

# Burundi : Une petite centrale hydroélectrique pour le développement rural

*Modèle d'analyse de Rentabilité : Mini-Réseau Hybride Composé d'un Système Solaire Photovoltaïque et d'une Centrale Hydroélectrique de 100 kW*



## INTRODUCTION

Les petites centrales hydroélectriques (small hydropower, SHP) peuvent être bénéfiques au développement rural grâce à un large éventail d'utilisations communautaires de l'électricité. Avec son vaste réseau de rivières, le Burundi possède d'abondantes ressources hydroélectriques ; cependant, la majeure partie de ce potentiel reste inexploitée. Le Burundi possède également de nombreuses installations de petites centrales hydroélectriques (small hydropower, SHP) abandonnées qui pourraient être réhabilitées.

Ce modèle d'analyse de rentabilité (MBC) analyse la faisabilité financière d'un hypothétique mini-réseau hybride composé d'un système solaire photovoltaïque et d'une centrale hydroélectrique de 100 kW fournissant de l'électricité à une communauté hors réseau dans le Burundi rural (« le projet »). On suppose qu'un développeur privé qui

financera, construira, exploitera, entretiendra le système de mini-réseau et vendra l'électricité produite aux consommateurs ruraux.

L'analyse porte sur la vente d'électricité à quatre types de clients : les ménages, les petites entreprises, les bâtiments publics et les petits utilisateurs industriels. Couplé à un système solaire photovoltaïque, le composant de petites centrales hydroélectriques fournit de l'énergie supplémentaire au réseau et sert de stockage au réseau (c'est-à-dire de « banque de batteries »). Le système solaire photovoltaïque fournit de l'électricité au réseau pendant la journée, y compris le pompage d'eau dans le réservoir de la petite centrale hydroélectrique ; la nuit, lorsque le soleil ne brille pas, la centrale hydroélectrique fournit de l'électricité au réseau. Cette analyse inclut également le stockage par

batterie pour le système solaire photovoltaïque. Ce modèle d'analyse de rentabilité (MBC) est basé sur une installation hybride composée d'un système solaire photovoltaïques et d'une centrale hydroélectrique qui fonctionne déjà au Burundi.

## CLIENTÈLE VISÉE

Une analyse financière détaillée du projet a été réalisée afin de déterminer sa viabilité et sa capacité à assurer le service de la dette de manière adéquate tout en offrant un rendement intéressant aux investisseurs. La clientèle cible de ce modèle d'analyse de rentabilité (MBC) inclut mais n'est pas limitée aux :

- Développeurs de projets susceptibles d'être intéressés par des opportunités de développement de mini-réseaux hybrides composés d'un système solaire photovoltaïque et d'une centrale hydroélectrique au Burundi ;
- Investisseurs potentiels susceptibles d'être intéressés par le financement de mini-réseaux hybrides composés d'un système solaire photovoltaïque et d'une centrale hydroélectrique au Burundi ; et

- Décideurs politiques, agences donatrices, partenaires de développement et Institutions Financières de Développement (IFD).

## HYPOTHÈSES CLÉS

Ce modèle d'analyse de rentabilité (MBC) est basé sur les hypothèses décrites ci-dessous. Les hypothèses et les paramètres clés sont principalement basés sur des informations accessibles au public, recueillies dans le cadre d'une recherche documentaire, ainsi que sur des entretiens avec des parties prenantes locales au Burundi, notamment des représentants des organismes suivants (i) l'Agence Burundaise de l'Électrification Rurale (ABER) ; et (ii) la Régie de Production et de Distribution de l'Eau et de l'Électricité (REGIDESO). Une étude de faisabilité détaillée serait nécessaire pour déterminer les coûts et paramètres réels applicables à des projets spécifiques.

### Hypothèses techniques

Le **tableau 1** présente les hypothèses relatives aux caractéristiques des clients et de la charge du mini-réseau.

**TABLEAU 1. Clients et demande de mini-réseau hybride, composé d'un système solaire photovoltaïque et d'une centrale hydroélectrique<sup>1</sup>**

TYPE DE CLIENT <sup>2</sup>	NOMBRE DE CONNEXIONS	MOYENNE. CONSOMMATION MENSUELLE PAR CONNEXION (KWH)	CONSOMMATION MENSUELLE TOTALE (KWH)
Ménages	540	10	5 400
Petites entreprises	42	27	1 145
Connexions publiques	4	45	180
Utilisateurs industriels à petite échelle	10	149	1 490
<b>Total</b>	<b>596</b>	<b>231</b>	<b>8 215</b>

1) Il s'agit d'hypothèses de demande adaptée à la capacité des mini-réseaux présentée dans le **tableau 2**.

2) Les petites entreprises comprennent les magasins de détail, les épiceries, les salons, etc. ; les connexions publiques comprennent des écoles, des centres de santé et des centres administratifs ; des utilisateurs industriels à petite échelle comprennent la soudure, la menuiserie, la boulangerie, la meunerie, etc.

Le **tableau 2** présente les hypothèses relatives aux paramètres techniques du mini-réseau hybride composé d'un système solaire.

