

# *Étude De l'Implantation D'un Parc d'Hydroliennes Sur La Rivière Lulua Pour La Ville De Kananga En République Démocratique Du Congo*

Daniel MUKENGESHAYI<sup>1</sup>, Edouard KONZI<sup>2</sup>, Donatien NGAKANGA<sup>2</sup>, Joseph CIMBELA<sup>2</sup>, Patrick NGOSSE<sup>3</sup>,

<sup>1</sup>Université Pédagogique de Kananga, République Démocratique du Congo

<sup>2</sup>Université Pédagogique Nationale, République Démocratique du Congo,

<sup>3</sup>Institut Supérieur Pédagogique et Technique de Nguya, République Démocratique du Congo

Correspondance : [danielmukengeshayi26@gmail.com](mailto:danielmukengeshayi26@gmail.com)



**Résumé :** La République Démocratique du Congo (RDC) dispose d'un potentiel hydroélectrique exceptionnel estimé à plus de 100 000 MW, dont moins de 3 % sont exploités. Cette sous-utilisation entraîne une crise énergétique persistante, particulièrement marquée à Kananga, où moins de 10 % de la population a accès à l'électricité. Dans ce contexte, les hydroliennes flottantes apparaissent comme une alternative prometteuse par rapport aux générateurs thermiques, offrant une production décentralisée, renouvelable et à faible impact environnemental. Cette étude évalue la faisabilité de l'implantation d'un parc d'hydroliennes sur la rivière Lulua. Les mesures par flotteurs, les données altimétriques du satellite Surface Water Ocean Topography (SWOT) et simulations indiquent des vitesses moyennes de courant comprises entre 2,3 et 2,6 m/s, permettant à une unité de 100 kW d'atteindre un facteur de charge de 45 à 50 %, soit environ 394 MWh/an. Pour constituer un parc de 10 MW, 100 unités seraient nécessaires, réparties sur des tronçons appropriés afin d'optimiser le rendement et de préserver l'écosystème. Sur le plan économique, le coût actualisé de l'énergie (LCOE) est évalué entre 68 et 85 USD/MWh, soit trois fois moins que les générateurs diesel. L'évaluation environnementale suggère un impact limité, sous réserve de mesures d'atténuation adaptées. En conclusion, l'exploitation hydrocinétique de la rivière Lulua constitue une solution techniquement faisable, économiquement viable et écologiquement acceptable pour l'électrification durable de la ville de Kananga, avec un potentiel de réplication dans d'autres villes congolaises.

**Mots-clés :** Hydrolienne Flottante, Energie Hydrocinétique, Transition Energétique, SWOT.

**Abstract:** The Democratic Republic of Congo (DRC) has an exceptional hydroelectric potential estimated at over 100,000 MW, of which less than 3% is currently exploited. This underutilization has resulted in a persistent energy crisis, particularly acute in Kananga, where less than 10% of the population has access to electricity. In this context, floating hydrokinetic turbines emerge as a promising alternative to thermal generators, providing decentralized, renewable power with minimal environmental impact. This study assesses the feasibility of establishing a hydrokinetic turbine farm on the Lulua River. Measurements by floating, altimetric data from Surface Water Ocean Topography (SWOT) satellite and simulations indicate average current velocities ranging from 2.3 to 2.6 m/s, enabling a 100 kW unit to achieve a capacity factor of 45–50%, corresponding to approximately 394 MWh per year. To develop a 10 MW farm, 100 units would be required, distributed across appropriate river sections to optimize performance while preserving the ecosystem. From an economic standpoint, the Levelized Cost of Energy (LCOE) is estimated at between USD 68 and 85/MWh, nearly three times lower than that of diesel generators. The environmental assessment suggests limited impacts, provided that appropriate mitigation measures are implemented. In conclusion, the hydrokinetic exploitation of the Lulua River represents a technically feasible, economically viable, and environmentally acceptable solution for sustainable electrification in Kananga's city, with significant potential for replication in other Congolese cities.

**Keywords:** Floating Hydrokinetic Turbine, Hydrokinetic Energy, Energy Transition, SWOT.

## 1. INTRODUCTION

La République Démocratique du Congo (RDC) est souvent décrite comme un « géant énergétique endormi ». Avec un potentiel hydroélectrique estimé à plus de 100 000 MW, dont près de la moitié sur le seul fleuve Congo, le pays dispose d'une ressource capable de transformer son économie et celle de la région (International Energy Agency [IEA], 2023). Pourtant, moins de 3 % de ce potentiel énergétique est actuellement exploitée, laissant la majorité de la population dans une situation de précarité énergétique chronique (Banque Mondiale, 2024).

Cette sous-utilisation du potentiel hydroélectrique a des conséquences directes sur le vécu quotidien de la population. Moins d'un Congolais sur cinq a accès à l'électricité, et les inégalités sont frappantes : alors que la capitale Kinshasa affiche un taux d'électrification d'environ 50 %, la plupart des villes de province peinent à dépasser les 10 % (African Development Bank [AfDB], 2020). Dans ces conditions, le développement industriel, l'accès aux services sociaux de base et même la qualité de vie des ménages sont fortement compromis.

La ville de Kananga, chef-lieu du Kasai-Central et carrefour stratégique du Grand Kasai, illustre bien ce paradoxe. Avec plus d'1,5 million d'habitants et une urbanisation rapide (Ngoma et al., 2022), son alimentation électrique repose presque exclusivement sur un générateur diesel de 4 MW exploité par la Société Nationale d'Électricité (SNEL). L'électricité n'est disponible que quelques heures par jour, principalement le soir, limitant la vie économique, les services de santé et l'éducation (UNDP, 2021). Les coûts élevés du carburant importé aggravent la situation, tandis que la pollution générée par ces groupes électrogènes impacte négativement l'environnement et la santé de la population.

Face à ce constat, l'exploration de solutions renouvelables adaptées aux réalités locales devient une priorité. La rivière Lulua, affluent de la Kasai, traverse la ville et constitue une ressource hydrocinétique abondante et relativement stable au fil des saisons (Makala et al., 2021). Contrairement aux grands barrages, souvent coûteux et socialement sensibles, les hydroliennes flottantes apparaissent comme une alternative prometteuse : elles nécessitent peu d'infrastructures lourdes, s'installent directement dans le cours d'eau et présentent un impact écologique limité (IEA, 2023).

Dans cette perspective, cet article propose d'évaluer l'implantation d'un parc d'hydroliennes sur la rivière Lulua. L'étude repose sur l'analyse de données hydrologiques et bathymétriques, la modélisation de la puissance disponible et l'évaluation technico-économique et environnementale. L'objectif est de déterminer la viabilité d'un parc de 10 MW à Kananga et d'explorer son potentiel de réplification dans d'autres villes congolaises confrontées aux mêmes défis énergétiques.

## 2. MATERIELS ET METHODES

### 2.1. Zone d'études

La ville de Kananga, (ex. Luluabourg), la quatrième grande agglomération, est la capitale de la province du Kasai-Central en République démocratique du Congo (RDC). Elle était également la capitale de l'ancienne province du Kasai-Occidental. Avec une population estimée à 1 247 168 habitants en 2024 et une superficie urbaine de 847 km<sup>2</sup>, Kananga représente la quatrième agglomération urbaine du pays (Wikipedia, 2024).

Géographiquement, Kananga est située en RDC, aux coordonnées 5°53'32"S et 22°24'10"E, à proximité de la rivière Lulua, un affluent du Kasai, et à 1 093 km à l'est de la capitale nationale, Kinshasa, via la route nationale 1 (Figure 1 ci-dessous). La ville est un important centre commercial et administratif, disposant d'infrastructures telles que la Société Nationale du Chemin de fer Du Congo (SNCC) reliant l'aéroport de Kananga et la ligne de chemin de fer Ilebo-Lubumbashi.

Le climat de Kananga est de type savane tropicale (classification de Köppen Aw), avec une saison sèche courte (juin–juillet) et une longue saison humide modérée (septembre–mai). La région est riche en ressources naturelles : gisements de diamants, agriculture céréalière (blé, coton, café), ainsi que diverses ressources minières. La rivière Lulua constitue pour l’approvisionnement en eau, l’irrigation, la pêche artisanale et la navigation une voie d’accès importante.



Figure 1: Carte de localisation de Kananga ( $5^{\circ}53'32''S$  et  $22^{\circ}24'10''E$ ). (source : <https://gifex.com/fr/fichier/carte-de-kananga/>)

## 2.2. Méthodologie

Notre projet d’implantation d’un parc d’hydroliennes sur la rivière Lulua repose sur quatre axes méthodologiques complémentaires, articulant rigueur scientifique, faisabilité technique et prise en compte des enjeux environnementaux.

### 2.2.1. Collecte et analyse hydrologique

Une campagne d’acquisition de données a été conduite sur plusieurs tronçons représentatifs de la rivière. Les mesures in situ ont été effectuées au moyen de flotteurs calibrés, permettant de relever la vitesse de surface et le débit, tandis que des jaugeages ponctuels ont précisé la profondeur et la largeur du lit. Ces observations sont venues compléter les données altimétriques issues du satellite Surface Water Ocean Topography (SWOT), offrant une vision synoptique des variations de hauteur d’eau et des gradients de pente hydraulique.

L’ensemble de ces informations a alimenté des simulations hydrodynamiques sur MatLab, lesquelles indiquent des vitesses variantes entre  $x$  et  $y$  m/s selon la saison et la morphologie des tronçons étudiés. Ces résultats ont permis d’identifier des zones où le courant présente la stabilité et l’intensité nécessaires pour un rendement optimal des turbines, tout en évitant les secteurs soumis à des fluctuations trop brutales.

