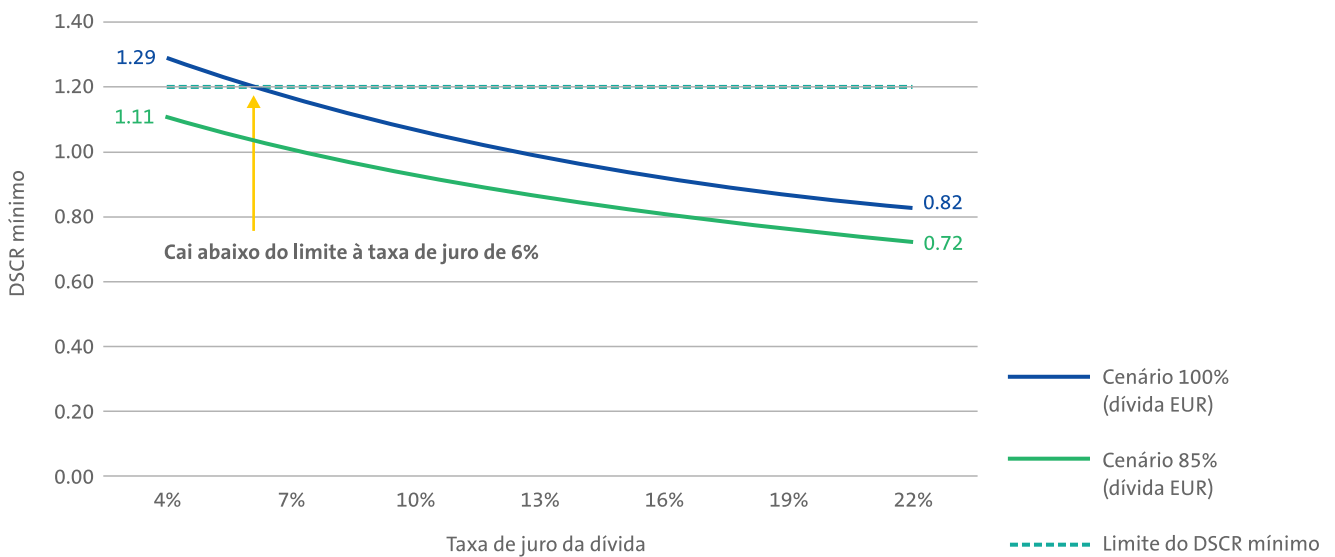


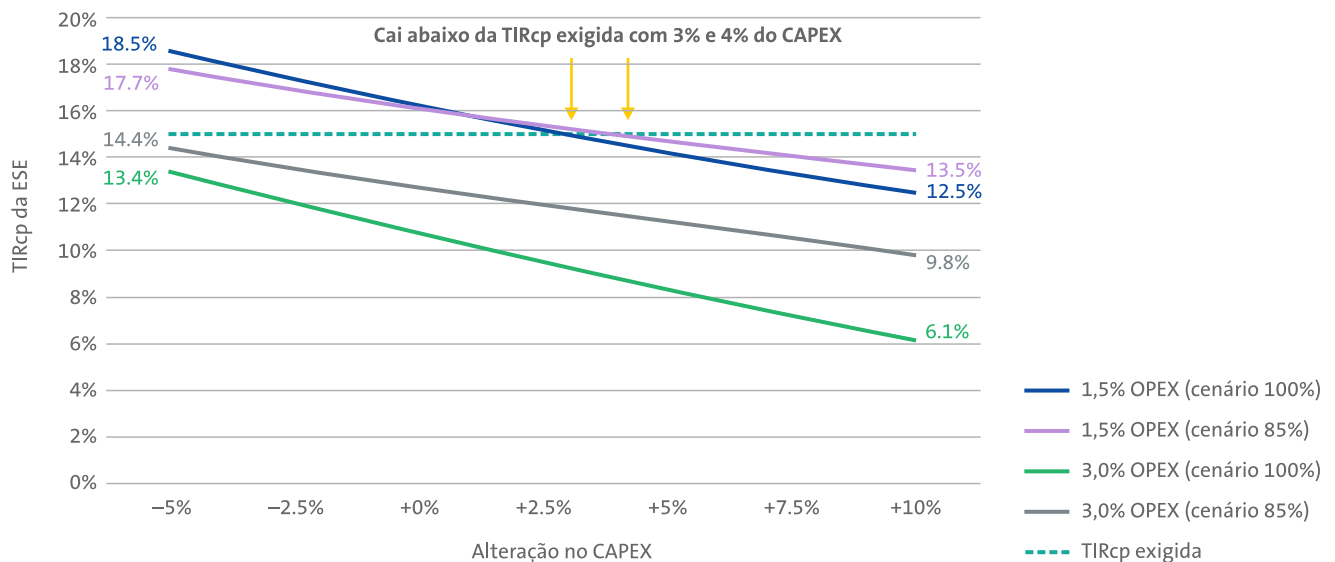
FIGURA 6. Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSd) mínimo com várias taxas de juro da dívida