**TABLEAU 2.** Hypothèses techniques du mini-réseau hybride composé d'un système solaire photovoltaïque et d'une centrale hydroélectrique

PARAMÈTRES DU MINI-RÉSEAU HYBRIDE	UNITÉ	VALEUR
<b>Paramètres du système solaire photovoltaïque</b>		
Rendement annuel de base	kWh/kWp	1 351 <sup>3</sup>
Capacité du système solaire photovoltaïque	kWp	40 <sup>4</sup>
Production annuelle, année 1	kWh	54 020 <sup>5</sup>
Capacité de la batterie	kWh	148 <sup>6</sup>
Capacité de l'onduleur	kW	36 <sup>7</sup>
<b>Paramètres du système micro-hydraulique</b>		
Capacité hydroélectrique installée	kW	60 <sup>8</sup>
Production annuelle, année 1	kWh	261 600 <sup>9</sup>
Durée de vie des équipements électromécaniques	Années	20 <sup>10</sup>
Réseau de distribution basse tension	km	10 <sup>11</sup>

### Hypothèses macro-économiques

Pour cette analyse, le taux de change entre le franc burundais (BIF) et l'euro (EUR) est supposé être de 3 037,1, tandis que la dépréciation annuelle du BIF par rapport à l'euro est supposée être de 5,1 %.<sup>12</sup> En outre, l'inflation annuelle est supposée être de 10,7 % pendant la durée du projet, sur la base des projections pour le pays.<sup>13</sup>

- 3) Basé sur la conception du système hybride solaire/hydroélectrique de Nyabikere.
- 4) Basé sur la conception du système hybride solaire/hydroélectrique de Nyabikere.
- 5) Obtenu en multipliant le rendement annuel de base par la capacité du système solaire photovoltaïque.
- 6) Basé sur la conception du système hybride solaire/hydroélectrique de Nyabikere.
- 7) Basé sur la conception du système hybride solaire/hydroélectrique de Nyabikere.
- 8) Basé sur la conception du système hybride solaire/hydroélectrique de Nyabikere.
- 9) « Zambia : Mini-réseaux hybrides composés d'un système solaire photovoltaïque et d'une centrale hydroélectrique : Étude de cas : Mini-réseau hydroélectrique aux chutes de Lwakela », GET.invest Market Insights, (2020) : [https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/10/GETinvest-Market-Insights\\_ZMB\\_Mini-grid\\_-CS-Hydro\\_2019.pdf](https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/10/GETinvest-Market-Insights_ZMB_Mini-grid_-CS-Hydro_2019.pdf)
- 10) Ibid.
- 11) Hypothèse basée sur le profil des clients des mini-réseaux présenté dans le **tableau 1**.
- 12) Calculé sur la base des données du taux de change BIF/EUR.
- 13) Burundi : Prévisions d'inflation : [https://www.theglobaleconomy.com/Burundi/inflation\\_outlook\\_imf/](https://www.theglobaleconomy.com/Burundi/inflation_outlook_imf/)

## Coûts en capital

Le **tableau 3** présente les hypothèses de coûts d'investissement pour le projet.<sup>14</sup> On suppose que les actifs du projet seront amortis linéairement sur leur durée de vie de 20 ans à un taux de 5 % par an.

**TABLEAU 3.** Hypothèses de coût du capital

### MINI-RÉSEAU HYBRIDE CAPEX

COÛTS EN CAPITAL	COÛT UNITAIRE (EUR)	COÛT TOTAL (EUR)
Coût de l'énergie solaire photovoltaïque par kWc	1 350 € <sup>15</sup>	54 000 €
Coût de la batterie par kWh	232 € <sup>16</sup>	34 267 €
Coût de l'onduleur par KW	253 € <sup>17</sup>	9 091 €
Coûts de développement et autres coûts par kWp	500 € <sup>18</sup>	20 000 €
<b>Coût d'une installation solaire photovoltaïque par kW</b>	<b>2 934 €</b>	<b>117 358 €</b>
Coût d'une centrale hydroélectrique par kW	4 000 € <sup>19</sup>	240 000 €
Coût du réseau de distribution basse tension par km	3 000 € <sup>20</sup>	30 000 €
<b>Total CAPEX (Capital Expenditures)</b>		<b>387 358 €</b>
<b>CAPEX (Capital Expenditures) par connexion</b>		<b>650 €</b>
<b>CAPEX (Capital Expenditures) par kW</b>		<b>3 874 €</b>

14) Les coûts d'investissement du mini-réseau comprennent le coût du système de production d'énergie hydroélectrique (travaux de génie civil, conduite forcée, turbine, générateur, centrale électrique), le coût du système solaire photovoltaïque (modules solaires photovoltaïques, onduleurs, banc de batteries, bilan de l'installation), le réseau de distribution basse tension, le coût du fret, les taxes "onshore" et "offshore", les taxes applicables, les frais d'installation et les frais de développement et autres, y compris les frais d'études et de conception, de supervision et de contingence.

15) « République du Burundi : Projet d'énergie solaire dans les communautés locales », Banque mondiale, (6 février 2020) : <https://documents1.worldbank.org/curated/en/247351583204580950/pdf/Burundi-Solar-Energy-in-Local-Communities-Project.pdf>

16) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

17) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

18) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

19) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

20) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.

## Coûts de fonctionnement

Le **tableau 4** présente les hypothèses de coûts d'exploitation du projet, y compris les coûts supposés de remplacement des batteries au cours des 8<sup>e</sup> et 15<sup>e</sup> années d'exploitation et de remplacement des onduleurs au cours de la 16<sup>e</sup> année d'exploitation.<sup>21</sup> Les coûts de remplacement sont basés sur une hypothèse de réduction annuelle des prix de 3 % par rapport à l'investissement initial.<sup>22</sup> Il est prévu que les coûts de fonctionnement augmentent de 10,7 % par an, conformément à l'inflation.

