



Lire les commentaires généraux compris dans le commentaire ci-dessus.

**2022-3-ENR811-12**

**Étude d'une solution permettant de fiabiliser et combler les besoins énergétiques d'un hôpital**

**Astrée CARDOUAT (20%)**  
École de technologie supérieure  
CARA87330101  
astree.cardouat.1@ens.etsmtl.ca

**Simon DUCHATEAU (20%)**  
École de technologie supérieure  
DUCS86340001  
simon.duchateau.1@ens.etsmtl.ca

**Mallory GROHS (20%)**  
École de technologie supérieure  
GROM22019901  
mallory.grohs.1@ens.etsmtl.ca

**Paul KLEIN (20%)**  
École de technologie supérieure  
KLEP90350001  
paul.klein.1@ens.etsmtl.ca

**Clément SERRANO (20%)**  
École de technologie supérieure  
SERC78060008  
clement.serrano.1@ens.etsmtl.ca

**RÉSUMÉ**

L'accès à une électricité fiable, durable et moderne fait partie des objectifs de développement durable de l'ONU. Ainsi, de nombreux projets mettant en place des installations exploitant des énergies renouvelables naissent dans les pays en développement, c'est le cas de l'hôpital d'Akonolinga au Cameroun. Son électricité étant peu fiable, l'objet de cet article est de fournir une analyse des différents moyens de production d'énergie renouvelable pour fiabiliser la fourniture d'électricité. Même si la construction d'un barrage possède un fort potentiel au niveau régional, il a été retenu, pour l'hôpital, une solution photovoltaïque de 22.5 kW pour une TRI de 9,2 ans et un investissement moindre.

**Mots-clés :** Énergies renouvelables, hôpital, Cameroun, Akonolinga, autonomie énergétique, fiabilité

**NOMENCLATURE**

**Symboles et abréviations utilisés**

A : Surface (en m<sup>2</sup>)  
GE : Groupe électrogène  
kWe : puissance électrique en kW  
kWp : puissance photovoltaïque  
Irr : Irradiation (en kWh/m<sup>2</sup>)  
PV : Photovoltaïque  
Q : débit (en m<sup>3</sup>/s)

U : vitesse écoulement de l'eau (en m/s)  
S : section de passage de l'eau  
L : largeur du canal  
P : profondeur du canal  
TRI : Temps de Retour sur Investissement  
OPEX : OPerational EXpenditures  
CAPEX : CAPital EXpenditures

**Lettres grecques**

$\eta$  : Rendement (en %)  
 $\rho_{eau}$  : Masse volumique de l'eau (en kg / m<sup>3</sup>)

**Indices/Exposants**

disp : Disponible  
jr : Jour  
nom : nominal

**INTRODUCTION**

Le taux d'électrification rurale au Cameroun était d'environ 25 % en 2020 [1]. Selon la fondation Veolia, la plupart des hôpitaux dans ces zones n'ont pas un accès continu à l'électricité (coupures fréquentes ou absences de réseaux de distribution) [2]. Mettre en place ce service est coûteux dans ces zones rurales à faible consommation d'énergie électrique, leur approvisionnement repose donc sur des groupes électrogènes consommant des énergies fossiles [3]. C'est le cas de l'hôpital d'Akonolinga, dont le directeur explique que la moitié du temps l'hôpital ne dispose pas d'électricité à cause des coupures du

réseau, l'autre moitié de leur consommation est assurée par un groupe électrogène.

Le premier objectif est de proposer à l'hôpital un moyen plus fiable de s'alimenter en énergie, en s'affranchissant le plus possible du réseau électrique défaillant et de son générateur diesel. Un autre objectif est de limiter les coûts et de minimiser la période de retour sur investissement.

Toutefois, des contraintes sont à considérer, le budget doit être minimisé par rapport à celui d'un projet de même envergure dans un pays plus développé, notamment, et selon André Tioumagneng [4], parce que la contraction de prêt est difficile. Le choix se fera sur un équilibre raisonnable entre investissement et pourcentage d'autonomie. En outre, le but est de permettre de fournir de l'électricité pour au moins 50% de la

consommation annuelle de l'hôpital avec la solution finalement choisie. Cela équivaldrait à assurer une alimentation pendant les coupures. Il sera d'abord étudié la faisabilité des principales sources d'énergies renouvelables disponibles sur le site à partir de l'analyse systématique des données locales. Cette analyse couvrira le potentiel éolien, solaire et hydraulique du site.

La mise en place de panneaux photovoltaïques et la construction d'une petite centrale hydroélectrique sur le fleuve Nyong seront développées.

## MÉTHODOLOGIE GÉNÉRALE

### PROFIL DE CONSOMMATION

Lors de la réalisation d'une étude de dimensionnement d'installation de production électrique, la connaissance des besoins de puissance et d'énergie est primordiale [5]. Le projet s'appuyant sur un besoin réel, des données issues de la consommation, comme des factures d'énergie de l'hôpital, seraient particulièrement pertinentes. Toutefois, il n'a pas été possible de récupérer ces données auprès de la mairie de la ville et du directeur d'hôpital.

Par conséquent, le choix a été de réaliser une estimation de la consommation de l'hôpital à partir des photos présentant les différents services et la pose de plusieurs hypothèses.

Ainsi, une liste des différents consommateurs électriques dans chaque service est réalisée. Pour chaque appareil, une hypothèse est formulée sur ses heures de fonctionnement et une puissance attribuée à partir d'appareils similaires connus. Dans le souci de s'assurer de pouvoir répondre aux besoins de l'hôpital, les besoins de consommation sont surdimensionnés. Une telle hypothèse offre un coefficient de sécurité élevé. Enfin, les plages de fonctionnement sont proposées à partir du tableau 4 en [ANNEXE 2].

Les hypothèses et les observations précédentes ont permis la création du profil de puissance instantanée visible sur la figure 1. Un pic de puissance à 5 kW et un minima à 3,4 kW sont observés. La consommation est de 57,8 kWh pour la période nocturne (18h à 6h) et 44,9 kWh (6h à 18h) pour la période diurne, soit 103 kWh sur 24h.

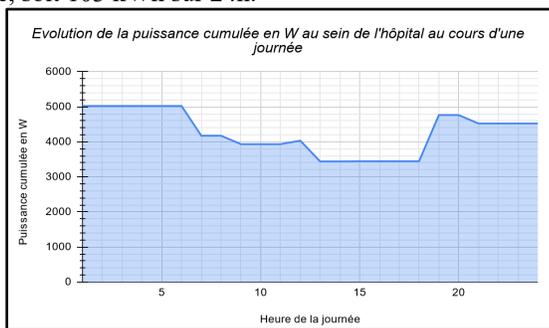


Figure 1 : Puissance instantanée consommée au cours d'une journée

Aujourd'hui, d'après le directeur de l'hôpital, ils répondent à leurs besoins en électricité en utilisant la moitié du temps un groupe électrogène et l'autre moitié le réseau électrique existant. Le groupe électrogène est d'une puissance de 5 kW électrique. Sur les fiches techniques, les valeurs de

consommation d'approximativement 0,3 L/kWh sont les plus communes [6]. Le prix du diesel au Cameroun est de 1,22 \$/L [7], d'où 0,37 \$/kWh. L'énergie sur le réseau est quant à elle facturée à 0,20 \$/kWh [8]. De là, la facture annuelle de l'hôpital en considérant ce mix énergétique serait de 10 645 \$/an.

## VIABILITÉ D'EXPLOITATION DES AUTRES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

La biomasse et la géothermie ont été étudiées, mais elles n'ont pas été retenues comme solutions dans le cadre de cette étude.

Le potentiel géothermique en couche profonde est trop faible pour la production électrique sur notre site [9]. En faible profondeur cette énergie peut répondre aux besoins de l'hôpital en climatisation [10], mais ceci ne constitue pas un objectif de l'étude.

Le potentiel en biomasse du site notamment en cogénération n'est pas suffisant [11], en outre le premier produit d'une telle technologie est de la chaleur ce qui n'est pas intéressant puisque les besoins en chauffage sont inexistant [12].

Par conséquent, le potentiel éolien, hydraulique et solaire sont privilégiés dans cette étude.

## ÉTUDE DU POTENTIEL ÉOLIEN

### MÉTHODOLOGIE

Le potentiel éolien du site a été évalué selon le modèle MeteoBlue d'Akonolinga [ANNEXE 1]. [12]

Les informations sont peu nombreuses et d'une faible précision, si bien qu'il est impossible d'obtenir une distribution de probabilité de vent. Ainsi, pour le prédimensionnement, la vitesse moyenne considérée est de 12 km/h pour le site, ce qui est une hypothèse très optimiste.