Cenários CAPEX e OPEX do sistema de energia solar

A **Figura 7** apresenta o impacto das mudanças no CAPEX e OPEX na TIRcp da ESE.³⁷ A análise concluiu que se o OPEX se mantiver inalterado, a TIRcp exigida será atingida a menos que o CAPEX aumente ligeiramente em mais de 3% e 4% no contexto 100% e 85%, respetivamente. Isto indica que a viabilidade do Projeto é altamente sensível a ligeiros custos excedentes do capital.

FIGURA 7. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) da Energia de Serviços Energéticos (ESE) com vários níveis do CAPEX e OPEX

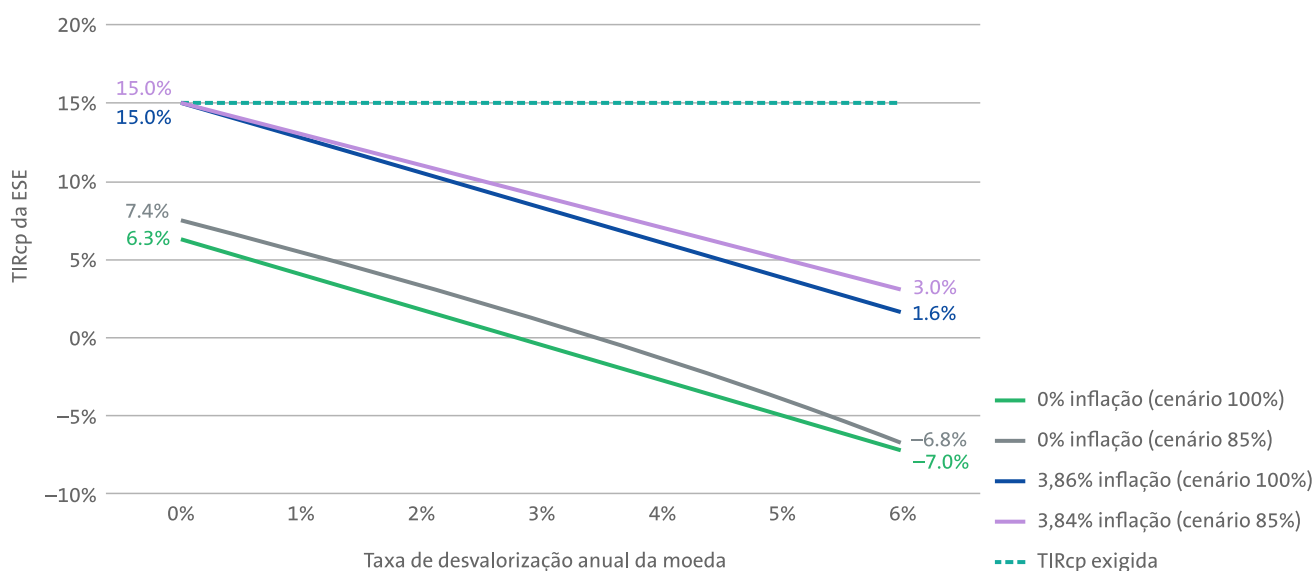


Cenários de desvalorização da moeda local e de inflação

A **Figura 8** ilustra o impacto dos aumentos da taxa de desvalorização anual da moeda local e da taxa de inflação na TIRcp da ESE. Os resultados mostram que mesmo que a moeda local não desvalorize, a TIRcp da ESE só será atingida se o custo da energia diesel subir anualmente em, no mínimo, 3,86% e 3,84% no cenário 100% e 85%, respetivamente. Isto mostra que a viabilidade do Projeto irá depender dos aumentos anuais do preço do diesel e da volatilidade do MZN.

37) Apenas a Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) da ESE indicada como variações do CAPEX/OPEX não exercem impacto no cliente.

FIGURA 8. Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) da Energia de Serviços Energéticos (ESE) com vários níveis de inflação e desvalorização da moeda



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 a ESE no contexto de ambos os cenários com e sem isenções de IVA e de imposto sobre importações – mas previsivelmente mais atrativo com isenções. O Projeto também é viável no cenário em que a ESE recebe 100% de partilha das poupanças de custo anuais durante os primeiros 10 anos do Projeto e no cenário em que recebe 85% das poupanças ao longo dos primeiros 15 anos do Projeto. O cenário 100% gera uma Taxa Interna de Retorno de capital próprio (TIRcp) mais alta e um período de retorno mais curto, ao passo que o cenário 85% gera pagamentos totais à ESE e Valor Atual Líquido (VAL) de capital próprio mais altos.