**TABLEAU 4.** Hypothèses de coûts d'exploitation

COÛTS DE FONCTIONNEMENT	UNITÉ	COÛT/UNITÉ	COÛT TOTAL ANNÉE 1 (EUR)
Coûts d'exploitation et de maintenance (production solaire photovoltaïque)	% du CAPEX	2 % <sup>23</sup>	2 347 €
Coûts d'exploitation et de maintenance (production d'énergie hydroélectrique)	% du CAPEX	4 % <sup>24</sup>	9 600 €
Coûts d'exploitation et de maintenance (distribution)	% du CAPEX	4 % <sup>25</sup>	1 200 €
<b>Total OPEX (Operating Expenditures)</b>			<b>13 147 €</b>
Coût de remplacement de la batterie - Année 8 <sup>26</sup>			26 857 €
Coût de remplacement de la batterie - Année 15 <sup>27</sup>			21 700 €
Coût de remplacement des onduleurs - Année 16 <sup>28</sup>			5 584 €

## Impôts

Un taux d'imposition sur le revenu des sociétés de 30 % a été appliqué au projet, conformément au taux d'imposition applicable au Burundi, sans période d'exonération fiscale. En outre, une taxe sur la valeur ajoutée (TVA) de 18 % a été appliquée à l'équipement et aux services utilisés pour le projet.<sup>29</sup>

- 21) Les dépenses de fonctionnement du mini-réseau comprennent les coûts annuels d'exploitation et de maintenance (O&M) des centrales de production et du réseau de distribution, les salaires du personnel et les autres dépenses de fonctionnement, y compris les dépenses administratives et les frais d'assurance.
- 22) « Zambia : Mini-réseaux hybrides composés d'un système solaire photovoltaïque et d'une centrale hydroélectrique : Modèle d'analyse de rentabilité : Mini-réseau photovoltaïque solaire pour l'électrification rurale », 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](https://www.get-invest.eu/wp-content/uploads/2020/10/GETinvest-Market-Insights_ZMB_Mini-grid_-MBC-Solar_2019-1.pdf)
- 23) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.
- 24) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.
- 25) Entretiens avec les parties prenantes, 2022.
- 26) « Financement ouvert des infrastructures pour les mini-réseaux », Crossboundary Energy Access, (2020).
- 27) Ibid.
- 28) Kennedy, R., « How long do residential solar inverters last ? » (Quelle est la durée de vie des onduleurs solaires résidentiels ?) PV Magazine, (15 septembre 2021) : <https://pv-magazine-usa.com/2021/09/15/how-long-do-residential-solar-inverters-last/>
- 29) Le taux de l'impôt sur les sociétés au Burundi est fixé à 30 %, avec un minimum de 1 % du chiffre d'affaires si l'entreprise est déficitaire ou si le bénéfice imposable est inférieur à 1/30ème du chiffre d'affaires.

## Recettes

Le modèle suppose un tarif uniforme de mini-réseau de 0,32 EUR/kWh<sup>30</sup> pour tous les différents types de clients<sup>31</sup> et des frais de connexion uniques de 32,3 EUR par connexion.<sup>32</sup> Il est prévu que le tarif des mini-réseaux augmente de 10,7 % par an en fonction de l'inflation.

## Scénarios de financement et hypothèses relatives à la dette

On suppose que le projet sera financé par le développeur avec 40% de fonds propres, et qu'il obtiendra des subventions basées sur la performance (PBG) de 500 USD (460 EUR) par connexion qui seront reçues au cours de la première année d'exploitation.<sup>33</sup> En outre, il se peut aussi que le projet obtienne un crédit-relais pour couvrir une partie des dépenses d'investissement pendant la période précédant le versement de la subvention basée sur la performance (PBG), tandis que le reste des coûts sera couvert par une dette à long terme (**tableau 5**).

**TABLEAU 5. Structure du capital**

TYPE DE FINANCEMENT	% DU CAPEX	MONTANT TOTAL (EUR)
Financement de la dette à long terme	17,3 %	67 198 €
Fonds propres	40,0 %	154 943 €
Prêt relais	42,7 %	165 217 €
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>387 358 €</b>

Deux scénarios de financement de la dette à long terme ont été envisagés : (i) la dette libellée en EUR ; et (ii) la dette libellée en BIF. Le **tableau 6** présente les hypothèses d'endettement du projet pour les deux scénarios. La durée de la dette à long terme est supposée être de 7 ans dans les deux scénarios, tandis que la durée du crédit-relais est supposée être de 1 an.<sup>34</sup> On suppose également que le taux de rendement requis pour que les investisseurs en fonds propres considèrent le projet comme intéressant est de 15 %.<sup>35</sup>

30) Entretiens avec les parties prenantes, 2022. Il n'y a pas de tarif fixe pour les mini-réseaux gérés par des développeurs privés au Burundi. Chaque développeur doit négocier un tarif avec AREEN en fonction des coûts de production de l'électricité et du niveau de revenu de ses clients.

31) Dans la pratique, les exploitants de mini-réseaux peuvent facturer aux PME un tarif plus élevé qu'aux ménages, mais un tarif uniforme est utilisé ici pour maintenir la simplicité du modèle.

32) « Ruanda : rapport sur l'état du secteur hors réseau 2018 », Energising Development (EnDev), 2019 : [https://www.urwegobank.com/wp-content/uploads/2019/09/EnDev\\_Off-Grid-Sector-Status-Report\\_2018.pdf](https://www.urwegobank.com/wp-content/uploads/2019/09/EnDev_Off-Grid-Sector-Status-Report_2018.pdf)

33) Phillips, J., Attia, B., et Plutshack, V., « Lessons from the proliferating mini-grid incentive programs in Africa » (« Leçons tirées de la prolifération des programmes d'incitation aux mini-réseaux en Afrique »). Brookings Institution, Future Development, (11 décembre 2020) : <https://www.brookings.edu/blog/future-development/2020/12/11/lessons-from-the-proliferating-mini-grid-incentive-programs-in-africa/>

34) Les crédits-relais ont généralement des durées courtes allant jusqu'à 1 an ; aucun délai de grâce n'est prévu pour la dette à long terme par souci de prudence ; la durée de la dette à long terme est basée sur la période de remboursement typique des mini-réseaux ruraux, qui est d'environ 7 à 10 ans.