### RÉSULTATS

Les informations météorologiques proviennent d'une station située à 80 km de la ville d'Akonolinga et révèlent plusieurs informations : d'après la rose des vents en [ANNEXE 1], ceux-ci proviennent majoritairement de l'Ouest, il est donc réaliste de considérer pour l'étude que le vent est unidirectionnel et qu'il n'est pas nécessaire de proposer un système d'orientation (« tracking ») pour suivre le vent. De plus, d'après la distribution du vent proposée en [ANNEXE 1], une très large majorité des vitesses de vent est comprise entre 5 et 12 km/h.

Grâce à ces informations, une puissance cinétique unitaire est déterminée égale à 22 W/m<sup>2</sup>.

### ANALYSE

La puissance disponible du vent est donc faible vis-à-vis de la surface balayée, une éolienne avec une hauteur de 15 mètres et une longueur de pale de 4 m étant considérée. Ceci conduit à une puissance électrique produite de 895 W en considérant un rendement global de 51,8 % (rendement mécanique de 92% et rendement électrique de 95%).

## CONCLUSION PARTIELLE

Ainsi, malgré une envergure impressionnante vis-à-vis de l'hôpital, cette éolienne ne permettra pas de répondre aux besoins énergétiques et aux pics de puissance estimés à 5 kW, et ce malgré les hypothèses optimistes concernant la vitesse moyenne du vent.

En conclusion, l'énergie éolienne n'est pas une solution envisageable pour répondre aux besoins de l'hôpital d'Akonolinga.

## ÉTUDE SOLAIRE

### ANALYSE DU POTENTIEL SOLAIRE

Il est nécessaire d'estimer la disponibilité de la ressource solaire à Akonolinga. Le site PVGIS permet d'obtenir un graphique de l'irradiation solaire mensuelle [13]. Ainsi, à Akonolinga, l'inclinaison optimale sur l'année donnée par le logiciel est de 7°, l'azimut optimal est égal à 150°. En considérant une puissance unitaire du système photovoltaïque de 1 kW<sub>p</sub>, l'irradiation mensuelle sur plan fixe est obtenue [ANNEXE 2]. Le mois au cours duquel l'irradiation solaire est minimale est le mois de juillet à 139 kWh/m<sup>2</sup>, l'irradiation par jour est donc égale à 4,4 kWh/m<sup>2</sup>. Le logiciel RETScreen® [14] calcule une irradiation journalière moyenne de 4,3 kWh/m<sup>2</sup>.

La surface exploitable des toitures des bâtiments de l'hôpital est une variable importante de l'étude. Grâce à Google Maps, il a été déterminé qu'une surface d'environ 2000 m<sup>2</sup> de toiture est disponible pour installer des panneaux photovoltaïques [15]. En prenant des panneaux photovoltaïques de 2 m<sup>2</sup>, il est donc possible d'installer 1000 panneaux.

Il est posé comme hypothèse que ¼ de la surface en toiture disponible est exploitée afin de garantir l'orientation et le positionnement maximal des panneaux photovoltaïques, de ce fait la surface disponible devient 500 m<sup>2</sup>. En retenant une irradiation moyenne de 4,3 kWh/m<sup>2</sup>/jr et un rendement de 0,12 [16] dû à l'utilisation de panneaux photovoltaïques en silicium polycristallins optimaux pour un ensoleillement et une température plus importante [17] à un moindre coût, il est obtenu une énergie disponible de 258 kWh/jour avec l'équation (1) :

$$Irr_{jr} * A * \eta_{PV} = E_{disp} \quad (1)$$

Soit, pour le mois le moins productif, une surproduction de 250% environ. En rappelant le surdimensionnement de la charge électrique, une installation solaire est capable de répondre aux besoins. La ressource solaire et la surface sont disponibles en quantité suffisante, il s'agit donc d'une solution qui semble capable de répondre aux besoins de l'hôpital.

### DIMENSIONNEMENT SOLAIRE

#### Choix de la part de la puissance installée et de la capacité de stockage

Les panneaux solaires et les batteries sont les principaux facteurs qui conditionnent le prix et l'autonomie du système [18]. Cette autonomie totale ne peut pas être atteinte dans l'état financier actuel de l'hôpital, une solution atteignant une autonomie supérieure à 50% en énergie solaire est recherchée.

Le logiciel HOMER Pro® prend en compte le profil de consommation de l'hôpital, sa localisation, la capacité de stockage et la puissance photovoltaïque installée choisie, pour fournir un pourcentage de réponse à la charge sur l'année. Afin de déterminer la solution permettant d'assurer la meilleure réponse au besoin tout en minimisant le coût, l'évolution de cette réponse au besoin en fonction de la puissance installée et de la capacité de stockage est étudiée. Pour cela, 3 scénarios de batterie pour lesquels la puissance installée varie sont envisagés.

Premier scénario : Une batterie de 65kWh. Une telle batterie permettrait de répondre aux besoins de la nuit entière. En fonction de la puissance installée, les panneaux pourraient aussi répondre entièrement à la charge pendant la journée, toutefois, en cas de jour de mauvais temps les panneaux ne permettent pas de répondre à la charge et de recharger à 100% la batterie.

Deuxième scénario : Deux batteries de 65kWh. Une telle quantité de stockage semble intéressante, mais le prix est considérable, augmentant la période de retour sur investissement. De plus, en fonction de la puissance installée, il est possible de recharger à 100% les deux batteries les jours de forte production. Toutefois, cela ne permet tout de même pas d'atteindre une réponse de 100% à la charge.

Troisième scénario : Une batterie de 33 kWh. Une telle batterie chargée ne permettrait en aucun cas de tenir une nuit, car les besoins estimés d'une nuit sont de 57,8 kWh. Toutefois, selon la puissance installée, les panneaux pourraient répondre à la charge de jour et charger, en cas de beau temps, la batterie pour la nuit.

La figure 2 ci-dessous présente le prix en fonction de la puissance installée, ainsi que le pourcentage de réponse au besoin. Néanmoins, il est à noter que ce prix ne prend en compte que les prix d'installation du système photovoltaïque et des batteries. Le scénario 2 pose un coût d'investissement élevé, le scénario 3 pose un coût modéré, mais une réponse faible à la charge. Le scénario 1, pose un coût modéré et une réponse satisfaisante à la charge.

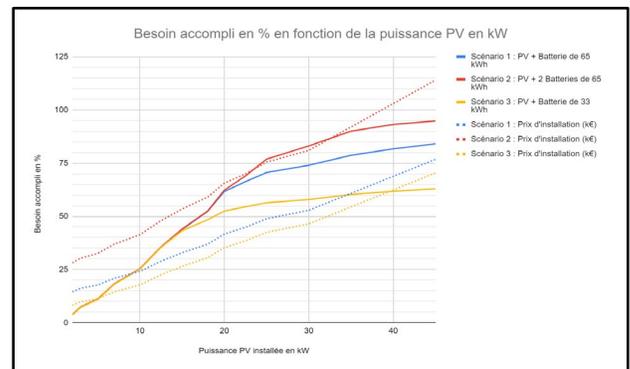


Figure 2 : Graphique de l'évolution du prix du système et de la réponse au besoin en fonction de la puissance installée

À partir de la figure 3, l'évolution du prix de l'installation du système par pourcentage de réponse au besoin en fonction de la puissance PV installée est étudiée : l'un des meilleurs rapports est atteint pour une puissance installée de 22,5 kW pour le scénario 1. De plus, dans ce scénario le système répond à 70,6% de la consommation annuelle de l'hôpital, l'objectif fixé à 50% est bien atteint.