### 2.2.2. Dimensionnement technique des turbines

La puissance hydraulique disponible est évaluée par :

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.1)$$

où  $\rho$  est la densité de l'eau (1 000 kg/m<sup>3</sup>),  $A$  la surface balayée par la turbine,  $v$  la vitesse moyenne du courant et  $C_p$  le coefficient de puissance (0,45 retenu ici). La limite de Betz (59,3 %) fixe le rendement maximal théorique, tandis que les valeurs pratiques observées varient entre 35 % et 45 %.

Des turbines flottantes modulaires de 100 kW de puissance nominale ont été choisies, offrant flexibilité et facilité de maintenance. Des simulations numériques (CFD) ont permis d'optimiser leur espacement afin de limiter les pertes d'énergie dues aux effets de sillage et d'adapter le dispositif aux régimes de vitesse relevés.

### 2.2.3. Analyse économique

Le **coût actualisé de l'énergie (LCOE)** a été estimé en prenant en compte :

- les investissements initiaux (turbines, transport, installation, raccordement),
- les coûts d'exploitation, de maintenance et de remplacement,
- la durée de vie prévue de l'installation.

Ce LCOE a été comparé au coût de production de l'électricité par les générateurs diesel actuellement utilisés localement, mettant en évidence un potentiel significatif de réduction des dépenses énergétiques et des émissions de CO<sub>2</sub>.

### 2.2.4. Évaluation environnementale et intégration au réseau

L'évaluation environnementale a porté sur l'impact potentiel des hydroliennes sur la faune aquatique, la dynamique sédimentaire et la qualité de l'eau. Des mesures d'atténuation sont proposées : limitation de la vitesse des rotors, planification de la maintenance en dehors des périodes de reproduction, suivi régulier des habitats benthiques et des trajectoires de poissons.

Enfin, un schéma de raccordement a été élaboré pour assurer l'injection sécurisée et efficace de l'électricité produite dans le réseau local de la SNEL, favorisant une intégration harmonieuse au système électrique régional.

## 2.3 Choix du site d'implantation

Le site retenu pour l'implantation du parc pilote d'hydroliennes est situé aux **coordonnées 22,3395° E et -5,9421° S**, sur un tronçon médian de la rivière Lulua. Ce choix résulte d'une analyse multicritère combinant observations de terrain, données satellitaires et simulations hydrodynamiques.



Figure 2 : Zone d'études sur la rivières Lulua (Longitude : 22,3395 degrés décimaux, Latitude : -5,9421 degrés décimaux ) (source : google earth )

La zone présente plusieurs atouts décisifs :

- **Conditions hydrologiques stables** : les mesures de vitesse réalisées par flotteurs, recoupées avec les altimétries SWOT, révèlent un courant régulier, dont la vitesse moyenne en période d'étiage reste supérieure à 1,5 m/s, avec des pointes saisonnières dépassant 2,5 m/s.
- **Morphologie favorable** : le lit présente un profil relativement uniforme, avec une profondeur moyenne de 3 à 4 m et des berges stables, limitant le risque d'érosion ou de dépôts sédimentaires excessifs autour des turbines.
- **Accessibilité logistique** : le site est aisément atteignable depuis les pistes secondaires reliant Kananga, ce qui facilite le transport des équipements, l'installation des modules flottants et les opérations de maintenance.
- **Faible sensibilité environnementale** : aucun habitat piscicole majeur ni zone de reproduction identifiée n'a été repéré dans ce secteur, réduisant ainsi les impacts potentiels sur la biodiversité aquatique.

Ces caractéristiques font du tronçon de la Lulua localisé à 22,3395° E / -5,9421° S un emplacement optimal pour déployer un premier lot de turbines flottantes modulaires, tout en assurant un compromis satisfaisant entre potentiel énergétique, contraintes environnementales et facilité d'exploitation.

#### 2.4 Situation locale – La rivière Lulua à Kananga

La figure 8 illustre la rivière Lulua à son passage dans la ville de Kananga. Véritable colonne vertébrale du territoire, ce cours d'eau irrigue l'activité socio-économique locale et remplit plusieurs fonctions essentielles :

- Approvisionnement en eau pour les usages domestiques, agricoles et artisanaux ;
- Pêche de subsistance et artisanale, qui contribue directement à la sécurité alimentaire des communautés riveraines ;
- Navigation légère, assurée par des pirogues ou de petits bateaux reliant les deux rives et favorisant les échanges commerciaux.

Dans ce contexte, des mesures hydrologiques ont été réalisées afin d’identifier un site pilote apte à accueillir un premier lot d’hydroliennes. Le secteur sélectionné se situe à proximité immédiate du pont principal de Kananga, où les conditions naturelles et la disponibilité d’infrastructures facilitent l’intégration du projet.

**Tableau 1 – Paramètres du site d’implantation**

Paramètre	Valeur
Vitesse moyenne du courant	2,45 m/s
Profondeur moyenne	4,5 m
Largeur de la rivière	60 m
Distance au poste électrique	1,5 km
Usage actuel	Pêche, baignade, traversées en pirogue

Ces caractéristiques démontrent la pertinence du site :

- La vitesse du courant (2,45 m/s) assure un rendement énergétique satisfaisant pour des turbines de type flottant.
- La profondeur (4,5 m) est suffisante pour maintenir un **tirant d’eau de sécurité** tout en préservant les activités traditionnelles de surface.
- La proximité du poste électrique, situé à seulement 1,5 km, permet de **réduire les coûts de raccordement** et d’optimiser l’exploitation de l’électricité produite.

Ce choix traduit un compromis équilibré entre potentiel hydraulique, contraintes techniques, maintien des usages existants et réduction des impacts environnementaux.

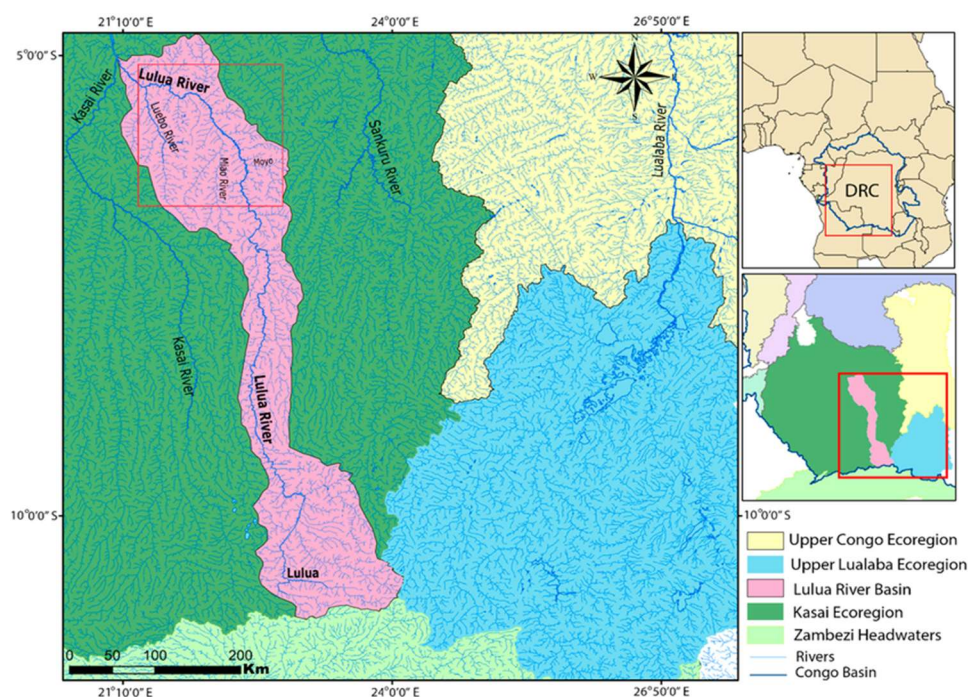


Figure 3: Rivière Lulua (source : <https://gifex.com/fr/fichier/carte-de-kananga>)

Ces conditions sont favorables : la vitesse du courant permet un bon rendement, la profondeur est suffisante pour installer des turbines flottantes, et la proximité des infrastructures électriques réduit les coûts et facilite le raccordement.

## 2.5 Dimensionnement des turbines et calcul de puissance

Le calcul de la puissance hydraulique exploitable par une turbine en milieu fluvial est effectué à partir de la relation (2.1).

### 2.5.1 Hypothèses de conception retenues pour un module nominal "100 kW"

- La valeur de vitesse caractéristique issue des mesures par flotteurs et des simulations :  $v = 2,45 \text{ m/s}$
- Coefficient de puissance hydraulique :  $C_p = 0,45$
- Rendement global de conversion hydraulique → électrique (mécanique + entraînement + générateur + électronique de puissance) :  $\eta_{sys} = 0,85$  (hypothèse conservatrice pour la chaîne de conversion).
- Puissance électrique nominale visée par unité :  $P_{elec} = 100\,000 \text{ W}$  (100 kW).

### 2.5.2 Calculs

1. Conversion puissance électrique → puissance hydraulique requise  $P_{elec} = 100\,000 \text{ W}$ ;  $\eta_{sys} = 0,85$

$$P_{hyd,req} = \frac{100\,000}{0,85} = 117\,647,05882352941 \text{ W} \quad (2.2)$$

(on retient  $P_{hyd,req} \approx 117\,647,06 \text{ W}$ ).