35) "CrossBoundary Energy lève 40 millions de dollars pour continuer à développer le financement de l'énergie solaire pour les entreprises en Afrique à un taux de rentabilité interne (TRI) net de 15% », CrossBoundary Energy, (17 novembre 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/>

**TABLEAU 6.** Hypothèses relatives à la dette du projet

DETTE DU PROJET	UNITÉ	DETTE EN EUR	DETTE EN BIF
Taux d'intérêt de la dette à long terme	%	8,5 % <sup>36</sup>	16 % <sup>37</sup>
Taux d'intérêt du crédit-relais	%	10,5 % <sup>38</sup>	—

## RÉSULTATS

Sur la base des hypothèses décrites ci-dessus, l'analyse financière a abouti aux conclusions suivantes :

- Selon le scénario de la dette libellée en euros, l'opportunité d'investissement est intéressante, avec un taux de rentabilité économique interne (TREI) après impôts de 17 %, un délai de retour sur investissement des fonds propres de 7 ans, une valeur actuelle nette (VAN) des fonds propres de 12 794 euros et un ratio de couverture du service de la dette (RCSD) minimum de 1,21 ce qui est supérieur au seuil de 1,2 généralement exigé par les prêteurs pour financer un projet.
- Dans le scénario de la dette libellée en BIF, le projet est également intéressant, mais dans une moindre mesure, avec un taux de rentabilité économique interne (TREI) après impôt de 16,5 %, une période de retour sur investissement des fonds propres de 7 ans et une valeur actuelle nette

(VAN) des fonds propres de 9 725 euros, en raison du coût élevé de la dette locale. Toutefois, en raison de flux de trésorerie insuffisants au cours des premières années, le ratio de couverture du service de la dette (RCSD) minimum est de 1,04, ce qui est inférieur au seuil de 1,2 généralement exigé par les prêteurs. Cela indique qu'un compte de réserve du service de la dette (CRSD) ou des conditions concessionnelles seront nécessaires.

Les résultats de l'analyse financière sont résumés dans le **tableau 7**.

33) Phillips, J., Attia, B., and Plutshack, V., "Lessons from the proliferating mini-grid incentive programs in Africa," Brookings Institution, Future Development, (December 11, 2020): <https://www.brookings.edu/blog/future-development/2020/12/11/lessons-from-the-proliferating-mini-grid-incentive-programs-in-africa/>

34) Les crédits-relais ont généralement des durées courtes allant jusqu'à 1 an ; aucun délai de grâce n'est prévu pour la dette à long terme par souci de prudence ; la durée de la dette à long terme est basée sur la période de remboursement typique des mini-réseaux ruraux, qui est d'environ 7 à 10 ans.

35) "CrossBoundary Energy lève 40 millions de dollars pour continuer à développer le financement de l'énergie solaire pour les entreprises en Afrique à un taux de rentabilité interne (TRI) net de 15% », CrossBoundary Energy, (17 novembre 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/>

36) Daghli, J., 2019. « A Prefeasibility Analysis of a PV Mini Grid with Ice Plant on Buvu Island in Lake Victoria » (« Analyse de préféabilité d'un mini-réseau photovoltaïque avec centrale à glace sur l'île de Buvu dans le lac Victoria ») KTH School of Industrial Engineering and Management, Stockholm, Sweden, <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/333364/jonathan-daghli-thesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

37) Banque de la République du Burundi : [https://www.brb.bi/sites/default/files/BM\\_June\\_2022\\_4.pdf](https://www.brb.bi/sites/default/files/BM_June_2022_4.pdf)

38) Étant donné que les crédits-relais de transition sont généralement assortis de taux d'intérêt plus élevés que les prêts conventionnels des taux d'intérêt plus élevés que les prêts conventionnels, il a été supposé que le taux du crédit-relais serait supérieur de 2 % au taux de la dette à long terme.

## TABLEAU 7. Résultats de l'analyse financière

### RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DU PROJET DE MINI-RÉSEAU HYBRIDE

INDICATEUR	DETTE LIBELLÉE EN EUROS	DETTE LIBELLÉE EN BIF
Recettes annuelles moyennes	52 607 €	
Dépenses annuelles moyennes	23 742 €	
EBITDA moyen	28 865 €	
Revenu net moyen	3 571 €	2 933 €
Coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy, LCOE)	0,198 €	0,204 €
Flux de trésorerie total par rapport aux capitaux propres	494 901 €	493 912 €
Flux de trésorerie net par rapport aux capitaux propres	339 958 €	338 969 €
Taux de rentabilité interne (TRI) après impôt sur capitaux propres	17,0 %	16,5 %
Taux de rentabilité interne (TRI) après impôt sur projet	13,4 %	
Valeur actuelle nette (VAN) des fonds propres	12 794 €	9 725 €
Période de retour sur investissement des fonds propres initiaux (années)	7	7
Période de retour sur investissement du projet initial (années)	6	
Ratio de couverture du service de la dette (RCSD) - moyenne	1,64	1,81
Ratio de couverture du service de la dette (RCSD) - minimum	1,21	1,04