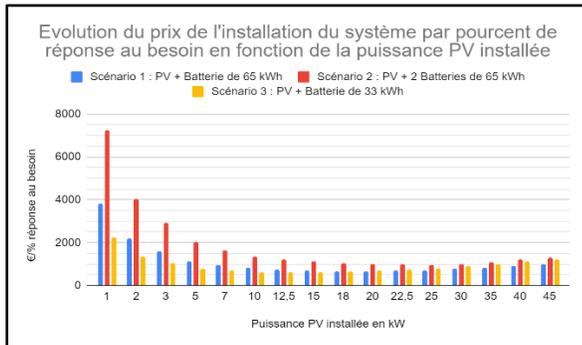


Figure 3 : Graphique de l'évolution du prix de l'installation par pourcentage de réponse au besoin permis pas le système

Les 29,4 % restants de la consommation qui ne sont pas assurés par l'énergie solaire le seraient par le réseau électrique et le groupe électrogène à hauteur de 50% respectivement, suivant donc le même mix énergétique qu'actuellement. Il est privilégié de recourir au réseau pour assurer cette alimentation restante, car cela reste moins cher que le groupe électrogène [4][5], cependant, il n'est pas possible de prévoir les coupures d'électricité, ainsi dans le cas où les batteries sont vides, il est nécessaire d'utiliser le groupe électrogène. Dans cette étude, il a été considéré que les batteries ne seraient pas rechargées par le réseau électrique ou le groupe électrogène posant ainsi une hypothèse pessimiste accordant un coefficient de sécurité pour la crédibilité de la solution.

En choisissant des panneaux photovoltaïques Canadian solar CS6U-350P [13] de puissance de 350 W il faut 65 panneaux afin d'atteindre les 22,5 kW souhaités. Le choix des batteries est détaillé dans le tableau 4 de l'ANNEXE 2.

## ANALYSE FINANCIÈRE

Un TRI égal à 9,2 ans a été calculé dans un premier temps en prenant en compte uniquement les coûts d'installation des panneaux photovoltaïques et des batteries [ANNEXE 2].

La durée de vie du système est estimée à 20 ans en diminuant celle donnée par la fiche technique du panneau solaire sélectionné [13] et des batteries sélectionnées [19] offrant ainsi un coefficient de sécurité satisfaisant sur l'analyse. L'investissement de départ couvre les prix de l'installation photovoltaïque, son entretien et le rachat d'un nouveau groupe électrogène. Le groupe électrogène doit être racheté, car celui existant est vieillissant selon le directeur de l'hôpital.

Les gains en kWh du système sont composés à 50% de l'économie du coût énergétique du groupe électrogène et à 50%

du réseau. L'hypothèse de l'inflation sur le diesel est de 4%, et celle de l'énergie du réseau, dépendant majoritairement au Cameroun de barrage hydroélectrique, de 2%. La VAN est alors de 44 771 \$, pour 20 ans.

L'investissement est égal à 161 933 \$, dont 60 117 \$ de diesel, 25 952 \$ du réseau électrique, 1 786 \$ du groupe électrogène et enfin 6 675\$ de maintenance. Les gains eux, sont estimés à 206 382 \$, composés de 144 116\$ de non-achat de diesel et 62 265\$ de non-achat d'électricité sur le réseau.

## ÉTUDE HYDRAULIQUE

### ANALYSE DU POTENTIEL HYDRAULIQUE

Pour débiter l'étude hydroélectrique, il est nécessaire de rechercher des relevés de débit les plus récents possibles du fleuve Nyong à Akonolinga. [20] [21] [22] Il a été tenté d'obtenir ces données par l'intermédiaire du directeur de l'hôpital d'Akonolinga. Malheureusement, ces résultats n'ont pas pu être communiqués. Il a donc fallu utiliser des relevés vieux de 40 ans présentés sur la figure 7 de l'ANNEXE 3. [23]

Le débit moyen maximum est égal à environ 350 m<sup>3</sup>/s et le débit moyen minimum égal à environ 50 m<sup>3</sup>/s sur l'année pendant cette période comme le montre la figure 7 de l'ANNEXE 3. Cette forte variabilité de débit entre les saisons s'explique par le climat local (alternance saison sèche/saison des pluies) [24].

Un débit de 50 m<sup>3</sup>/s permettrait d'extraire théoriquement 400 kW de puissance électrique pour une hauteur de chute d'un mètre en considérant un rendement du groupe turbine-générateur de 80 %. Le site dispose donc d'un fort potentiel hydraulique. Pour connaître le débit à exploiter, il faut avoir connaissance des besoins énergétiques de l'hôpital. Comme justifié dans l'étude solaire, l'analyse des besoins énergétiques de l'hôpital a montré une puissance de pointe de 5,024 kWe. Pour une puissance de moins de 20 kWe il est courant de parler de pico-centrale.

### ANALYSE TECHNOLOGIQUE

Tout d'abord des hypothèses de dimensionnement ont été fixées. Le site identifié ne dispose pas de dénivelé naturel. La hauteur de chute devra être la plus faible possible pour minimiser les travaux de génie civil du projet. Par ailleurs, le système répondra à 100% des besoins énergétiques de l'hôpital.

L'étude débute par le choix du type de turbine ainsi que le nombre. Il faut d'abord calculer le débit nominal ( $Q_{nom}$ ) nécessaire pour atteindre une puissance électrique de 6 kWe. L'équation de (2) a été utilisée, une hauteur de chute d'un mètre et un rendement du groupe turbine-générateur de 0,8 ont été supposés :

$$Q_{nom} = \frac{P_{elec}}{(\rho_{eau} \times g \times h \times \eta_{turbine-générateur})} = 0,754 \text{ m}^3/\text{s} \quad (2)$$

Un modèle de turbine Kaplan à hélice à pales et directrices fixes avec générateur intégré dans la turbine d'une

puissance de 6 kW a été choisi. Cependant, ce modèle requiert une hauteur de chute minimale de 1,5 m pour 6 kWe [25]. Le nouveau débit nominal est donc de 0,637 m<sup>3</sup>/s (calculé avec la formule (2), autres paramètres de l'équation inchangés). Cette turbine présente un rendement supérieur ou égal à 80 % à partir de 80 % du débit nominal atteint (figure 10, [ANNEXE 3]) [26]. Elle permet donc de maximiser l'énergie produite, car le rendement est très élevé sur une très faible plage de débit.

Il est important de noter que le débit requis pour produire 6 kWe est bien inférieur aux minimaux annuel (figure 7, ANNEXE 3). Ainsi, une infime fraction du débit disponible dans la rivière serait exploitée. Le débit de production est garanti, car le débit minimal historique du fleuve est strictement supérieur à 0,637 m<sup>3</sup>/s, les besoins de l'hôpital seront donc couverts en tout temps.

### ANALYSE FINANCIÈRE

Le logiciel RETScreen® a été utilisé pour estimer les coûts relatifs à cette étude, car il permet d'obtenir une estimation suffisamment précise [20].

En première approximation, deux choix se présentent pour la partie génie civil du projet : construire un barrage sur toute la rivière (option 1) ou sur une embouchure de la rivière (option 2). Une vue aérienne du site se trouve en figure 8 de l'ANNEXE 3].

L'objectif étant de limiter les coûts de génie civil et les coûts de raccordement, ces 2 options ont été évaluées dans la partie coût du logiciel RETScreen®. Le site est supposé hors réseau électrique donc le raccordement du barrage n'existe pas en l'état. Une synthèse des coûts est proposée dans le tableau 6 de l'ANNEXE 3].

Il semble que l'option 2-15m soit à privilégier si le débit (Q) dans l'embouchure répond aux besoins de dimensionnement. Ceci est étudié grâce à la formule (3) :

$$Q = U.S = U.L.P \quad (3)$$

Avec U : la vitesse de l'eau ; S : la section du canal ; L : la largeur du canal ; P : la profondeur du canal.

L'hypothèse d'une section rectangulaire est faite pour le canal. L'estimation du débit dans l'embouchure est faite en pondérant le débit initial. Le débit obtenu estimé est de 35 m<sup>3</sup>/s. Ceci est largement suffisant pour satisfaire le besoin de 0,637 m<sup>3</sup>/s. C'est donc cette option qui a été retenue pour le projet.

Ensuite, les autres postes de coût peuvent être estimés avec RETScreen®. L'étude de faisabilité comprend aussi le coût des études environnementales. Le coût de développement comprend les coûts des services juridiques, le financement et la

supervision du projet. Le coût d'ingénierie ne comprend pas les coûts d'ingénierie des équipements clés en main autres que la préparation des devis.

En effet, « la plupart des petites centrales hydroélectriques sont maintenant aménagées dans le cadre de contrats clés en main pour ce qui est des travaux de génie civil et de l'équipement électromécanique » [27]. Le coût estimé des travaux d'ingénierie et du contrôle de la qualité durant les travaux est calculé par le modèle comme étant fonction de la puissance installée de la centrale et de la hauteur de chute brute.