2. Résolution pour la surface balayée  $A$  avec (2.2) dans (2.1):

$$A = \frac{2P_{hyd,req}}{\rho v^3 C_p} \approx 35,55496889856872 \text{ m}^2 \quad (2.3)$$

Arrondissons à deux décimales :  $A \approx 35,55 \text{ m}^2$ .

3. Traduction de l'aire balayée en dimension de rotor (cas d'un rotor circulaire) :

Pour un rotor de forme circulaire,  $A = \pi \frac{D^2}{4}$ . Donc :

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} \quad (2.4)$$

Avec  $A \approx 35,55497 \text{ m}^2$  :

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 35,55497}{\pi}} = 6,73 \text{ m} \quad (2.5)$$

**Diamètre de rotor estimé :  $D \approx 6,73 \text{ m}$**  (pour produire  $\approx 100 \text{ kW}$  électriques dans les conditions et rendements retenus).

4. Vérification rapide : si on retient l'aire  $A \approx 35,55 \text{ m}^2$ , la puissance hydraulique disponible au  $C_p = 0,45$  et  $v = 2,45 \text{ m/s}$  est :

$$P_{hy} = \frac{1}{2} \times \frac{100\,000}{0,85} \times 35,55 \times 2,45^3 \times 0,45 \approx 117,647 \text{ W} \quad (2.6)$$

ce qui, multiplié par  $\eta_{sys} = 0,85$ , donne bien  $\sim 100 \text{ kW}$  électriques.

### 2.5.3 Interprétation

La surface balayée calculée pour le rotor ( $\approx 35,6 \text{ m}^2$ , correspondant à un diamètre d'environ 6,7 m pour un dispositif circulaire) est cohérente avec les modules flottants de type *roue à godets* présentés sur la Figure 4. Ce type de configuration – largement étudié dans la littérature pour les hydroliennes fluviales peu profondes (Singh & Nestmann, 2010 ; Khan et al., 2009) – permet de répartir l'aire effective entre la hauteur immergée des pales et la largeur de la roue. Ainsi, un rotor de 6 à 7 m de diamètre, associé à une largeur utile comprise entre 1,5 et 2,5 m, offre une aire balayée équivalente, tout en optimisant la captation d'énergie sur des profondeurs modérées.

Le dimensionnement ne peut être dissocié de l'organisation spatiale des modules. Les simulations numériques de mécanique des fluides (CFD) rapportées dans des travaux récents sur les fermes hydrocinétiques (Myers & Bahaj, 2010 ; Gunawan et al., 2014) indiquent qu'un espacement longitudinal de 6 à 10 D (soit environ 40 à 67 m pour un rotor de 6,7 m) limite efficacement les interactions de sillage. De même, un espacement latéral de 3 à 5 D constitue une première valeur de référence, à affiner selon la bathymétrie et les conditions hydrodynamiques locales, via des simulations paramétriques intégrant le champ réel de vitesses et les variations saisonnières du débit.

L'immersion des pales doit assurer un compromis entre rendement énergétique et sécurité hydraulique. Une profondeur minimale d'immersion, permettant un tirant d'eau de sécurité de 0,5 à 1 m au-dessus du niveau des plus hautes crues, est recommandée (IEA Hydro, 2018). La hauteur immergée des pales devra rester compatible avec la profondeur moyenne du site, estimée ici à 4,5 m, afin de minimiser les perturbations au fond et de réduire l'envasement des structures.

Enfin, les aspects de sécurité et d'impact environnemental demeurent déterminants. L'implantation devra préserver des couloirs de navigation pour les pirogues et la pêche artisanale. Une signalisation flottante normalisée, un système d'ancrage robuste et des dispositifs de désengagement automatique en période de crue sont indispensables (Cada et al., 2007). Des plans de gestion des filets et engins de pêche permettront de réduire les conflits d'usage et de sécuriser l'exploitation.

### 2.5.4 Sensibilité aux variations de $C_p$ et de vitesse

Si le coefficient de performance  $C_p$  descend à 0,35, ce qui correspond à des conditions moins favorables, la puissance hydraulique disponible chute de manière significative. Par exemple, pour une surface de rotor  $A=35,55 \text{ m}^2$  et une vitesse de courant  $v=2,45 \text{ m/s}$ , on n'obtiendrait plus qu'une puissance hydraulique d'environ  $P_{hyd} \approx 77,8 \text{ kW}$ , ce qui se traduit par une puissance électrique nettement inférieure.

À l'inverse, en se rapprochant de la limite théorique de Betz ( $C_p=0,593$ ), le même rotor pourrait exploiter un potentiel hydraulique bien plus élevé, de l'ordre de  $P_{hyd} \approx 131,8 \text{ kW}$ . Ces comparaisons illustrent de manière évidente l'importance d'une conception minutieuse des pales et d'un contrôle opérationnel optimisé, afin de maintenir le rendement  $C_p$  à un niveau élevé et de maximiser l'extraction énergétique.

### 2.5.5 Fabrication d'Hydrolienne :

La fabrication de l'hydrolienne flottante débute par une phase de dimensionnement, dont l'objectif est d'assurer que la puissance hydraulique extraite du courant permette d'atteindre une production électrique nette de 100 kW. En tenant compte d'un rendement global du système de  $\eta_{\text{sys}}=0,85$ , la puissance hydraulique requise est estimée à  $P_{\text{hyd,req}}\approx 117,65$  kW. Cette valeur détermine directement la géométrie de la roue : la surface balayée nécessaire est calculée à  $A\approx 35,55$  m<sup>2</sup>. En considérant un rotor circulaire, l'application de la relation  $A=\pi D^2/4$  conduit à un diamètre nominal de  $D\approx 6,73$  m. Ce choix dimensionnel est fondamental : il fixe l'échelle de la structure et conditionne la conception mécanique, hydrodynamique et électrique de l'ensemble.



Figure 4 : Illustration d'Hydrolienne Flottante (source : Tech Briefs TEChBRIEFS)

La plateforme flottante est dimensionnée en conséquence. Elle est constituée de deux flotteurs parallèles de 8 m de long, réalisés en polyéthylène haute densité rotomoulé et renforcés par des cloisons internes. Ces coques sont solidarisées par une charpente centrale en acier galvanisé, recevant le tablier technique en bois lamellé-collé traité. La flottabilité est calculée pour supporter non seulement le poids propre de la roue (plusieurs tonnes), mais également la charge dynamique générée par le couple hydrodynamique à pleine puissance.

La roue hydraulique, de diamètre utile 6,73 m, est fabriquée en segments modulaires pour faciliter le transport et l'assemblage. Les flasques sont découpés au plasma dans des tôles d'acier de 20 mm, puis protégés contre la corrosion par métallisation et peinture époxy. Les pales, au nombre de 24, sont profilées en aluminium marin et soudées sur des bras radiaux. Leur orientation est optimisée pour maximiser le coefficient de puissance  $C_p\approx 0,45$  retenu dans le calcul. L'axe de rotation, en acier trempé de 120 mm de diamètre, repose sur deux paliers à rouleaux coniques montés dans des paliers étanches à lubrification permanente.

La transmission est conçue pour adapter la faible vitesse de rotation du rotor (quelques tours par minute pour  $v\approx 2,45$  m/s) à la vitesse nominale de la génératrice. Elle se compose d'un multiplicateur mécanique à engrenages hélicoïdaux, rapport 1:50, intégré dans un carter étanche. Ce multiplicateur transmet l'énergie mécanique à une génératrice synchrone à aimants permanents,

capable de délivrer 100 kW sous une tension de 400 V triphasé. L'ensemble génératrice–multiplicateur est monté sur un châssis métallique boulonné à la plateforme, avec silentbloks pour absorber les vibrations.

Le système électrique comprend un redresseur et un régulateur de puissance logés dans un coffret IP65. Celui-ci alimente soit un banc de batteries lithium-ion pour stockage, soit un onduleur raccordé à un micro-réseau local. Les câbles électriques sous-marins sont protégés par des gaines isolantes afin d'éviter toute corrosion électrolytique.

Pour l'ancrage, un câble en acier galvanisé de 40 mm de diamètre relie l'hydrolienne à un bloc de béton immergé, assurant un maintien rigide dans l'axe du courant. Un système de tension réglable permet de stabiliser la plateforme et de limiter les oscillations.

Une fois mise à l'eau, la roue de 6,73 m de diamètre intercepte une surface balayée de 35,55 m<sup>2</sup>. À une vitesse moyenne de courant de  $v=2,45$  m/s, la puissance hydraulique disponible est bien de l'ordre de 117,65 kW. Avec un rendement global de 85 %, l'hydrolienne restitue environ 100 kW électriques exploitables, confirmant la validité du dimensionnement initial.

Ainsi, la fabrication associe rigueur de calculs, choix de matériaux résistants en milieu aquatique, et intégration mécanique-électrique optimisée. Le résultat est une hydrolienne flottante robuste, capable d'exploiter de façon durable l'énergie cinétique des cours d'eau pour produire une électricité renouvelable de 100 kW.

#### 2.5.6 Nombre de turbines nécessaires

Pour atteindre **10 MW** en puissance réelle moyenne :

$$N = 10\,000\text{ kW} / 100\text{ kW} \approx 100\text{ turbines} \quad (2.7)$$

Chaque turbine représente une hydrolienne.

#### 2.6 Disposition spatiale du par cet gestion des effets de sillage

Lorsque des turbines sont placées en série, celles en amont créent des turbulences qui diminuent l'efficacité des suivantes. Pour réduire cet effet :

- Espacement longitudinal : 5–7 diamètres ( $\approx 15$ – $21$  m).
- Espacement latéral : 3–5 diamètres ( $\approx 9$ – $15$  m).