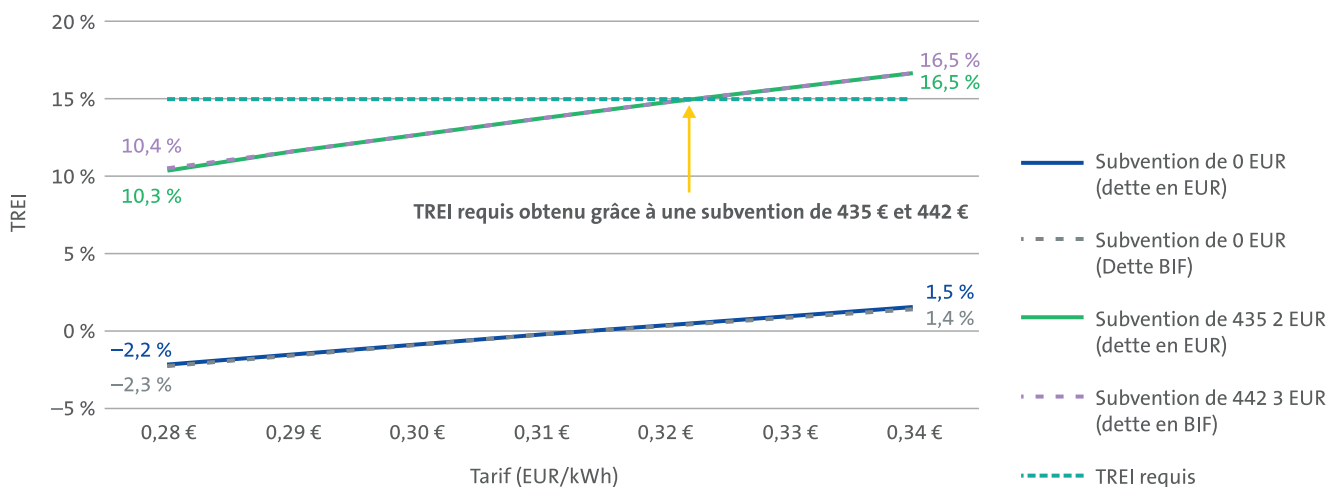
## ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Une analyse de sensibilité a été réalisée pour évaluer l'impact des changements dans les hypothèses clés sur le taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres et le ratio de couverture du service de la dette (RCSD) en tant que mesures de la viabilité du projet. Les figures ci-dessous présentent les résultats selon différents scénarios.

### Scénarios de tarifs et de subventions

La **figure 1** illustre l'impact des augmentations du tarif et de la subvention basée sur la performance (PBG) par connexion sur le taux de rentabilité économique interne (TREI). L'analyse a montré que le taux de rentabilité économique interne (TREI) requis ne peut être atteint qu'avec des subventions d'au moins 435 EUR et 442 EUR par connexion au niveau tarifaire supposé dans les scénarios de dette EUR et de dette en BIF, respectivement. Sans subvention, le projet nécessitera des tarifs de 0,677 EUR/kWh et de 0,68 EUR/kWh dans les scénarios de dette en EUR et de dette en BIF, respectivement, pour atteindre le taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres requis.

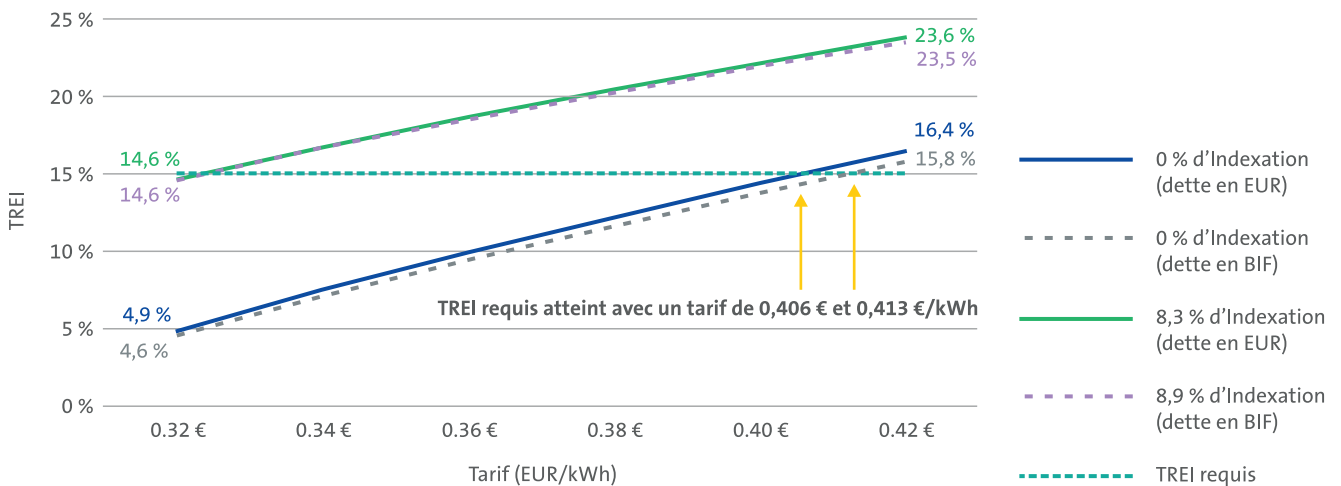
**FIGURE 1.** Le taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres à différents niveaux de tarifs et de subventions



### Scénarios de tarifs et d'inflation

La **figure 2** illustre l'impact des augmentations du tarif et du taux d'inflation sur le taux de rentabilité économique interne (TREI). Les résultats montrent que le taux de rentabilité économique interne (TREI) requis ne sera atteint que si le tarif supposé de 0,32 EUR/kWh augmente annuellement d'au moins 8,3 % et 8,9 % dans les scénarios de dette en EUR et de dette en BIF, respectivement. Sans augmentation, le projet nécessitera des tarifs de 0,406 EUR/kWh et de 0,413 EUR/kWh dans les scénarios de dette en EUR et de dette en BIF, respectivement, pour atteindre le taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres requis.