Enfin, le coût de la turbine comprend le coût de la turbine, de la génératrice, du régulateur et des commandes et il est basé sur le type de turbine sélectionné. Les résultats fournis par le logiciel sont présentés dans le tableau 1 ci-dessous, un ajustement a été réalisé après un prix anormalement élevé pour la turbine proposé par le logiciel [28] [29] [30] [31]:

Tableau 1 : Postes de coût du projet hydroélectrique

Postes de coût	Étude de faisabilité	Développement	Ingénierie	Turbine	Raccordement électrique	Génie civil
Montant (\$)	13 000	16 000	32 000	34 000	7 500	87 000
TOTAL (\$)	189 500					

Toutefois, afin de vérifier la véracité de cette répartition de coûts obtenue, elle a été comparée à un rapport sur les coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale publié par la Commission de régulation de l'énergie en France [21]. Ce rapport montre que pour des installations de basse chute neuve dans le segment [0-500] kW la répartition des coûts est la suivant voir figure 9 de l'ANNEXE 3].

En comparaison au rapport énoncé ci-dessus, la ventilation des coûts du projet démontre que le génie civil représente une part bien plus importante que l'unité de production de puissance, ce qui semble être l'inverse dans la ventilation citée dans le rapport.

La dernière étape de cette partie [22] d'analyser la viabilité financière de la centrale hydroélectrique. Pour ce faire, un certain nombre d'hypothèses ont été posées pour le calcul du temps de retour sur investissement (TRI). Des hypothèses sont communes avec l'analyse financière de l'étude solaire comme le coût du kWh (\$/kWh) du réseau au Cameroun, le coût du diesel (\$/L), le coût d'acquisition du nouveau GE diesel, les OPEX du GE négligés et le fait qu'actuellement l'hôpital est alimenté 50 % de l'année avec le GE diesel et 50 % avec le réseau électrique existant. Les coûts de maintenance et d'exploitation de la

centrale hydroélectrique ont été fixés à 1086 \$/an. La centrale hydroélectrique couvre 100 % des besoins de l'hôpital.

Les économies annuelles sont réalisées sur l'électricité qui n'est pas achetée sur le réseau pour fournir la moitié des besoins en électricité de l'hôpital et sur le combustible diesel qui n'est pas acheté pour fournir l'autre moitié des besoins. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 2 ci-dessous :

Tableau 2 : Résultats du CAPEX

Résultats		
CAPEX centrale hydroélectrique - CAPEX GE diesel, \$	Économies annuelles (GE + réseau), \$	TRI, ans
189 500 – 1 800 = 187 700 \$	10 697	17,5

Le détail du calcul du TRI est explicité aux tableaux 8 et 9 de l'[\[ANNEXE 3\]](#).

En plus du TRI, une Valeur Actualisée Nette (VAN) a été calculée. Ces deux indicateurs de viabilité financière du projet permettent de confronter l'étude solaire et l'étude hydroélectrique. Afin de pouvoir établir une comparaison pertinente, il a été choisi d'étudier la VAN sur la base d'une durée de vie de 20 ans pour le barrage hydroélectrique. Cette hypothèse forte réduit considérablement l'attractivité du projet puisque la durée de vie de ces installations est leur principal intérêt : elles dépassent largement les 20 ans. La VAN obtenue est de 109 871\$. Le détail du calcul de la VAN est disponible au tableau 9 de l'[\[ANNEXE 3\]](#).

## COMPARAISON ET CHOIX DE LA SOLUTION

Les études approfondies de l'énergie solaire et hydraulique ont abouti à des résultats qu'il est à présent temps de comparer afin de sélectionner la solution à privilégier pour répondre aux besoins en électricité de l'hôpital.

Tableau 3 : Comparatif des deux solutions retenues

	TRI (ans)	VAN (\$)
Étude solaire	9,2	44 771
Étude hydraulique	17,5	109 871

D'après le tableau 3, les deux technologies de production électrique retenues, à savoir, pico-centrale hydroélectrique ou solaire prouvent qu'elles constituent des solutions financièrement rentables répondant aux objectifs de fiabilisation de la source d'énergie de l'hôpital. Dans un premier

temps, la pico-centrale hydroélectrique semble être la solution privilégiée. En effet, cette technologie répond à 100 % des besoins et a une durée de vie plus importante que la technologie solaire. Toutefois, il est important de prendre en compte le contexte socio-économique du Cameroun : les financements sont difficiles à obtenir, tout comme les autorisations juridiques. Enfin, les comportements sociaux (religieux) et économiques (pêche,) liés à la rivière pourraient se retrouver perturbés. De plus, pour la solution hydraulique un personnel devra être mobilisé pour assurer son fonctionnement, il faudra donc le former, contrairement à la solution solaire. Une maintenance sur ce dernier reste plus facilement accessible avec une formation demandant moins de compétences. Le TRI et la VAN sont moindres pour le solaire, ainsi en prenant compte les éléments cités plus tôt, il est plus envisageable de mettre en place une installation de panneaux photovoltaïques dotés d'un système de stockage, dont les besoins restants (29,6 %) seront assurés par le même mix énergétique qu'actuellement c'est-à-dire à 50 % par le réseau électrique et 50 % par le groupe électrogène.

## CONCLUSION

L'hôpital d'Akonolinga connaît des coupures d'électricité 50 % du temps et dépend d'un groupe électrogène pour assurer ses besoins le reste du temps. L'utilisation de technologies utilisant des énergies renouvelables permet de s'affranchir de la dépendance du centre de santé au réseau et au groupe électrogène, dont les coûts de fonctionnement sont assez élevés.

Une étude rapide sur la viabilité de la mise en place d'une installation exploitant l'énergie éolienne démontre qu'elle n'est pas intéressante pour répondre aux besoins d'électricité en raison de l'indisponibilité de cette source d'énergie sur le site. Au contraire, l'énergie solaire et hydraulique s'avère être des sources intéressantes pour élaborer une solution.

Après une estimation du profil de consommation de l'hôpital permettant une étude approfondie d'installations exploitant l'énergie solaire ou hydraulique, elles se sont révélées pertinentes pour permettre une autonomie énergétique. Les deux solutions sont comparées par des facteurs financiers et socio-économiques, finalement l'installation de 22.5 kW panneaux solaires avec une capacité de stockage de 65 kW est retenue, notamment grâce à un coût d'investissement moindre. Ainsi, 70.4% des besoins en électricité de l'hôpital sont assurés, le reste est complété par le même mix énergétique qu'avant l'implémentation de la solution.

Pour la suite du projet, il conviendra de poursuivre les études et de considérer les impacts socio-économiques de tels projets dans le développement de l'hôpital. Une étude de terrain en partenariat avec le personnel de l'hôpital est à envisager.

## REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier l'ensemble du corps enseignant qui a permis d'éclaircir les différents objectifs de l'étude, mais aussi de proposer des hypothèses sur les dimensionnements de nos solutions.

Nous souhaitons également remercier Dr ELANGA, directeur de l'hôpital d'Akonolinga qui nous a fourni quelques informations sur la situation sur place.