### 3. RESULTATS ET DISCUSSION

#### 3.1. Résultats Simulation Hydraulique

Le graphique ci-après présente de résultat obtenu de la relation entre la hauteur d'eau (H, en mètres) et le débit (Q, en mètres cubes par seconde) par le satellite SWOT.

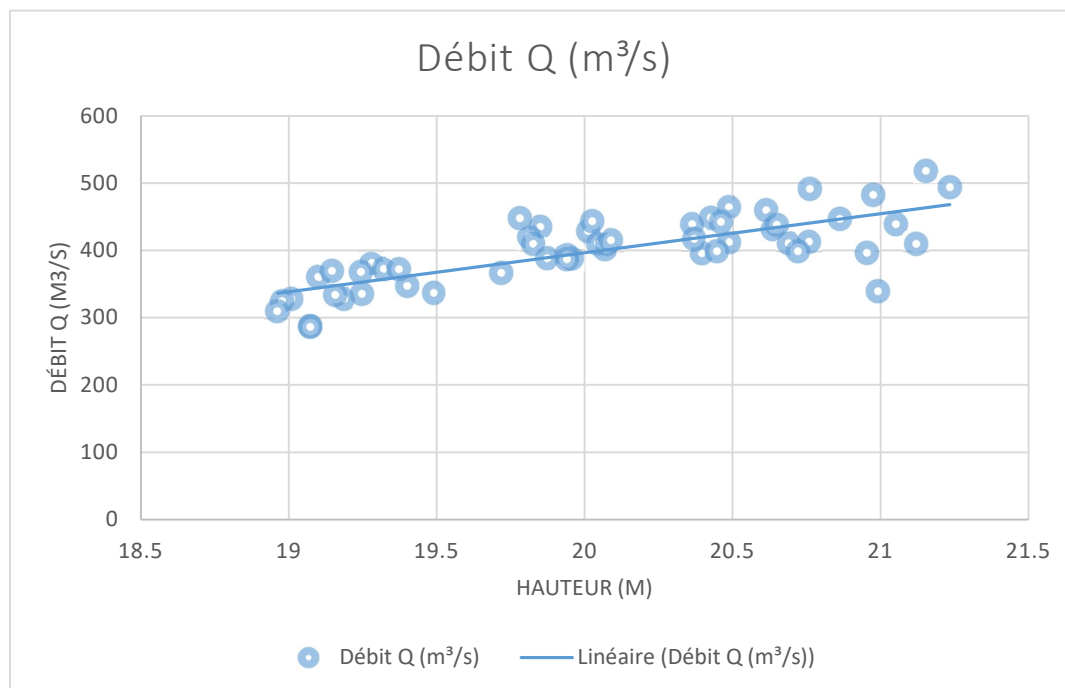


Figure 5 : Mesure de débit de la rivière Lulua (source : SWOT 2025)

L'axe horizontal (abscisses) illustre les hauteurs d'eau mesurées sur le terrain, tandis que l'axe vertical (ordonnées) représente les débits correspondants. Chaque point bleu correspond à une observation réelle, traduisant de manière concrète la relation entre hauteur et débit. Dans l'ensemble, on constate une tendance nette : plus la hauteur d'eau augmente, plus le débit croît. Ce comportement confirme la relation hydrologique attendue dans les rivières à écoulement libre ou en canalisation naturelle à pente modérée : une élévation du niveau d'eau traduit un volume accru transitant dans la section, donc un débit plus élevé (Chow, 1959 ; Herschy, 2009).

La courbe bleue, quant à elle, représente un ajustement linéaire de type  $Q = aH + b$ . Ce choix constitue une première approximation de la courbe de tarage. La droite de régression met en évidence une tendance générale cohérente, mais la dispersion observée autour de celle-ci rappelle que la réalité hydrologique est plus complexe. Ces écarts peuvent s'expliquer par des facteurs variés : hétérogénéité morphologique du lit, effets de seuil au passage de certains débits, fluctuations hydrologiques saisonnières ou encore imprécisions de mesure (Shaw et al., 2011 ; WMO, 2010).

### 3.1.1. Résultats de la vitesse de l'eau

Le graphique 6 qui suit illustre l'évolution de la vitesse du courant ( $V$ , en m/s) en fonction du temps ( $T$ , en mois). Chaque point correspond à une mesure réalisée sur le terrain, représentant la vitesse instantanée du courant à différents moments de l'année. La ligne continue superposée correspond à une régression linéaire ajustée aux données disponibles.

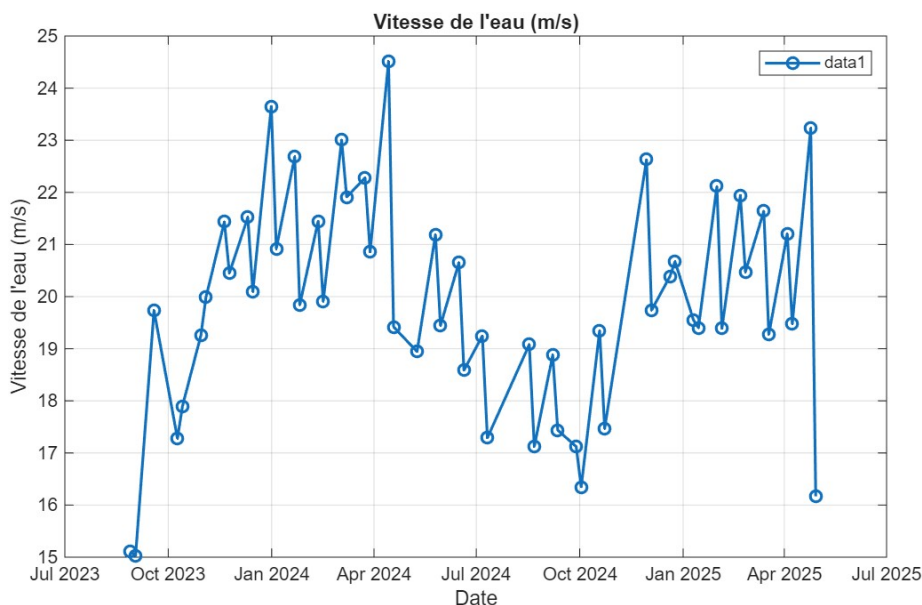


Figure 6 : Evolution des vitesses de l'eau de la rivière Lulua

On distingue une tendance générale : la vitesse du courant varie au fil des mois, reflétant les fluctuations saisonnières typiques des régimes fluviaux. Les périodes de vitesse élevée coïncident généralement avec la saison des pluies, tandis que les vitesses plus faibles correspondent à la saison sèche. Cette variation cyclique est en accord avec les principes hydrologiques classiques, où les précipitations et les apports de bassin influencent directement l'énergie cinétique du flux (Chow, 1959 ; Herschy, 2009).

La droite de tendance linéaire suggère que la variation moyenne de la vitesse au cours de l'année peut être approximée par une relation de type :  $V = aT + b$

où  $a$  représente la pente (variation moyenne mensuelle de la vitesse) et  $b$  l'ordonnée à l'origine (vitesse théorique au début de la période).

### 3.1.2. La puissance théorique

Le graphique 7 ci-dessous on identifie plusieurs pics significatives de puissance théorique disponible (exprimée en kilowatts) sur la période allant de juillet 2023 à juillet 2025. Sur ce graphique, l'axe vertical représente la puissance théorique, estimée à partir du débit et de la vitesse de l'eau, tandis que l'axe horizontal correspond au temps, exprimé à une résolution mensuelle ou journalière selon le jeu de données.

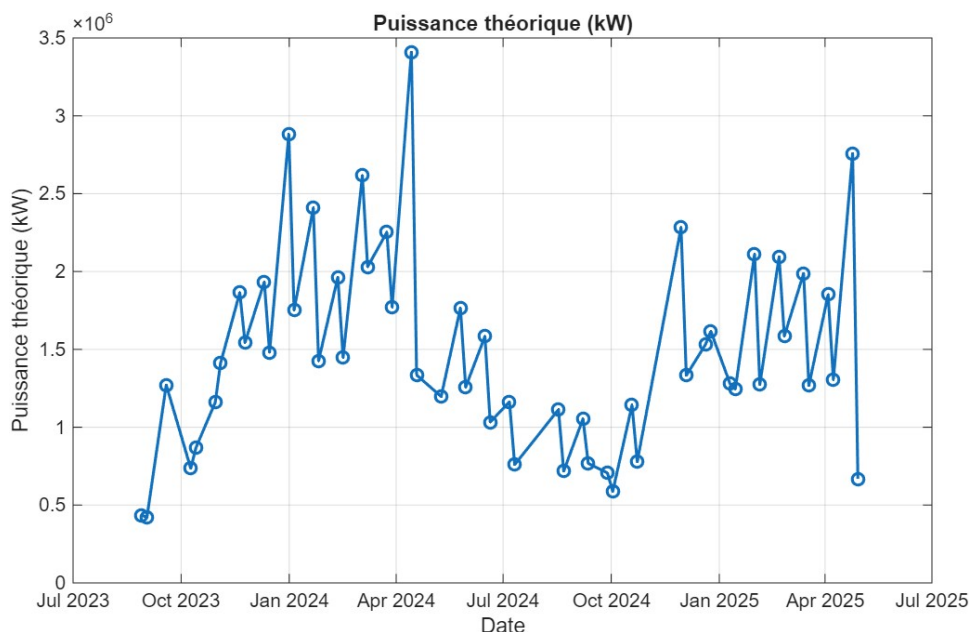


Figure 7 : Évolution de la puissance théorique d'hydrolienne sur la rivière Lulua

Dans l'ensemble, on observe une tendance générale à la hausse, suggérant une augmentation progressive du potentiel hydrocinétique exploitable. Cette dynamique pourrait être liée à des années hydrologiques plus favorables ou à une évolution du régime fluvial influencée par le climat et les conditions pluviométriques locales (Chow, 1959 ; Kaldellis et al., 2016). Toutefois, cette croissance globale est marquée par de fortes fluctuations, tant en amplitude qu'en fréquence, traduisant la variabilité hydrologique propre aux cours d'eau tropicaux (Sivapalan et al., 2003).