- No contexto do cenário com isenções de IVA e de imposto sobre importações, o Projeto é muito atrativo para a ESE, com TIRcp de 27,0% e VAL de capital próprio de 15.060 EUR, no contexto do cenário 100% e TIRcp de 23,7% e VAL de capital próprio de 16.293 EUR no contexto do cenário 85%. O Projeto gera fluxos de caixa adequados para cobrir o serviço da dívida.
- No contexto do cenário sem isenções de IVA e de imposto sobre importações, o Projeto também é atrativo para a ESE, com TIRcp de 16,2% e VAL de capital próprio de 1.936 EUR, no contexto do cenário 100% e TIRcp de 16,1% e VAL de capital próprio de 2.594 EUR no contexto do cenário 85%. Contudo, a análise evidencia que a viabilidade do Projeto depende fortemente do custo da energia diesel substituída pelo sistema de energia solar, da subida anual do custo da energia diesel e da fórmula de partilha de poupanças de custos acordada entre o cliente e a ESE. A análise concluiu que a TIRcp exigida da ESE só pode ser atingida mediante um custo da energia diesel de, no mínimo, 17.017 EUR por ano com os níveis de utilização da energia diesel assumidos e com uma subida anual dos preços do diesel acima de 3,8%. A análise concluiu também que a ESE exigirá condições concessionais da dívida e/ou um rácio de endividamento inferior, ou uma conta de reserva de serviço da dívida (DSRA) de modo a atender adequadamente aos requisitos do Rácio de Cobertura do Serviço da Dívida (RCSD) mínimo dos credores. A viabilidade do Projeto também depende da capacidade da ESE de gerir os custos do capital.

No contexto de todos os cenários, o Projeto é bastante vantajoso para o cliente por evitar o custo do consumo de combustível diesel. O cenário 100% com isenções gera as poupanças mais altas para o cliente, com poupanças totais de custo de 500.000 EUR devido ao prazo contratual mais curto, resultando em pagamentos totais à ESE mais baixos. O cliente também beneficiará de um melhor serviço e de energia 24 horas fornecida pelo sistema de energia solar FV e da bateria.