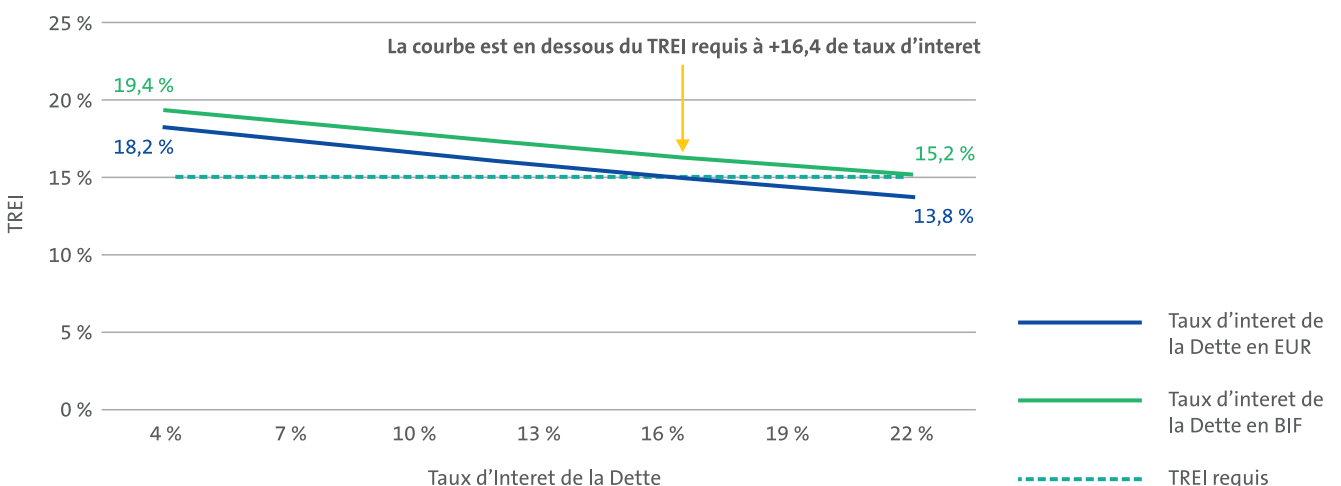
**FIGURE 2.** Taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres à différents niveaux de tarifs et d'escalade



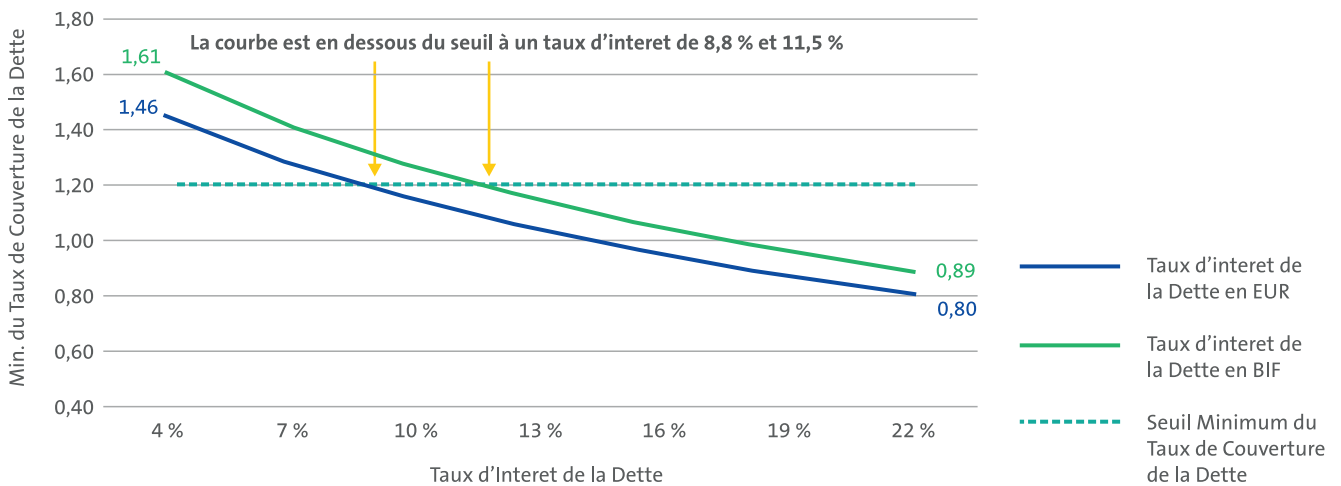
### Scénarios de taux d'intérêt de la dette

Les figures 3 et 4 illustrent l'impact des augmentations des taux d'intérêt de la dette libellée en EUR et en BIF sur le taux de rentabilité économique interne (TREI) et le ratio de couverture du service de la dette (RCS), respectivement. Les résultats montrent que le taux de rentabilité économique interne (TREI) requis sera atteint aux taux d'intérêt considérés dans le scénario de la dette libellée en BIF, mais dans le scénario de la dette libellée en EUR, il ne sera atteint que si les taux d'intérêt ne dépassent pas 16,4% (bien au-delà du taux supposé de 8,5%). Plus important encore, il révèle également que le seuil minimal du ratio de couverture du service de la dette (RCS) ne peut être atteint que si le prix de la dette en EUR est inférieur à 8,8% (supérieur au taux supposé de 8,5%) et si le prix de la dette en BIF est inférieur à 11,5% (inférieur au taux supposé de 16%). Cela indique que le projet nécessitera des conditions d'endettement concessionnel s'il est financé avec dette en BIF.