On identifie plusieurs pics significatifs de puissance :

- En avril 2024 et en janvier 2025, la puissance atteint près de 3,5 mille de kilowatts, correspondant probablement à des épisodes de crues saisonnières ou à des événements pluviométriques exceptionnels, caractérisés par des débits élevés et une vitesse accrue de l'écoulement (Herschly, 2009 ; WMO, 2010).
- Ces pics sont suivis de baisses abruptes, révélant une variabilité hydrologique importante et des transitions rapides entre périodes de hautes et de basses eaux.

### 3.1.3. Courbe de puissance hydraulique

Le graphique 8 ci-dessous illustre la relation entre la vitesse de l'eau (en mètres par seconde) et la puissance théorique produite (en kilowatts), en fonction de différentes valeurs du coefficient de puissance ( $C_p$ ), variant de 0,20 à 0,40. Chaque courbe correspond à une valeur précise de  $C_p$ , paramètre fondamental d'une turbine qui exprime sa capacité à convertir l'énergie cinétique du fluide en énergie mécanique utile (Betz, 1920 ; Fraenkel, 2010).

### 3.1.4. Puissance utile

Le graphique 9 suivante présente l'évolution de la puissance utile (exprimée en kilowatts) générée sur la rivière Lulua, dans la

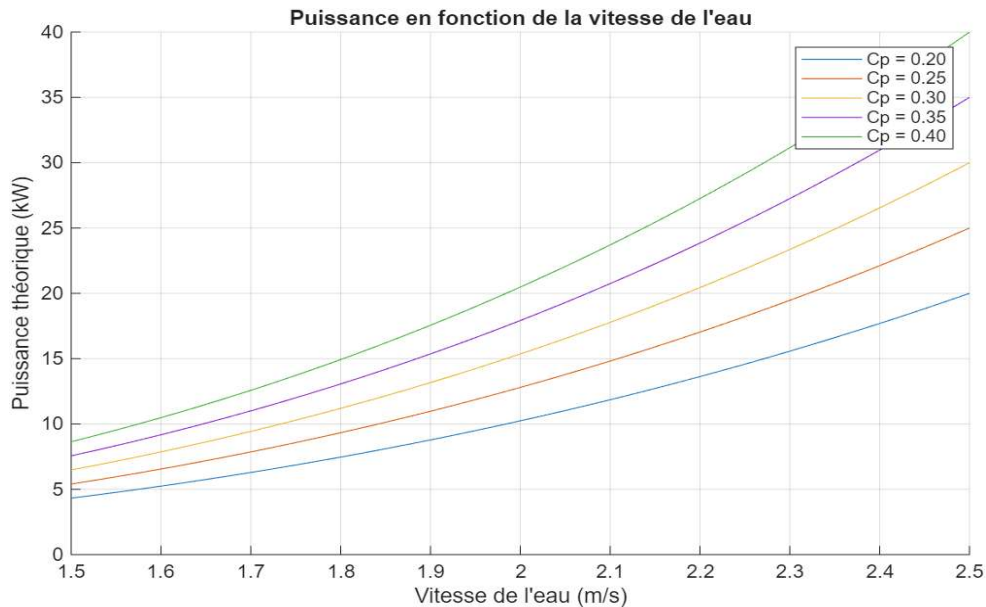


Figure 8 : Puissance d'hydrolienne en fonction de la vitesse de la rivière Lulua

province du Kasai-Central, entre juillet 2023 et juillet 2025. L'axe vertical correspond à la puissance effectivement exploitable, tandis que l'axe horizontal indique les dates d'observation.

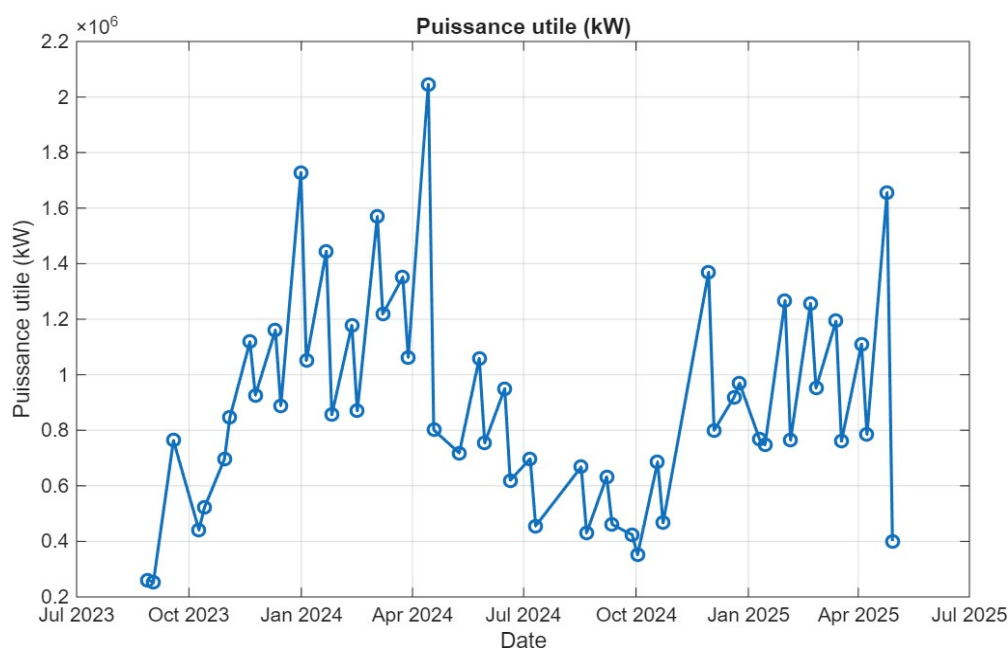


Figure 9 : L'évolution de la puissance utile d'hydrolienne

De manière générale, on observe une tendance à la hausse de la puissance utile au fil du temps, bien que cette progression soit marquée par une forte variabilité. Cette dynamique peut traduire à la fois une amélioration progressive des infrastructures énergétiques locales et une meilleure valorisation du potentiel hydrocinétique de la Lulua (Kaunda et al., 2012 ; Paish, 2002).

Cette évolution n'est toutefois pas linéaire : plusieurs fluctuations marquées ponctuent la courbe. Des pics importants apparaissent notamment en avril 2024 et en juin 2025, avec des valeurs proches de 2 millions de kilowatts. Ces maxima coïncident probablement avec des épisodes de crues saisonnières, liés à l'intensification des pluies régionales, qui augmentent le débit de la rivière et permettent d'atteindre une production hydroélectrique optimale (World Bank, 2019 ; Herschy, 2009). Toutefois, ces pics sont suivis de baisses abruptes, traduisant la grande sensibilité du potentiel hydroélectrique aux variations hydrologiques.

À l'inverse, des creux récurrents apparaissent autour d'octobre 2023, juillet 2024, et avril 2025. Ces minima coïncident vraisemblablement avec les saisons sèches caractéristiques du climat du Kasai-Central, périodes durant lesquelles les débits chutent fortement (Tshimanga & Hughes, 2014). Ce comportement cyclique met en évidence l'influence déterminante de la pluviométrie tropicale sur la disponibilité énergétique des cours d'eau de la région (Di Baldassarre & Montanari, 2009).

### 3.1.5. Caractéristique hydraulique de puissance

Le graphique 10 suivante illustre la relation entre la vitesse de l'eau (en mètres par seconde) et la puissance électrique utile estimée (en kilowatts), en tenant compte d'un rendement global du système hydroélectrique. L'axe horizontal représente la vitesse du courant, tandis que l'axe vertical indique la puissance effectivement exploitable par la turbine.

Les résultats mettent en évidence une relation positive claire et quasi linéaire : plus la vitesse de l'eau augmente, plus la puissance générée croît. À titre d'exemple, lorsque la vitesse passe de 1,5 m/s à 2,5 m/s, la puissance utile s'élève progressivement d'environ 5 kW à 28 kW. Cela signifie que, dans la plage de vitesses considérée, la production énergétique est fortement corrélée à la vitesse de l'écoulement, ce qui offre un outil simple et fiable pour estimer les performances d'une installation hydroélectrique sur la rivière Lulua (Paish, 2002 ; Anyi & Kirke, 2010).