## Références

- [1] Banque mondiale, SE4ALL, «Données Banque mondiale,» 2020. [En ligne]. Available: <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/EG.ELC.A.CCS.RU.ZS?locations=CM>. [Accès le 11 2022].
- [2] Fondation Veolia, «Fondation Veolia,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.fondation.veolia.com/fr/fournir-un-acces-stable-l-electricite-dans-des-zones-reculees-du-cameroun>. [Accès le 11 2022].
- [3] PNUD, Programme des Nations Unies pour le développement, «UNDP,» 19 12 2018. [En ligne]. Available: <https://www.undp.org/fr/burundi/news/le-don-d%E2%80%99un-groupe-%C3%A9lectrog%C3%A8nes%C3%A9curise-l%E2%80%99alimentation-en-%C3%A9lectricit%C3%A9-de-l%E2%80%99h%C3%B4pital-muyinga>. [Accès le 11 2022].
- [4] A. Tioumagneng, «Maturité des crédits bancaires et performance des entreprises : cas du Cameroun,» chez *Mondes en développement*, vol. 153, D. B. Supérieur, Éd., 2011, p. 71 à 86.
- [5] L. Robyns, «Le dimensionnement d'une installation,» UCLouvain, [En ligne]. Available: <https://sites.uclouvain.be/e-lee/FR/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/Dimensionnement/Dimensionnement.htm>. [Accès le 11 2022].
- [6] ManoMano, «Groupe Electrogène 6000 W silencieux démarrage électrique Zeuz,» 2022. [En ligne]. Available: [https://www.manomano.fr/p/groupe-electrogene-6000-w-silencieux-demarrage-electrique-zeuz-40392475?fbclid=IwAR3nsWKU3TNj0Etm3JCEONw15ZHasfZOckO7-6rbnkTdY8AdmsfYa\\_8bEg](https://www.manomano.fr/p/groupe-electrogene-6000-w-silencieux-demarrage-electrique-zeuz-40392475?fbclid=IwAR3nsWKU3TNj0Etm3JCEONw15ZHasfZOckO7-6rbnkTdY8AdmsfYa_8bEg). [Accès le 11 2022].
- [7] Global Petrol Prices, «Cameroun Les prix du diesel,» 21 11 2022. [En ligne]. Available: [https://fr.globalpetrolprices.com/Cameroon/diesel\\_prices/](https://fr.globalpetrolprices.com/Cameroon/diesel_prices/). [Accès le 21 11 2022].
- [8] Global Petrol Prices, «Cameroun prix de l'électricité,» 03 2022. [En ligne]. Available: [https://fr.globalpetrolprices.com/Cameroon/electricity\\_prices/](https://fr.globalpetrolprices.com/Cameroon/electricity_prices/). [Accès le 21 11 2022].
- [9] N. Lavoisier, «Le Potentiel Géothermique du Cameroun,» Alica-Africa, 26 08 2021. [En ligne]. Available: <https://alica-africa.org/fr/geothermal-potential-of-cameroon/#:~:text=La%20g%C3%A9othermie%20comme%20source%20d,de%205%20MW%20%5B%5D%20>.
- [10] Hydro-Québec, «Systèmes géothermiques,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.hydroquebec.com/residentiel/mieux-consommer/fenestres-chauffage-climatisation/geothermie.html>. [Accès le 12 2022].
- [11] F. R. T. L. B. Eneckdem Tsopgni, «Estimation du potentiel de production électrique par digestion anaérobie des déchets organiques à Bitchoua (Ouest du Cameroun) en vue du développement de l'électrification rurale, extrapolation pour Akonolinga,» 10 2020. [En ligne]. Available: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03544879v1/document>. [Accès le 10 2022].
- [12] Meteoblue, «meteoblue,» 2022. [En ligne]. Available: [https://www.meteoblue.com/en/weather/historyclimate/climatemodelled/akonolinga\\_cameroun\\_2235776](https://www.meteoblue.com/en/weather/historyclimate/climatemodelled/akonolinga_cameroun_2235776). [Accès le 15 11 2022].
- [13] Commission Européenne, «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,» 01 03 2022. [En ligne]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/).
- [14] Gouvernement du Canada, «RETScreen,» 31 10 2022. [En ligne]. Available: <https://www.rncan.gc.ca/cartes-outils-et-publications/outils/outils-modelisation/retscreen/7466>. [Accès le 30 11 2022].
- [15] Google Maps, «Hopital de districte d akonolinga,» 12 2022. [En ligne]. Available: <https://www.google.ca/maps/place/Hopital+de+districte+d+akonolinga/@3.7796092,12.2526263,423m/data=!3m2!1e3!4b1!4m5!3m4!1s0x108c056e165d6a33:0x7c876c7a a48deadb!8m2!3d3.7796072!4d12.2534461?hl=fr>. [Accès le 12 2022].
- [16] S. Sugianto, «Comparative Analysis of Solar Cell Efficiency between Monocrystalline and Polycrystalline,» *INTEK: Jurnal Penelitian*, p. 92, 12 2020.
- [17] P. Custan, «Solar panel principle of operation: Monocrystalline vs Polycrystalline,» 26 04 2020. [En ligne]. Available: <https://www.fnxsolar.ca/solar-panel-principle-of-operation-monocrystaline-vs-polycrystaline>. [Accès le 12 2022].
- [18] p. h. Dania, «Quel est le coût d'installation d'un panneau solaire ?,» hellio, 21 09 2022. [En ligne]. Available: <https://particulier.hellio.com/blog/travaux/cout-installation-panneau-solaire>. [Accès le 07 12 2022].
- [19] Watt-u-need, «Park of 65 kWh battery OPzS 48V,» 2014. [En ligne]. Available:

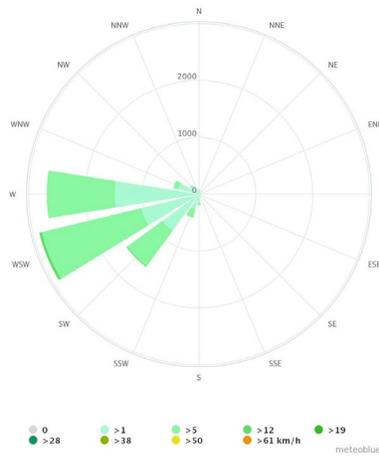
- <https://www.wattuneed.com/en/premium-battery/1598-park-of-65-kwh-battery-opzs-48v-0712971129573.html>. [Accès le 07 12 2022].
- [20] Ressources naturelles Canada, «Analyse de projets de petite centrale hydroélectrique (Page 30 : Validation),» 2004. [En ligne]. Available: [https://publications.gc.ca/collections/collection\\_2007/nrc-an-rncan/M39-98-2003F.pdf](https://publications.gc.ca/collections/collection_2007/nrc-an-rncan/M39-98-2003F.pdf). [Accès le 11 2022].
- [21] Agence Nationale pour la Promotion des Investissements : ANAPI, «Manuel de montage des projets des microcentrales hydroélectriques en R.D.C : Page 14,» 09 2020. [En ligne]. Available: [https://www.investindrc.cd/fr/IMG/pdf/manuel\\_de\\_montage.pdf](https://www.investindrc.cd/fr/IMG/pdf/manuel_de_montage.pdf). [Accès le 11 2022].
- [22] PAGES et L. E. V. E. G. SUPPARO, (Page 25) Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité, Rouland, Éd., ADEME, 2003, p. 25.
- [23] CSRC-UNH, «Nyong Basin, Station : Dehane,» 1977. [En ligne]. Available: <https://www.compositerunoff.sr.unh.edu/html/Polygons/P1339100.html>. [Accès le 10 2022].
- [24] Ambassade du Cameroun En Egypte, «Climat (du Cameroun),» 2022. [En ligne]. Available: <https://ambacamcaire.com/cameroon/climate/?lang=fr#:~:text=%E2%80%93%20La%20grande%20saison%20s%C3%A8che%20dure,Ouest%20et%20de%20l'Adamaoua.> [Accès le 11 2022].
- [25] Turbiwatt, «T800 Lion (Fiche Technique),» [En ligne]. Available: <https://www.turbiwatt.com/fr/turbine-lion.html>. [Accès le 01 12 2022].
- [26] C. a. K. C. a. N. T. Kaunda, «Potential of Small-Scale Hydropower for Electricity Generation in Sub-Saharan Africa,» *IRSN Renewable Energy*, p. 6, 12 06 2012.
- [27] Ressources naturelles Canada, «Logiciel RETScreen : Modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique (page 45 ),» 2004. [En ligne]. Available: [https://publications.gc.ca/collections/collection\\_2008/nrc-an/M39-108-2004F.pdf](https://publications.gc.ca/collections/collection_2008/nrc-an/M39-108-2004F.pdf). [Accès le 11 2022].
- [28] Turbiwatt, «Une solution innovante et performante pour les Micro Centrale hydroélectrique de basse chute,» 10 2015. [En ligne]. Available: [http://www.hydro21.org/colloque2015/presentations/10\\_Maillard.pdf](http://www.hydro21.org/colloque2015/presentations/10_Maillard.pdf). [Accès le 11 2022].
- [29] ECOWATT, «ALIMENTATION ENERGETIQUE AUTONOME DU REFUGE DU LAC D'ALLOS,» 12 2012. [En ligne]. Available: [https://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Picocentrale\\_refuge\\_du\\_Lac\\_d\\_Allos\\_Etude\\_de\\_faisabilite\\_cle2943cd.pdf](https://www.paca.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Picocentrale_refuge_du_Lac_d_Allos_Etude_de_faisabilite_cle2943cd.pdf). [Accès le 11 2022].
- [30] C. M. p. A. BARRAU, «Projet de picocentrale hydroélectrique pour l'alimentation en électricité du refuge Wallon-Marcadau,» 11 2017. [En ligne]. Available: [http://www.csvss.fr/images/pdf/annexes-UTN/annexes-numeriques/26\\_Etude\\_de\\_faisabilite\\_V2.pdf](http://www.csvss.fr/images/pdf/annexes-UTN/annexes-numeriques/26_Etude_de_faisabilite_V2.pdf). [Accès le 11 2022].
- [31] SCI des Etroits, «Réhabilitation d'une pico-centrale hydroélectrique, Chalet des Etroits,» 10 09 2017. [En ligne]. Available: <https://www.auvergne-rhone-alpes.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/annexes-13.pdf>. [Accès le 11 2022].
- [32] Commission de Régulation de l'Énergie, «Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale,» 30 01 2020. [En ligne]. Available: [https://www.cre.fr/content/download/21963/file/2020-RAPPORT\\_COUT\\_RENTABILITE\\_PETITE\\_HYDRO.pdf](https://www.cre.fr/content/download/21963/file/2020-RAPPORT_COUT_RENTABILITE_PETITE_HYDRO.pdf). [Accès le 11 2022].
- [33] Canadian Solar, «canadian\_solar\_datasheet\_maxpower\_cs6u\_p\_high\_efficiency\_v5\_571,» 11 2018. [En ligne]. Available: [https://d3glqce46u5dao.cloudfront.net/data\\_sheet/canadian\\_solar\\_datasheet\\_maxpower\\_cs6u\\_p\\_high\\_efficiency\\_v5\\_571\\_au.pdf](https://d3glqce46u5dao.cloudfront.net/data_sheet/canadian_solar_datasheet_maxpower_cs6u_p_high_efficiency_v5_571_au.pdf). [Accès le 11 2022].
- [34] PowerTech, «Les avantages des batteries Lithium-ion vs Batteries plom,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.powertechsystems.eu/fr/home/technique/avantages-du-lithium-ion>. [Accès le 25 11 2022].
- [35] R. S. A. N. E. S. e. W. A.-B. Ghassan Zubi, «Lithium-ion battery-packs for solar home systems : Layout, cost and implementation perspectives,» *Journal of Energy Storage*, 2020.
- [36] Bfg, «Global Composite Runoff Fields (CSRC-UNH and GRDC, 2002),» 2020. [En ligne]. Available: [https://www.bafg.de/GRDC/EN/03\\_dtprdcts/33\\_CmpR/uhn\\_grdc\\_node.html](https://www.bafg.de/GRDC/EN/03_dtprdcts/33_CmpR/uhn_grdc_node.html). [Accès le 01 12 2022].
- [37] P. G. Bikidik, «Journal du Cameroun.com,» 10 07 2012. [En ligne]. Available: <https://www.journalducameroun.com/enjeux-du-transport-de-lenergie-electrique-au-cameroun-partie-1/>. [Accès le 12 2022].
- [38] base de données de produits chimiques GESTIS de la IFA, «Entrée « Diesel fuel »,» GESTIS-IFA, 2021. [En ligne]. Available: <https://gestis.dguv.de/data?name=536303&lang=en>. [Accès le 12 2022].
- [39] ManoMano, «Groupe électrogène PGG 6/1 5 kW 230V KARCHER - 1.042-208.0,» 2022. [En ligne]. Available: <https://www.manomano.fr/p/groupe-electrogene-pgg-6-1-5-kw-230v-karcher-1042-2080-36621578>. [Accès le 11 2022].