**FIGURE 3.** Taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres à différents taux d'intérêt de la dette



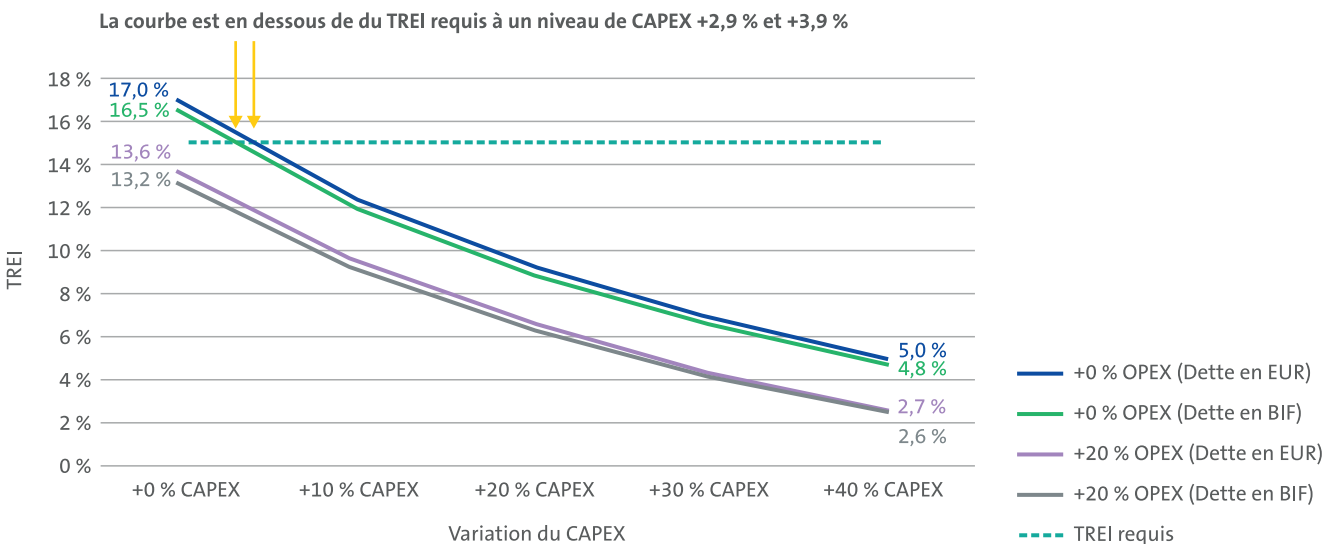
**FIGURE 4.** Ratio minimum de couverture du service de la dette à différents taux d'intérêt de la dette



**Scénarios CAPEX (Capital Expenditures) et OPEX (Operating Expenditures)**

La **figure 5** montre l'impact des changements dans les CAPEX et OPEX sur le taux de rentabilité économique interne (TREI). L'analyse a montré que si les OPEX restent inchangées, le taux de rentabilité économique interne (TREI) requis sera atteint à moins que les CAPEX n'augmentent légèrement de plus de 2,9 % et de 3,9 % dans les scénarios de dette en BIF et de dette en EUR, respectivement, ce qui indique que la viabilité du projet est très sensible à des dépassements mineurs des coûts d'investissement.

**FIGURE 5.** Taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres à différents niveaux de CAPEX et d'OPEX



## CONCLUSIONS ET POINTS CLÉS À RETENIR

En conclusion, sur la base des hypothèses retenues dans ce modèle d'analyse de rentabilité, le projet de mini-réseau hybride solaire de petites centrales hydroélectriques est jugé attractif avec un taux de rentabilité économique interne (TREI) après impôts de 17 % et 16,5 %, lorsqu'il est financé par une dette en euros et une dette en BIF, respectivement. Toutefois, la viabilité du projet dépendra de la capacité du développeur à identifier une communauté ayant une demande d'électricité suffisante. Le projet nécessitera également une augmentation annuelle des tarifs d'au moins 8,3 % (au tarif initial supposé de 0,32 EUR/kWh) ou une augmentation du tarif initial d'au moins 0,41 EUR/kWh (sans augmentation). On recommande au développeur d'adopter un tarif plus élevé dès le départ plutôt que d'augmenter le tarif chaque année afin d'éviter les réactions négatives des clients.

En outre, le projet nécessitera un financement par subvention d'au moins 435 EUROS par connexion, au tarif supposé de 0,32 EURO/kWh ou à un tarif de 0,68 EURO/kWh sans subvention pour être attractif. La viabilité du projet dépend également de la capacité du développeur à gérer les coûts d'investissement (un moyen de réduire les coûts d'investissement, d'identifier et de réhabiliter une microcentrale hydroélectrique existante non fonctionnelle). En outre, le projet nécessitera des conditions d'endettement concessionnel ou un compte de réserve du service de la dette (CRSD) s'il est financé par une dette en monnaie locale.

## DÉFINITIONS CLÉS

**Revenu annuel moyen** est le revenu annuel moyen généré pendant la durée de vie du projet.

**Dépenses annuelles moyennes** sont les dépenses d'exploitation annuelles moyennes encourues pendant la durée de vie du projet.