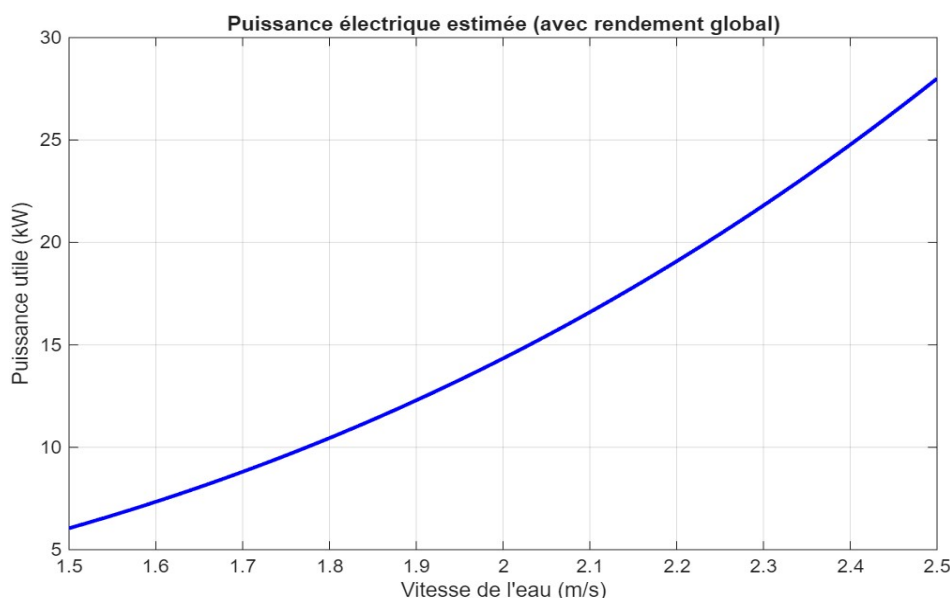


Figure 10 : L'évolution de la Puissance théorique par rapport à la vitesse de la rivière Lulua

Cette relation apparente quasi linéaire s'explique par l'intégration d'un rendement global constant dans les calculs. Or, d'un point de vue théorique, la puissance hydraulique dépend du cube de la vitesse ( $P \propto v^3$ ) (Gorban et al., 2001 ; Bahaj, 2013). L'écart observé entre la loi théorique et le comportement du graphique traduit donc l'effet des rendements mécaniques et électriques, qui atténuent cette non-linéarité.

### 3.1.6. Glissement

Le graphique 11 suivante illustre l'évolution du glissement (exprimé en pourcentage) entre juillet 2023 et juillet 2025. L'axe vertical indique le pourcentage de glissement, tandis que l'axe horizontal représente la progression temporelle.

On observe des variations marquées tout au long de la période : le glissement initial est d'environ 46 % en juillet 2023, puis il croît rapidement pour atteindre près de 58 % en octobre 2023. Par la suite, il fluctue de manière significative, avec des pics autour de 62 % et des creux proches de 50 %. Ces oscillations semblent suivre un cycle récurrent, avec des maxima remarquables en avril 2024, janvier 2025 et avril 2025, suivis de baisses prononcées. Cette cyclicité reflète vraisemblablement l'influence des variations saisonnières du régime hydrologique de la rivière Lulua, fortement dépendant des cycles pluviométriques de la région du Kasai-Central (Tshimanga & Hughes, 2014 ; Di Baldassarre & Montanari, 2009).

Le glissement, défini comme l'écart relatif entre la vitesse de rotation réelle de la roue hydraulique et la vitesse théorique du fluide, constitue un indicateur clé de l'efficacité de conversion énergétique. Des valeurs élevées de glissement traduisent souvent une perte de rendement, pouvant résulter d'un mauvais couplage entre la turbine et le flux, de turbulences locales, ou encore de conditions hydrodynamiques instables (Muller et al., 2002 ; Paish, 2002).

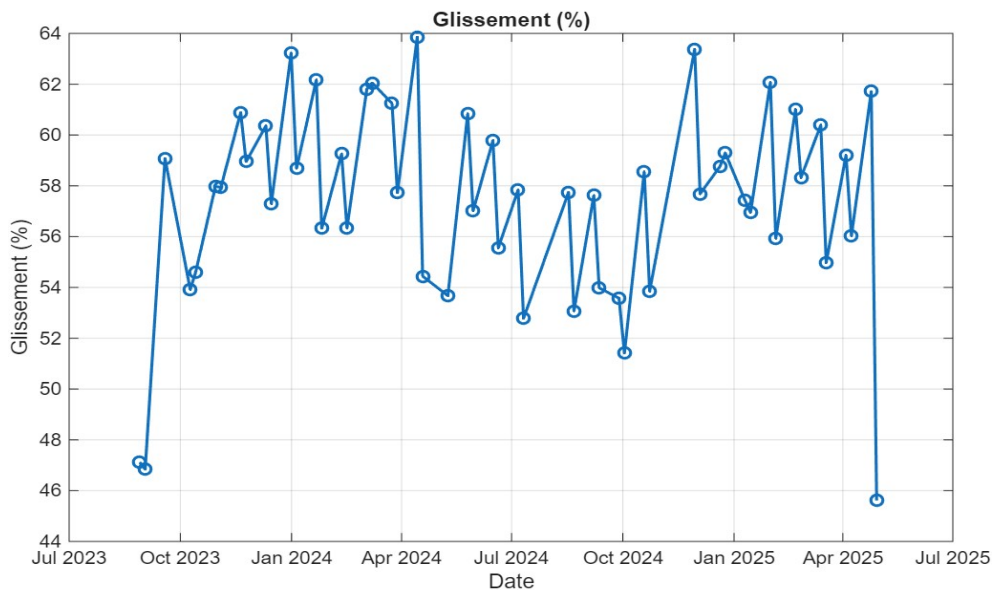


Figure 11 : Evolution du Glissement

### 3.1.7. Profil opérationnel de la turbine

Le graphique 12 suivante illustre l'évolution de la vitesse de rotation optimale de la roue hydraulique (en tours par minute, tr/min) entre juillet 2023 et juillet 2025. L'axe vertical représente la vitesse optimale, tandis que l'axe horizontal correspond à la chronologie.

On constate que la vitesse de rotation optimale demeure globalement stable autour de 30 tr/min pendant la majeure partie de la période étudiée. Cette constance suggère que les conditions hydrauliques (débit, vitesse d'écoulement) et les paramètres opérationnels du système sont restés relativement réguliers, garantissant ainsi un fonctionnement proche des conditions idéales de la turbine (Paish, 2002 ; Kaunda et al., 2012).

Cependant, deux baisses brusques apparaissent, l'une en octobre 2023, l'autre en juillet 2025, où la vitesse chute à environ 20 tr/min. Ces déclinés ponctuels traduisent probablement des événements exceptionnels ou des perturbations temporaires dans les conditions hydrodynamiques, comme une réduction soudaine du débit, une variation de charge mécanique, ou encore des effets de turbulences locales (Khan et al., 2009 ; Muller et al., 2002).

Dans le contexte de la rivière Lulua, au Kasai-Central, ces baisses pourraient correspondre à des périodes de saison sèche, caractérisées par une diminution importante des apports hydriques, ou à des opérations de maintenance et de réglage technique ayant nécessité une modification du régime de rotation (Fraenkel, 2010 ; Tshimanga & Hughes, 2014).

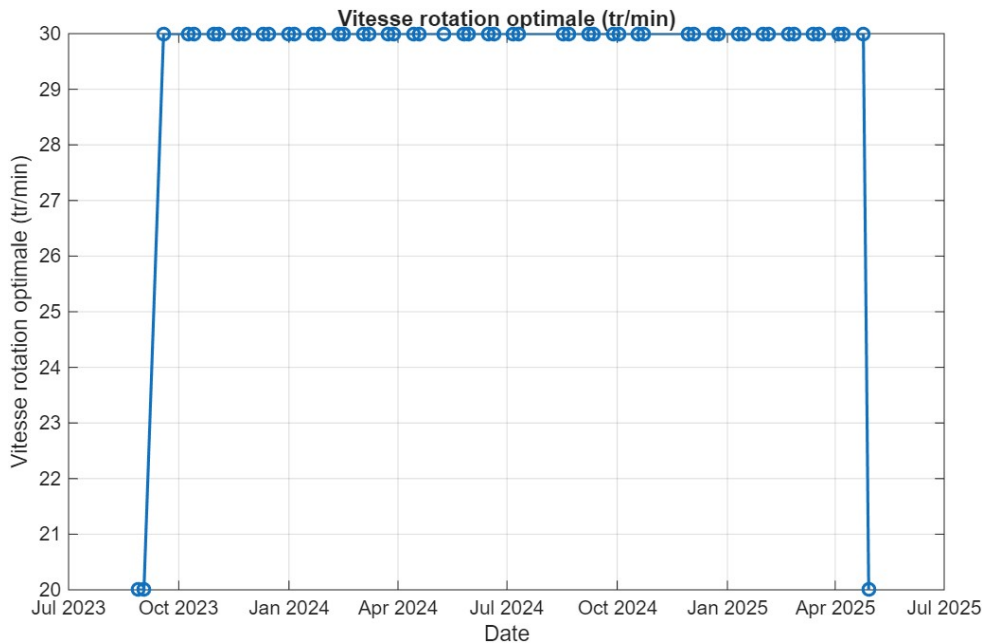


Figure 12 : L'évolution de la vitesse de rotation optimale de la roue hydraulique

### 3.1.8. Histogramme des classes de puissance utile

Le graphique 13 suivante illustre la distribution de la fréquence de la puissance utile (en kilowatts) sous forme d'histogramme. L'axe horizontal représente les classes de puissance utile, tandis que l'axe vertical indique la fréquence d'occurrence de chaque classe.