## ANNEXES

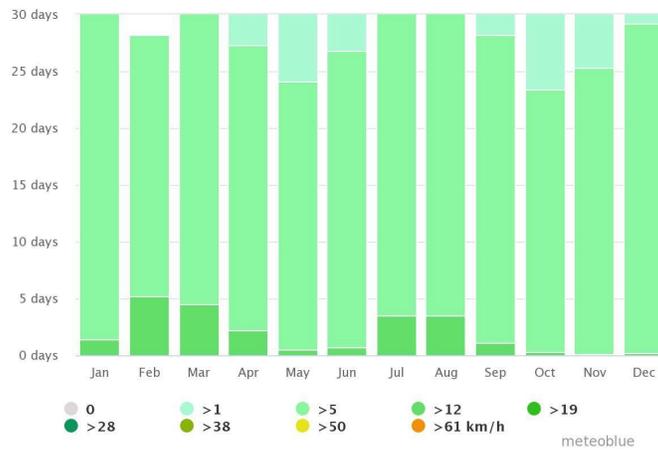
ANNEXE 1 : ENERGIE EOLIENNE .....	9
ANNEXE 2 : ÉNERGIE SOLAIRE .....	10
ANNEXE 3 : ÉNERGIE HYDRAULIQUE .....	12
DETAIL DE CALCUL DE LA CONSOMMATION EN COMBUSTIBLE DIESEL/AN : .....	14
DETAIL DE CALCUL DU TRI HYDRAULIQUE : .....	14
DETAIL DE CALCUL DU VAN HYDRAULIQUE : .....	15

### ANNEXE 1 : ENERGIE EOLIENNE

D'après le modèle climatique meteoblue. [12]



*Figure 4 : Rose des vents*



*Figure 5 : Distribution du vent à Akonolinga*

## ANNEXE 2 : ÉNERGIE SOLAIRE

Tableau 4 : Détermination de la durée d'utilisation en fonction de la nature d'un appareil

Nombre d'heure d'utilisation par jour (h)	Nature de l'appareil	Exemple
4	Appareil ponctuellement utilisé	Appareil de mesure médical, appareil de ménage, ...
6	Appareil utilisé régulièrement au cours d'une journée de travail	Ordinateur, respirateur artificiel, ...
12	Appareil lié au cycle jour/nuit	Éclairage, ventilateur de plafond, ...
24	Appareil devant ou étant susceptible de tourner pendant 24h	Morgue, couveuse, ...



Figure 6 - Résultats de l'irradiation mensuelle à Akonolinga donné par PVGIS

### Choix des composants de l'installation solaire

Les composants constituant la solution solaire sont regroupés dans le tableau 1 suivant :

Tableau 5 : Composants de la solution solaire

Panneaux photovoltaïques	Canadian solar CS6U-350P [33]	65 panneaux	15 370\$	<a href="https://cryptoasicehminer.com/product/canadian-solar-solar-panel-max-power-350w-72-cell-poly/">https://cryptoasicehminer.com/product/canadian-solar-solar-panel-max-power-350w-72-cell-poly/</a>
Batterie	LUNA2000	65 kWh	17 940\$	<a href="https://solar.huawei.com/eu/Products/FusionSolarResidential">https://solar.huawei.com/eu/Products/FusionSolarResidential</a>
Onduleur	Huawei SUN2000	27 kW	7 642\$	<a href="https://www.europe-solarstore.com/huawei-three-phase-solar-inverter-sun2000-10ktl-m0.html">https://www.europe-solarstore.com/huawei-three-phase-solar-inverter-sun2000-10ktl-m0.html</a>
Rails fixation	/	/	1 970\$	<a href="https://www.wattused.com/fr/avis/c3%a3mes-de-montage/38-rail-en-alu-40x40-pour-fixation-de-panneaux-solaires-0712971125070.html#:~:text=Rail%20en%20aluminium%2040x40%20pour%20la%20fixation%20des%20panneaux%20en,%C3%A0%202,13m%20de%20rail.">https://www.wattused.com/fr/avis/c3%a3mes-de-montage/38-rail-en-alu-40x40-pour-fixation-de-panneaux-solaires-0712971125070.html#:~:text=Rail%20en%20aluminium%2040x40%20pour%20la%20fixation%20des%20panneaux%20en,%C3%A0%202,13m%20de%20rail.</a>
Câbles	/	/	414\$	<a href="https://www.energie douce.com/168-cables-solaires-vendus-au-metre">https://www.energie douce.com/168-cables-solaires-vendus-au-metre</a>
Coût installation	/	/	24 840\$	RAPPORT DISPO SUR <a href="https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaique-en-metropole-continentale">https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaique-en-metropole-continentale</a>

La capacité en batterie nécessaire est calculée à partir de la formule ci-dessous qui prend en considération la limite de décharge=profondeur de décharge (p) du pack batteries=0,9 (hypothèse) :

$$\text{Capacité} = \frac{\text{Consommation nocturne}}{\text{Profondeur de décharge}} = \frac{57768}{0,9} = 65 \text{ kWh}$$

L'utilisation de batteries lithium-ion est privilégiée, car elles détiennent un excellent rendement, elles offrent une grande profondeur de décharge, possèdent une autodécharge faible et sont adaptées à une utilisation quotidienne et intensive [34]. C'est une technologie fiable avec une grande longévité qui ne demande presque pas de maintenance [35].