**EBITDA moyen** est le bénéfice moyen avant intérêts, impôts et amortissements sur la durée de vie du projet.

**Revenu net moyen** est le revenu net moyen généré pendant la durée de vie du projet.

**Le coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy, LCOE)** est la valeur actuelle nette des coûts totaux encourus par le projet pendant sa durée de vie, divisée par la valeur actuelle nette de l'énergie totale produite pendant sa durée de vie.

**Le flux de trésorerie total sur fonds propres** correspond au flux de trésorerie total distribué à l'investisseur en fonds propres pendant la durée de vie du projet.

**Le flux de trésorerie net sur fonds propres** correspond au flux total de trésorerie sur fonds propres moins l'investissement en fonds propres dans le projet.

**Le taux de rentabilité interne (TRI) des fonds propres après impôt** est le taux de rendement interne après impôt de l'investissement en fonds propres après pris en compte du service de la dette.

**Le taux de rentabilité interne (TRI) du projet après impôt** est le taux de rendement interne après impôt du projet. Il s'agit du taux d'actualisation pour lequel la valeur actuelle nette (VAN) du projet est égale à zéro.

**La valeur actuelle nette (VAN) des fonds propres** est la valeur actuelle nette des flux de trésorerie disponibles pour l'investisseur en fonds propres, en utilisant le taux de rendement des fonds propres requis comme taux d'actualisation.

**La période de retour sur investissement des fonds propres initiaux (ans)** correspond au nombre d'années nécessaires pour récupérer l'investissement en fonds propres dans le projet.

**La période de retour sur investissement du projet initial (ans)** correspond au nombre d'années nécessaires pour récupérer le coût d'investissement initial du projet.

**Le ratio moyen de couverture du service de la dette (RCSD)** est le ratio moyen de couverture du service de la dette sur la durée du projet.

**Le ratio minimum de couverture du service de la dette (RCSD)** est le ratio minimum de couverture du service de la dette sur la durée de vie du projet.

## À PROPOS DES ÉCLAIRAGES MARCHÉ GET.INVEST

La première série des Éclairages Marché GET.invest a été publiée début 2019 couvrant quatre segments du marché des énergies renouvelables dans trois pays, à savoir : l'inclusion des énergies renouvelables dans la chaîne de valeur agricole (Sénégal), Utilisation commerciale et industrielle (Ouganda), mini-réseaux (Zambie) et systèmes solaires autonomes (Zambie).

Un **guide** vise à informer les développeurs de projets, les opérateurs du secteur privé, les innovateurs et les entrepreneurs sur les opportunités de développement d'une Petite Centrale Hydroélectrique (PCH) au Burundi. Le Guide est organisé en quatre sections principales : **1)** introduction ; **2)** contexte du développement des PCH en Afrique subsaharienne ; **3)** rôle d'une Petite Centrale Hydroélectrique dans le soutien des communautés ou des industries locales dans les zones rurales du Burundi ; et **4)** « sa mise en œuvre sur le marché » – c'est-à-dire comment tirer parti de l'étude de marché présentée dans le Guide pour contribuer au développement de la PCH au Burundi.

Le guide est accompagné de deux modèles d'affaires, qui fournissent des analyses financières pour des exemples commerciaux précis.

Ces deux modèles d'analyse inclus dans ce package font l'étude d' : **1)** une usine de thé qui développe un projet PCH pour alimenter ses opérations ; et **2)** un mini-réseau hybride solaire photovoltaïque et Petite Centrale Hydroélectrique qui fournit de l'électricité à une communauté hors réseau dans les zones rurales du Burundi.

Les informations sur le marché de GET.invest a pour objectif de consolider un certain nombre de données pour éclairer les premières explorations de marché et les études de préfaisabilité. Il est donc recommandé de lire ce guide et les modèles d'analyse de rentabilisation de manière croisée pour en avoir un aperçu complet. Ces supports sont accessibles sur [www.get-invest.eu/fr/market-insights/](http://www.get-invest.eu/fr/market-insights/)

## À PROPOS DE GET.INVEST BURUNDI

GET.invest est un programme européen qui mobilise les investissements dans les énergies renouvelables, soutenu par l'Union européenne, l'Allemagne, la Suède, les Pays-Bas et l'Autriche.

Depuis octobre 2021, le programme gère un guichet national au Burundi financé par l'Union européenne et mis en œuvre par la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Pour en savoir plus, consultez [GET.invest Burundi](#).

## EXPRIMEZ-VOUS

Nous serons heureux de connaître votre avis sur les Éclairages marché. N'hésitez pas à poser vos questions ou à nous faire part de vos remarques en écrivant à l'adresse [info@get-invest.eu](mailto:info@get-invest.eu).

## AVERTISSEMENT

Les informations de ce document proviennent de sources et d'entretiens sélectionnés avec soin. GET.invest ne peut toutefois garantir qu'elles sont complètes et exactes ; GET.invest exclut par conséquent toute mise en cause de sa responsabilité au motif de l'utilisation d'informations inexactes ou incomplètes. Le contenu du présent document ne reflète pas nécessairement les opinions de GET.invest ou des pays mentionnés. GET.invest n'endosse ni ne recommande aucun produit, procédé ou service commercial dont il est fait mention dans ce document. Ce document n'a pas vocation à remplacer une étude de projet ou analyse commerciale spécifique.

## CONTACT

GET.invest  
E [info@get-invest.eu](mailto:info@get-invest.eu)  
I [www.get-invest.eu/fr/](http://www.get-invest.eu/fr/)

Lieu et date de publication :  
Bruxelles, septembre 2023  
Crédits photographiques :  
© GIZ