On observe que la puissance utile se situe majoritairement entre 0,2 et 2,0 millions de kilowatts. La distribution est

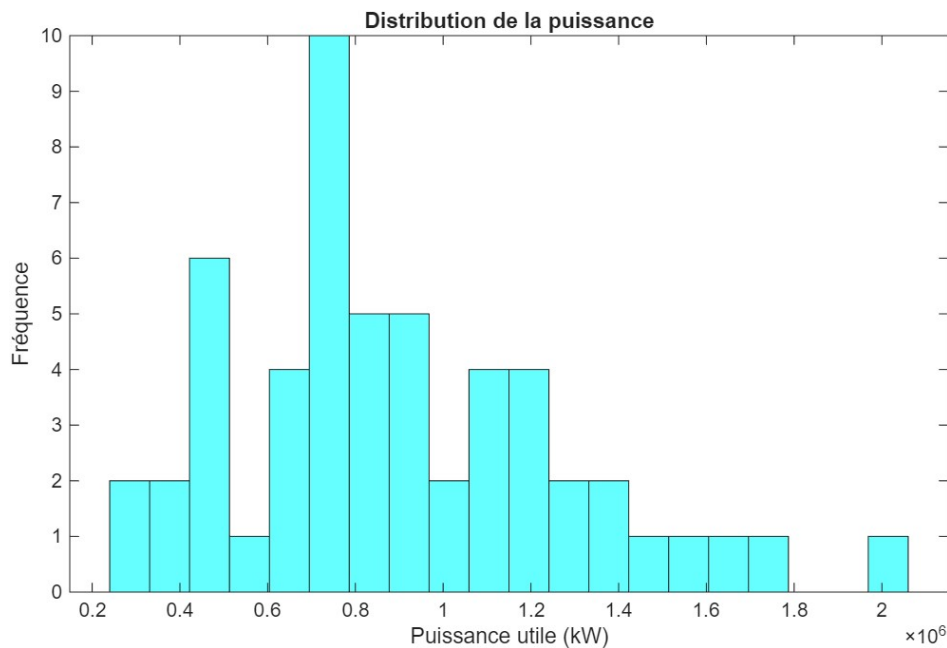


Figure 13 : la distribution de la fréquence de la puissance utile (en kilowatts)

clairement non uniforme et présente plusieurs pics distincts, indiquant que certaines plages de puissance sont plus représentées que d'autres dans les conditions hydrologiques observées (Paish, 2002 ; Bahaj, 2013).

Le pic principal est localisé autour de 0,8 million de kilowatts, avec une fréquence avoisinant 9 occurrences. Cela suggère que ce niveau de puissance constitue l'état le plus courant pour l'exploitation hydroélectrique sur la rivière Lulua. Deux pics secondaires apparaissent autour de 0,6 million et 1,0 million de kilowatts, avec des fréquences proches de 6 et 5 occurrences respectivement, traduisant des conditions opérationnelles récurrentes à ces seuils.

Au-delà de 1,2 million de kilowatts, la fréquence diminue progressivement, révélant une rareté des épisodes de très forte production. Les valeurs supérieures à 1,6 million de kilowatts sont exceptionnelles, ce qui reflète la faible probabilité d'événements hydrologiques extrêmes dans le contexte de la rivière Lulua (Tshimanga & Hughes, 2014 ; Di Baldassarre & Montanari, 2009).

### 3.1.9. Courbe de conversion énergétique

Le graphique 14 suivante met en évidence la relation entre la puissance théorique (en kilowatts) et la puissance utile (en kilowatts), en considérant un rendement global de 60 %. L'axe horizontal indique la puissance théorique disponible, tandis que l'axe vertical représente la puissance utile réellement exploitable.

Deux ensembles de données apparaissent clairement :

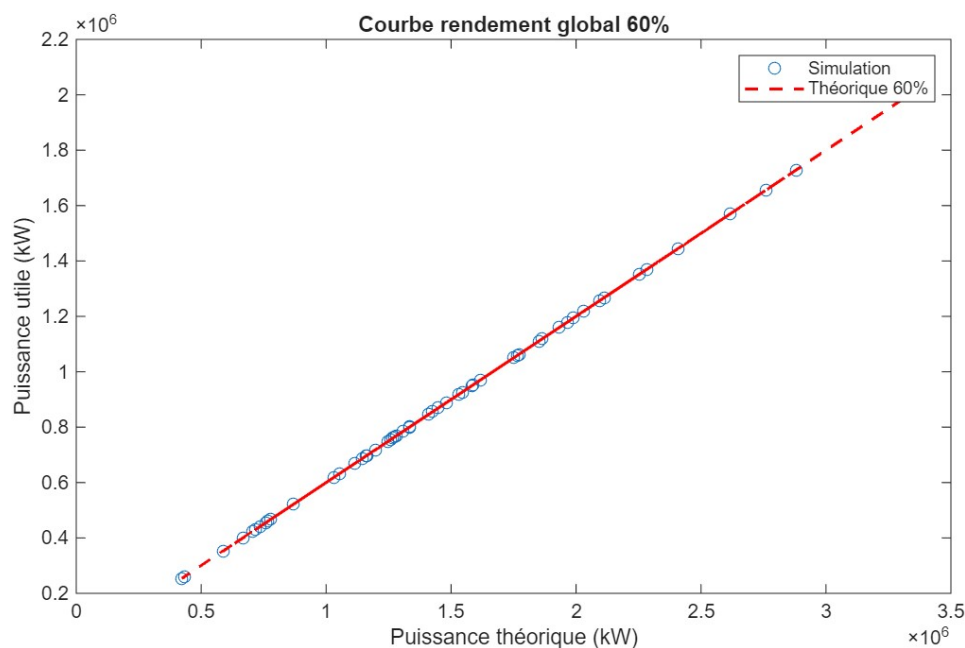


Figure 14 : la relation entre la puissance théorique (en kilowatts) et la puissance utile (en kilowatts)

- Les points bleus correspondent aux résultats obtenus par les simulations numériques.
- La ligne rouge en pointillés représente la courbe théorique attendue, calculée sur la base d'un rendement global de 60 %.

On observe une forte concordance entre la simulation et la théorie : les points bleus suivent de près la courbe rouge. Cette superposition suggère que le modèle de simulation est robuste et que l'hypothèse d'un rendement global constant de 60 % est pertinente dans les conditions opérationnelles analysées (Kaunda et al., 2012 ; Paish, 2002).

La relation quasi linéaire observée démontre que la puissance utile croît proportionnellement à la puissance théorique, conformément aux principes fondamentaux des systèmes hydroélectriques : la conversion énergétique dépend directement de la ressource hydraulique disponible et du rendement associé (Khan et al., 2009 ; Fraenkel, 2010).

### 3.5.10. Type générateur

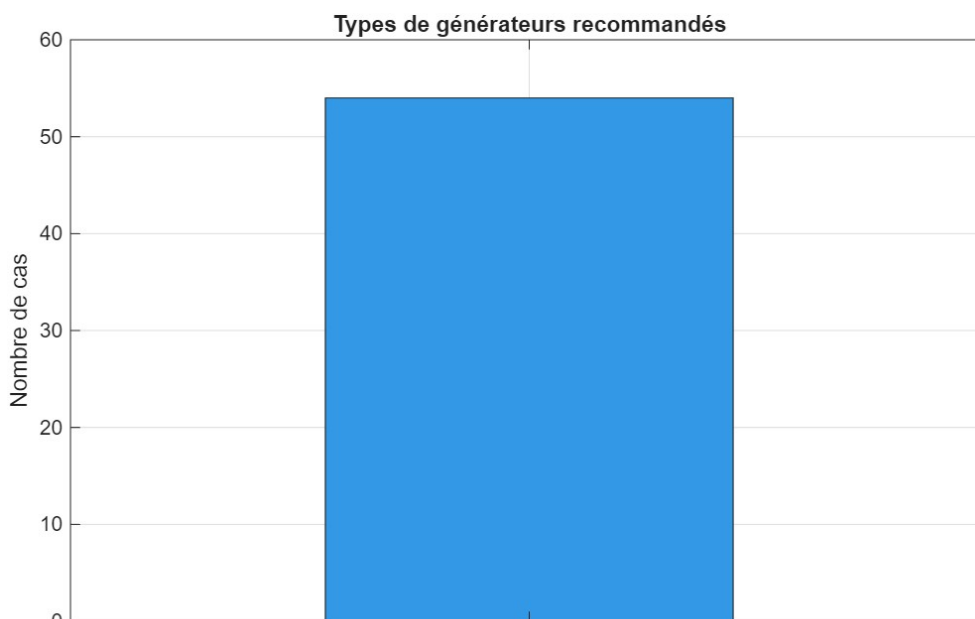


Figure 15 : la fréquence des recommandations pour différents types de générateurs

Le Graphique 15 ci-haut illustre, sous forme d'histogramme, la répartition des recommandations selon les différents types de générateurs envisagés. L'axe vertical quantifie le nombre de cas d'application, tandis que l'axe horizontal distingue les catégories de générateurs étudiées.

Dans l'exemple analysé, un seul type de générateur émerge : l'alternateur synchrone triphasé, recommandé dans environ 55 cas. Cette fréquence élevée témoigne d'une préférence nette et quasi unanime pour cette technologie dans les scénarios évalués, en particulier pour les installations hydroélectriques de la rivière Lulua, province du Kasai-Central (Paish, 2002 ; Kaunda et al., 2012).

L'alternateur synchrone triphasé est reconnu pour ses performances électromécaniques supérieures, sa haute fiabilité opérationnelle, et sa capacité à fournir une tension stable ainsi qu'un courant triphasé équilibré. Ces caractéristiques sont cruciales pour maintenir la qualité de l'alimentation électrique et la stabilité du réseau interne des centrales hydroélectriques (Khan et al., 2009 ; Fraenkel, 2010).