#### Détail de calcul du TRI solaire

Facture annuelle de l'hôpital = 7 500 €

Coût tout système panneaux solaires = 2200 CAD/ kW (Donné par RETScreen® cohérent avec les coûts des composants sélectionnés et les éléments constituant le système de l'installation sans compter le coût de la batterie)

Taux de conversion CAD/€ = 1,38

Puissance installée = 22 500 W

Coût batteries de 65 kWh = 13 000 €

Coût groupe électrogène = 1 786 \$ soit 1 294€

$$\text{Coût total} = \left(\frac{2\,200}{1,38}\right) \times 22,5 + 13\,000 + 1\,294 = 50\,164\text{€}$$

Taux de réponse au besoin = 70,6%

Coût électricité réseau = 0,14 €/ kWh

Consommation annuelle hôpital = 102 kWh/ jour

Jours dans l'année = 365

$$\text{Apports réseau (€/ an)} = \left(\frac{100-70,6}{100}\right) \times 102 \times 0,14 \times 365 = 1\,532 \text{ €}$$

Coût groupe électrogène diesel = 0,2643 €/kWh

$$\text{Apports électrogènes (€/ an)} = \left(\frac{100-70,6}{100}\right) \times 0,2643 \times 102 \times 365 = 2\,893 \text{ €}$$

$$\text{Économies} = 7500 - 1\,532 \times 0,5 - 2\,893 \times 0,5 = 5\,287 \text{ €}$$

$$\text{D'où : TRI} = \frac{50\,164}{5\,287} = 9,5 \text{ ans}$$

### ANNEXE 3 : ÉNERGIE HYDRAULIQUE

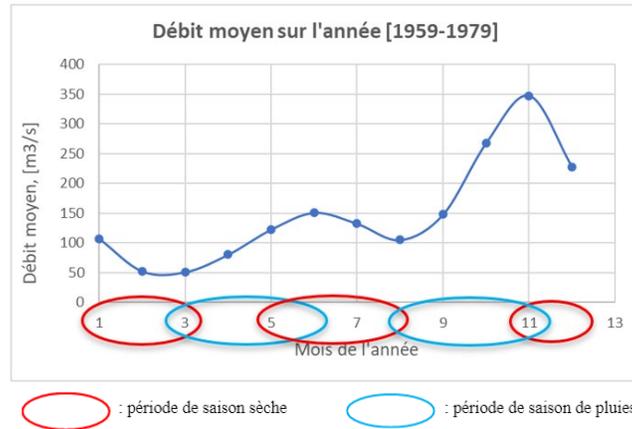


Figure 7 : Débit moyen du fleuve Nyong sur l'année

Issu des relevés du *Global Composite Runoff Fields* de CSRC-UNH (projet commun entre la Water Systems Analys Group et l'université du New Hampshire) [36] [23]

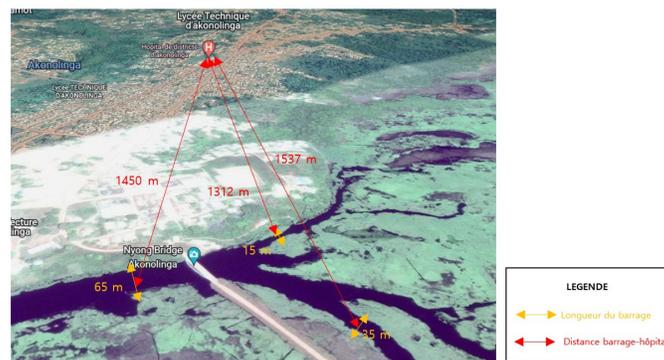


Figure 8 : Carte des différentes options de barrage

	Option 1 – 65m	Option 2 – 35m	Option 2 -15m
Coût de génie civil, \$ (1)	95 000	90 000	87 000
Coût de raccordement, \$ (2)	7 500	7 500	7 500
TOTAL génie civil + raccordement, \$	102 500	97 500	94 500

Tableau 6 : Coût des différentes options de développement du projet hydro-électrique

- (1) Le coût de génie civil inclut entre autres le coût du barrage et se base sur une formule dont les coefficients sont différents selon le diamètre de l'aube de la turbine (en fonction de la classification du site).
- (2) Le coût de raccordement est basé sur sa longueur, sur la difficulté du terrain sur lequel il sera construit et sur la tension de la ligne. En considérant que 20 % du coût de l'électricité provient du transport [37], cela correspond à une enveloppe financière de 7500 \$ d'après la production annuelle d'énergie, pour la construction et l'entretien du réseau.

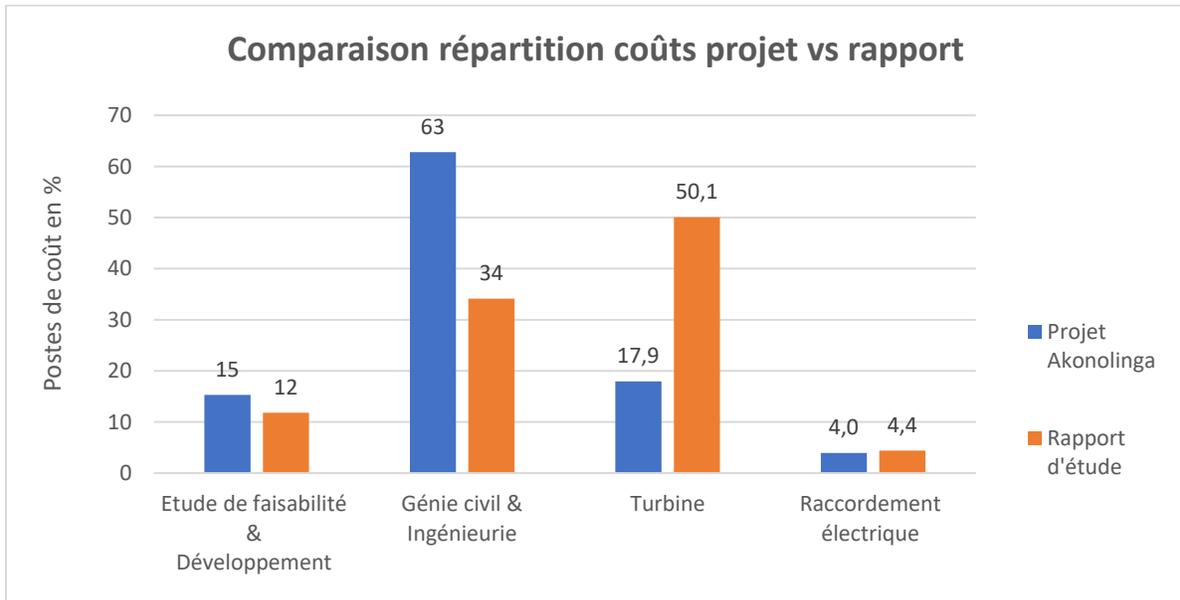


Figure 9 : Graphique de comparaison des coûts

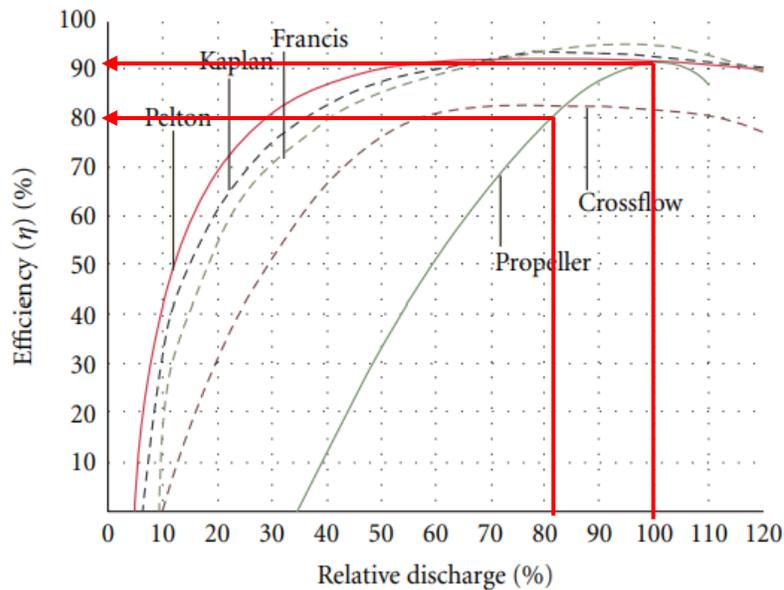


Figure 10 : Courbes de rendement typiques pour différents types de turbines hydroélectriques, l'étude de Kimambo et Nielsen [23]