De referir que o presente Modelo de Caso de Negócio analisa um pequeno hotel ecológico, com baixas necessidades energéticas e baixo consumo de diesel. Instalações C&I de maior dimensão como, por exemplo, um hotel, uma exploração agrícola ou uma operação de mineração, exigiriam mais eletricidade, o que eventualmente levaria a melhores resultados financeiros tanto para o fornecedor de energia solar C&I como para o cliente.

Acima de tudo, ao abrigo de um contrato de energia solar C&I, o mais importante é determinar a quem é atribuída o benefício das poupanças de custo decorrentes da redução do consumo de diesel num contexto fora da rede. Importa também referir que este cenário não se aplica a situações de clientes ligados à rede – onde a energia gerada evita o consumo da electricidade proveniente da empresa da Electricidade de Moçambique (EDM), ou seja, as poupanças são relativas à tarifa e fiabilidade da electricidade fornecida.

ANEXO: DEFINIÇÕES

O Custo Médio Anual da Energia Diesel Evitado é o custo médio anual da energia diesel no qual o cliente teria incorrido sem o Projeto ao longo da vida útil do Projeto.

As Poupanças de Custo Médias Anuais do Cliente são as poupanças de custo médias anuais realizadas pelo cliente ao longo da vida útil do Projeto após a realização dos pagamentos à ESE.

As Poupanças de Custo Médias Anuais do Cliente (%) são as poupanças de custo médias anuais do cliente expressas sob a forma de percentagem do custo médio anual da energia diesel evitado.

As Poupanças de Custo Cumulativas Totais do Cliente são as poupanças de custo cumulativas totais realizadas pelo cliente ao longo da vida útil do Projeto.

O Pagamento Total à ESE refere-se à percentagem total das poupanças de custo do cliente paga à ESE ao longo da vida útil do Projeto em complemento a quaisquer encargos de O&M pagos à ESE após a vigência do contrato de partilha de poupanças.

A Partilha de poupanças média anual recebida é a percentagem média anual das poupanças de custo do cliente recebidas pela ESE ao longo da vida útil do Projeto.

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

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

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

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 (TIRcp) Após Imposto 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 (TIRcp) Após Imposto 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 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** visa informar os promotores do projeto, os fornecedores de tecnologia do sector privado, inovadores e empreendedores em relação às oportunidades no sector de energia solar comercial e industrial (C&I) em Moçambique. O Guia está organizado em quatro secções principais: **1)** introdução; a **2)** descrição geral do sector de energia solar C&I, incluindo os benefícios da energia solar C&I, os principais indicadores para avaliar o potencial da energia solar C&I, as características do mercado de energia solar C&I na África Subariana e uma análise dos diferentes modelos de negócio e mecanismos de financiamento aplicáveis ao sector; **3)** descrição das aplicações de energia solar C&I no contexto de Moçambique, incluindo uma análise de quatro sectores C&I (transformação de produtos agrícolas, pesca, turismo e mineração) e os perfis de fornecedores de energia solar C&I que se encontram ativos no país; e **4)** exploração da “Introdução no Mercado”, isto é, como impulsionar o estudo de mercado apresentado no Guia para entrar no sector de energia solar C&I em Moçambique.

Juntamente com o 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)** um projeto de locação com opção de compra de energia solar C&I de 50 kWp; e **2)** um projeto de energia solar C&I fora da rede de 32 kWp.

As Perceções de Mercado do GET.invest resumem um volume considerável de dados que podem fornecer informações sobre a prospeção inicial de mercado e estudos de pré-viabilidade. Como tal, recomenda-se a leitura cruzada do presente Guia de Desenvolvimento e dos Casos de Negócio Modelo para obter uma visão global abrangente. Os produtos estão acessíveis em www.get-invest.eu.

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: © Source Energia