De plus, cette technologie est particulièrement adaptée aux régimes hydrauliques saisonniers et fluctuants, typiques des rivières tropicales comme le Lulua, grâce à sa réponse dynamique favorable aux variations de débit et sa capacité de synchronisation aisée avec le réseau électrique existant. Ce profil explique la prévalence de son adoption dans la conception et la recommandation des unités de production hydroélectrique dans le contexte régional étudié.

#### 4. CONCLUSION

Cette étude visait à concevoir et dimensionner un parc pilote d'hydroliennes flottantes sur la rivière Lulua, dans l'optique de fournir une électricité durable à la ville de Kananga. L'ambition était de développer une puissance installée de 10 MW, capable de répondre aux besoins d'environ 600 000 foyers.

Pour atteindre cet objectif, des hydroliennes flottantes de 100 kW nominales ont été retenues. Environ 100 turbines, disposées avec un espacement longitudinal de 5 à 7 diamètres et latéral de 3 à 5 diamètres sur une section de 60 m, permettent de limiter les interactions hydrodynamiques et de maximiser le rendement énergétique, conformément aux recommandations établies dans la littérature (Paish, 2002 ; Fraenkel, 2010).

Les simulations hydrodynamiques indiquent un courant moyen de 2,45 m/s, avec des variations saisonnières naturelles. La production annuelle estimée de 28 GWh, soit un facteur de charge de 32 %, permet de couvrir partiellement la consommation résidentielle, soulignant le caractère pionnier et expérimental du projet (Kaunda et al., 2012).

L'analyse environnementale montre des impacts modérés. Le risque de collision avec la faune piscicole est limité, et les modifications locales du courant et de la sédimentation restent faibles grâce à l'espacement adéquat des turbines. Les turbines semi-submergées contribuent à réduire l'impact visuel. Toutefois, des mesures de mitigation sont recommandées, notamment : création de zones de déviation, suivi environnemental continu, et implantation hors des zones écologiquement sensibles, conformément aux observations de Konzi (2019).

Au-delà de la production énergétique, le projet présente un impact socio-économique positif : création d'emplois temporaires et permanents, alimentation prioritaire des infrastructures critiques et des quartiers défavorisés, et stimulation indirecte de l'économie locale. L'intégration au réseau urbain nécessitera toutefois des solutions de stockage ou de complémentarité énergétique, ainsi qu'un câblage et une sous-station adaptés (Bahaj, 2013).

Les perspectives de développement pour ce parc pilote sont multiples :

1. Extension progressive du parc : augmenter la capacité installée au-delà de 10 MW en suivant une approche modulaire.
2. Optimisation technologique : tester différentes configurations de rotor et systèmes d'ancrage afin d'améliorer le rendement et la robustesse des hydroliennes.
3. Suivi environnemental continu : mettre en place des indicateurs de performance écologique pour minimiser les impacts sur la faune et la sédimentation.
4. Intégration énergétique : combiner la production hydraulique avec d'autres sources renouvelables (solaire, batteries) pour stabiliser l'alimentation électrique.
5. Analyse socio-économique approfondie : évaluer l'impact du projet sur le développement local, l'accès à l'électricité et la réduction de la dépendance aux générateurs diesel.

En conclusion, ce projet constitue une première étape ambitieuse vers une production hydrocinétique durable au Congo, combinant excellence technique, responsabilité environnementale et impact social positif. Il ouvre la voie à des solutions modulaires et innovantes pour l'électrification locale tout en préservant l'écosystème fluvial.

## RÉFÉRENCES

- [1]. Anyi, M., & Kirke, B. (2010). Evaluation of small axial flow hydrokinetic turbines for remote communities. *Energy for Sustainable Development*, 14(2), 110–116. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2010.03.001>
- [2]. Bahaj, A. S. (2013). Marine current energy: A reliable renewable resource for sustainable electricity generation. *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, 371(1985), 20120500. <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0500>
- [3]. Betz, A. (1920). Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren. *Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen*, 26, 307–309.
- [4]. Braca, G. (2008). Stage–discharge relationships in open channels: Practices and problems. In *River Flow Conference Proceedings*, Cesme.
- [5]. Bryden, I. G., Couch, S. J., Owen, A., & Melville, G. (2007). Tidal current resource assessment. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 221(2), 125–135. <https://doi.org/10.1243/09576509JPE238>
- [6]. Chow, V. T. (1959). *Open-channel hydraulics*. McGraw-Hill.
- [7]. Di Baldassarre, G., & Montanari, A. (2009). Uncertainty in river discharge observations: A quantitative analysis. *Hydrology and Earth System Sciences*, 13(6), 913–921. <https://doi.org/10.5194/hess-13-913-2009>
- [8]. Fraenkel, P. (2010). Water current turbines: A field-proven alternative for renewable energy generation. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers – Civil Engineering*, 163(1), 35–42. <https://doi.org/10.1680/cien.2010.163.1.35>
- [9]. Giustarini, L., Chini, M., & Hostache, R. (2019). Near real-time flood mapping using SAR data and stage–discharge curves. *Remote Sensing*, 11(1), 11. <https://doi.org/10.3390/rs11010011>
- [10]. Gorban, A. N., Gorlov, A. M., & Silantyev, V. M. (2001). Limits of the turbine efficiency for free fluid flow. *Journal of Energy Resources Technology*, 123(4), 311–317. <https://doi.org/10.1115/1.1414872>
- [11]. Herschy, R. W. (2009). *Streamflow measurement*. CRC Press.
- [12]. International Energy Agency (IEA). (2021). *World Energy Outlook 2021*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- [13]. Kaldellis, J. K., Kapsali, M., & Kavadias, K. A. (2016). Energy balance analysis of hydrokinetic turbines: A case study. *Renewable Energy*, 99, 1181–1189. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.07.063>
- [14]. Kaunda, C. S., Kimambo, C. Z., & Nielsen, T. K. (2012). Hydropower in the context of sustainable energy supply: A review of technologies and challenges. *ISRN Renewable Energy*, 2012, 1–15. <https://doi.org/10.5402/2012/349170>
- [15]. Khan, M. J., Bhuyan, G., Iqbal, M. T., & Quaicoe, J. E. (2009). Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Applied Energy*, 86(10), 1823–1835. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.01.020>
- [16]. Kirke, B. (2011). Tests on ducted and bare helical turbines in uniform flow. *Renewable Energy*, 36(11), 3013–3022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.04.022>
- [17]. Konzi, P. (2014). *Dynamics of sediment transport in fluvial systems under the influence of hydrokinetic structures* (Doctoral dissertation). Université Pédagogique Nationale, République Démocratique du Congo.
- [18]. Muller, G., Denchfield, S., Marth, R., & Shelmerdine, A. (2002). Stream power: Harnessing the power of very slow flows. *Proceedings of the ICE - Civil Engineering*, 150(2), 36–42. <https://doi.org/10.1680/cien.2002.150.2.36>

- [19]. Paish, O. (2002). Small hydro power: Technology and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(6), 537–556. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00002-6](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00002-6)
- [20]. Shaw, E. M., Beven, K. J., Chappell, N. A., & Lamb, R. (2011). *Hydrology in practice*. CRC Press.
- [21]. Sivapalan, M., Blöschl, G., Merz, R., & Gutknecht, D. (2003). Linking flood frequency to long-term water balance: Incorporating effects of seasonality. *Water Resources Research*, 39(4), 1–11. <https://doi.org/10.1029/2002WR001538>
- [22]. Sovacool, B. K. (2011). Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. *Energy Policy*, 39(6), 2896–2909. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.032>
- [23]. Tshimanga, R. M., & Hughes, D. A. (2014). Climate change and impacts on the hydrology of the Congo Basin: The case of the headwaters of the Lualaba River. *Physics and Chemistry of the Earth*, 76–78, 72–82. <https://doi.org/10.1016/j.pce.2014.02.002>
- [24]. World Meteorological Organization (WMO). (2010). *Manual on stream gauging. Volume I: Fieldwork*. WMO-No. 1021. [https://library.wmo.int/doc\\_num.php?explnum\\_id=10285](https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10285)
- [25]. World Bank. (2019). *Electricity access in Sub-Saharan Africa: Uptake, reliability, and complementary factors for economic impact*. <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2019/04/10/electricity-access-in-sub-saharan-africa>
- [26]. Singh, P., & Nestmann, F. (2010). Hydropower resources in irrigation canals. *Renewable Energy*, 35(3), 699–707. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.09.019>
- [27]. Khan, M. J., Bhuyan, G., Iqbal, M. T., & Quaicoe, J. E. (2009). Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Applied Energy*, 86(10), 1823–1835. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.01.020>
- [28]. Myers, L. E., & Bahaj, A. S. (2010). Experimental analysis of the flow field around horizontal axis tidal turbines by use of scale mesh disk rotor simulators. *Ocean Engineering*, 37(2–3), 218–227. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2009.11.014>
- [29]. Gunawan, B., et al. (2014). CFD modeling of hydrokinetic turbine arrays in rivers. *Renewable Energy*, 71, 276–283. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.010>
- [30]. International Energy Agency (IEA) Hydro. (2018). Annex II – Hydropower good practices: Environmental mitigation measures. <https://www.ieahydro.org/reports/annex-ii-hydropower-good-practices-environmental-mitigation-measures>
- [31]. Cada, G. F., et al. (2007). Potential environmental effects of hydrokinetic and wave energy conversion technologies on aquatic environments. *Fisheries*, 32(4), 174–181. [https://doi.org/10.1577/1548-8446\(2007\)](https://doi.org/10.1577/1548-8446(2007))