*Calcul de la consommation en combustible diesel/an		
Consommation spécifique du diesel	13284	kJ/kWh
Production électrique annuelle GE diesel	18729,5	kWh
PCS du diesel	45,5	MJ/kg
Densité du diesel	830	kg/m <sup>3</sup>
	0,83	kg/L
<b>Consommation annuelle de diesel</b>	<b>6588</b>	<b>L/an</b>

Tableau 7 - Calcul de la consommation du combustible

### Détail de calcul de la consommation en combustible diesel/an :

- Consommation spécifique du diesel : un rendement du GE de 27,1 % est considéré donc pour 1 kWh électrique produit il faut fournir  $(1/0,271 = 3,69$  fois plus d'énergie). Or  $1\text{kWh} = 3600 * 10^3 \text{ J}$  donc  $3600 * 10^3 * 3,69 = 13284000 \text{ J} = 13284 \text{ kJ}$  pour 1 kWh électrique produit soit 13284 kJ/kWh
- PCS du diesel : 45,5 MJ/kg, donné par RETScreen®
- Densité du diesel : la densité du diesel dépend de la température. A 15 °C, la densité du diesel est environ  $830 \text{ kg/m}^3 = 0,83 \text{ kg/L}$  (entre 0.8 et  $0.91 \text{ g/cm}^3$  [38] )
- Consommation annuelle de diesel : 6588 L/an,  $\text{Conso\_diesel/an} = (\text{Conso\_spécifique} * \text{Prod\_élec}) / (\text{PCS\_diesel} * 10^3 * \text{densité\_diesel})$ . Ici, le PCS du diesel est multiplié par  $10^3$  pour convertir les MJ en kJ.

Tableau 8 - Calcul du TRI

CAPEXs		
GE diesel	1800	\$
Centrale hydroélectrique	189 500	\$
Economies		
Consommation électrique totale annuelle	37459	kWh
Consommation électrique annuelle réseau	18729,5	kWh
Coût du kWh électrique en 2022 au Cameroun	0,2	\$/kWh
Coût du combustible diesel en 2022 au Cameroun	1,22	\$/L
OPEX GE diesel (négligé)	0	\$/an
Coût en combustible diesel/an calculé*	8038	\$/an
OPEX centrale hydroélectrique	1086	\$/an
<b>Total économies annuelles (GE + réseau)</b>	<b>10697</b>	<b>\$/an</b>
<b>TRI</b>	<b>17,55</b>	<b>ans</b>

### Détail de calcul du TRI hydraulique :

- Coût d'acquisition d'un nouveau générateur diesel : 1800 \$ [39]
- CAPEX projet centrale hydroélectrique : 183 500 \$, calculé avec RETScreen®
- Consommation électrique totale annuelle : 37 459 kWh/an, calculé à partir du profil de consommation journalière établi ( $102,627 \text{ kWh/j} * 365\text{j} = 37 459 \text{ kWh/an}$ )
- Consommation électrique annuelle réseau : 18 729,5 kWh/an, calculé sachant actuellement aujourd'hui 50 % des besoins en électricité annuels de l'hôpital sont couverts par le réseau électrique existant donc :  $37 459 \text{ kWh/an} * 0,5 = 18 729,5 \text{ kWh/an}$
- Coût du kWh électrique en 2022 au Cameroun : 0,2 \$/kWh [8]
- Coût du combustible diesel en 2022 au Cameroun : 1,22 \$/L [7]
- OPEX du GE diesel : négligé par hypothèse de calcul
- Coût en combustible diesel/an : 8038 \$/ an, calcul :  $\text{Consommation annuelle diesel/an (L/an)} * \text{Coût du combustible diesel} (\$/\text{L}) = 6588 * 1,22 = 8038 \text{ \$/an}$
- OPEX projet centrale hydroélectrique : 1086 \$/an, calculé avec RETScreen®
- Total économies annuelles (GE + réseau) : 10 697 \$/an, calculé en sommant les économies réalisées sur l'électricité qui n'est pas achetée sur le réseau et sur la quantité de combustible qui n'est pas achetée. A ceci on retranche les coûts de maintenance et d'entretien de la centrale hydroélectrique (OPEX) :  $\text{Total\_économies/an} = 18 729,5 \text{ (kWh/an)} * 0,2 (\$/\text{kWh}) + 8038 \text{ \$/an} - 1086 \text{ \$/an} = 10 697 \text{ \$/an}$
- TRI = 17,5 ans :  $\text{TRI} = (\text{CAPEX\_hydro} - \text{CAPEX\_GE diesel}) / (\text{Total\_économies/an}) = (189 500 - 1 800) / 10 697 = 17,5 \text{ ans}$

Tableau 9 - Calcul de la valeur actualisée nette

Données utiles		
Consommation de combustible diesel/an	6588 L/an	
Consommation d'électricité du réseau /an	18729,5 kWh/an	
Calcul VAN - étude hydroélectrique		Hypothèses
Durée de vie de l'installation	20	ans
CAPEX centrale hydroélectrique	189500	\$
CAPEX du GE diesel	1800	\$
OPEX GE diesel (négligé)	0	\$/an
OPEX centrale hydroélectrique	1086	\$/an
Coût combustible diesel en 2022	1,22	\$/L
Coût du kWh réseau en 2022	0,2	\$/kWh
Gain en diesel par an	8037	\$/an
Gain en électricité par an	3746	\$/an
Taux d'actualisation	0	%
Taux d'inflation diesel	0,04	4%
Taux d'inflation électricité du réseau	0,02	2%
Taux d'inflation au Cameroun	0,03	3%
VA gain diesel au bout de 20 ans	239 337	\$
VA gain électricité au bout de 20 ans	91 016	\$
VA OPEX centrale hydro au bout de 20 ans	29 181	\$
<b>VAN</b>	<b>109 871</b>	<b>\$</b>

**Détail de calcul du VAN hydraulique :**

- Durée de vie de l'installation : 20 ans, en réalité la durée de vie de l'installation hydroélectrique est bien supérieure à 20 ans (environ 40 ans), mais c'est pour comparer la VAN de l'étude hydroélectrique avec la VAN de l'étude solaire
- Gain en électricité par an : 3746 \$/an, calculé en multipliant l'électricité consommée sur le réseau annuellement par le coût de l'électricité : 18 729,5 (kWh/an) \* 0,2 (\$/kWh) = 3746 \$/an
- Taux d'actualisation : 0 %,
- Taux d'inflation sur le diesel : 4 %
- Taux d'inflation sur l'électricité du réseau : 2 %
- Taux d'inflation au Cameroun : 3 % (sans considérer les taux les plus récents)
- VA gain diesel au bout de 20 ans : 239 337 \$,

$$VA_{gain\ diesel} = \left( \frac{Gain_{diesel}}{taux_{actualisation} - taux_{inf_{diesel}}} \right) \times \left( 1 - \frac{((1 + taux_{inf_{diesel}})^{durée_{vie}})}{(1 + taux_{actualisation})^{durée_{vie}}} \right)$$

- VA gain électricité au bout de 20 ans : 91 016 \$,

$$VA_{gain\ elec} = \left( \frac{Gain_{elec}}{taux_{actualisation} - taux_{inf_{elec}}} \right) \times \left( 1 - \frac{((1 + taux_{inf_{elec}})^{durée_{vie}})}{(1 + taux_{actualisation})^{durée_{vie}}} \right)$$

- VA OPEX centrale hydroélectrique au bout de 20 ans : 29 181 \$,

$$VA_{OPEX\ hydro} = \left( \frac{OPEX_{hydro}}{taux_{actualisation} - taux_{inf_{Cameroun}}} \right) \times \left( 1 - \frac{((1 + taux_{inf_{Cameroun}})^{durée_{vie}})}{(1 + taux_{actualisation})^{durée_{vie}}} \right)$$

- VAN = 109 871 \$,  $VAN = - (CAPEX_{centrale\ hydro} + CAPEX_{GE}) + VA_{gain\ diesel} + VA_{gain\ elec} - VA_{OPEX\ hydro}$