

Quels barrages pour l'Afrique sahélienne ?

What dams for Sahelian Africa?

Michel Lino^{1*}, Arnaud de Bonviller², et Luc Deroo³

¹ISL Ingénierie, 15 rue du Maréchal Harispe, 64500 Saint-Jean-de-Luz, France

²ISL Ingénierie, 25-27 rue Lenepveu, 49100 Angers, France

³ISL Ingénierie, 84 boulevard Marius Vivier Merle, 69485 Lyon Cedex 03, France

Résumé. La production hydroélectrique et le développement hydroagricole sont les motivations les plus fréquentes des projets récents en Afrique subsaharienne. En zone sahélienne où la topographie est généralement peu marquée, l'hydroélectricité est pénalisée par le fait que la chute est le plus souvent assurée par le barrage lui-même faute de chute naturelle à valoriser. Le régime hydrologique se caractérise par une saison sèche et une saison humide, imposant une cuvette de régulation importante et donc de forts impacts environnementaux et socioéconomiques (perte de cultures traditionnelles sur les terres fertiles de la plaine inondable, réduction des zones humides et des services qu'elles rendent à l'ensemble des activités, déplacement de population importants, forte évaporation...). La synergie avec le développement agricole et la sauvegarde des cultures traditionnelles est problématique car le planning des lâchures agricoles entre en conflit avec l'optimisation énergétique. Or ces régions possèdent un important potentiel solaire et le coût du kWh solaire est aujourd'hui inférieur à celui de l'hydroélectricité dans le contexte sahélien. L'association d'une centrale solaire (flottante ou à terre) et d'un barrage hydroélectrique permet d'optimiser la performance socioéconomique et environnementale. À travers des exemples, l'article montre l'intérêt de revisiter les projets pour les adapter aux conditions actuelles où les impacts socioéconomiques des retenues sont désormais au cœur des préoccupations et où l'énergie solaire s'impose comme une composante majeure du mix énergétique.

Abstract. Hydroelectric production and hydro-agricultural development are the most frequent motivations for recent projects in sub-Saharan Africa. In the Sahelian zone where the topography is generally flat, hydroelectricity is penalized by the fact that the hydraulic head is most often provided by the dam itself due to the lack of natural waterfall. The hydrological cycle is characterized by a dry season and a wet season, imposing a large regulation reservoir and therefore strong environmental and socioeconomic impacts (loss of traditional crops on the fertile lands of the floodplain, reduction of

* Corresponding author: lino@isl.fr

wetlands and of the services they provide to all activities, significant population displacement, high evaporation, etc.). Synergy with agricultural development and the safeguarding of traditional crops is problematic because the planning of agricultural releases conflicts with energy optimization. However, these regions have significant solar potential and the cost of solar kWh is now lower than that of hydroelectricity in the Sahelian area. The combination of a solar power plant (floating or on land) and a hydroelectric dam optimizes socioeconomic and environmental performance. Through examples, the article shows the benefit of revisiting projects to adapt them to current conditions where the socioeconomic impacts of reservoirs are now at the heart of concerns and where solar energy is becoming a major component of the energy mix.

1 Spécificité des barrages en zone sahélienne

Tout d'abord précisons le domaine géographique de notre réflexion. Nous nous intéressons à la bande sahélienne située en Afrique de l'Ouest entre le désert du Sahara et la zone tropicale humide au nord du golfe de Guinée. Les pays concernés sont principalement la Guinée, le Sénégal, le Mali, la Mauritanie, le Niger, le Burkina Faso, le Tchad et le Nigeria.

Nous nous concentrerons sur les deux grands bassins fluviaux du Sénégal et du Niger, gérés respectivement par l'OMVS (Guinée, Sénégal, Mali, Mauritanie) et l'ABN (Guinée, Mali, Niger, Nigeria, Cameroun, Côte d'Ivoire, Bénin, Burkina Faso, Tchad). Ces deux grands bassins fluviaux présentent des caractéristiques géographiques, climatiques et d'usages liés à l'eau qui permettent de les regrouper en un ensemble homogène.

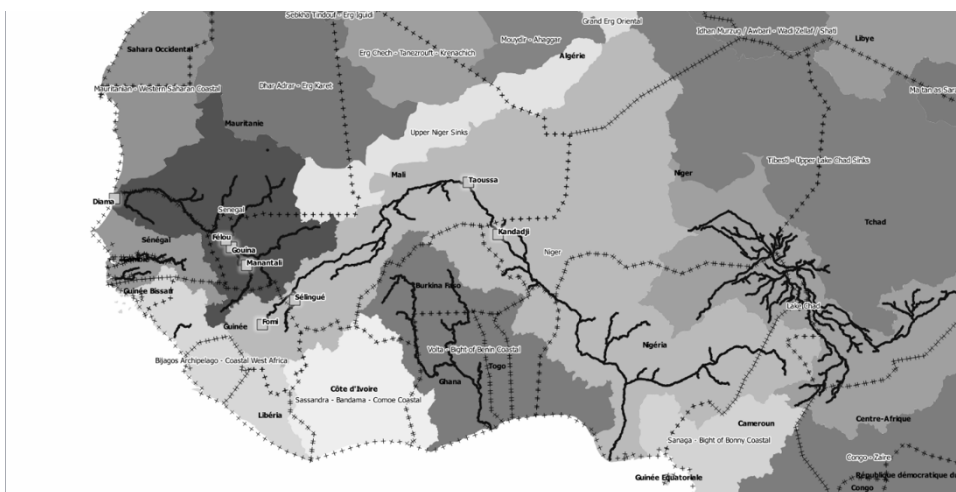


Fig. 1. Bassins versants du Sénégal et du Niger.

Les deux fleuves prennent leur source dans le massif bien arrosé du Fouta Djallon, souvent qualifié de château d'eau de l'Afrique de l'Ouest, d'où ils reçoivent une partie importante de leurs apports. Ils traversent ensuite la frange sahélienne avec des pentes faibles dans le bassin du Sénégal à très faible dans le bassin du Niger (pente moyenne du Niger 10 cm/km). Ils sont soumis à un régime de mousson avec une saison des pluies d'avril-mai à novembre-décembre et une saison sèche de décembre à avril.

Cette région du monde se caractérise également par un ensoleillement intense et une forte évaporation. A titre d'exemple, l'évaporation nette au barrage de Taoussa en construction sur le Niger au Mali est estimée à 2500 mm par an soit un volume de 3,6 milliards de m³ représentant 12,5 % des apports annuels. Ce volume est sensiblement équivalent aux prélèvements actuels de l'Office du Niger.

Le seul barrage en service dans le bassin du Niger en amont de l'entrée du fleuve au Nigéria est le barrage de Sélingué sur la rivière Sankarani à vocation principalement énergétique (production de 175 GWh) et de développement de périmètres irrigués (environ 1600 ha). Deux barrages sont en cours de construction : Taoussa au Mali (travaux arrêtés pour raisons sécuritaires) et Kandadji au Niger (construction en cours). La conception du projet du barrage de Fomi/Moussako en Guinée est en phase de finalisation et le Comité interministériel de concertation Guinée-Mali pour la mise en œuvre du projet a prévu en décembre 2019 d'établir un Acte juridique de déclaration d'ouvrage commun du barrage de Fomi conformément à la Charte de l'eau de l'ABN.

Sur le bassin du Sénégal, le barrage de Manantali sur le Bafing a une double vocation énergétique (production de 800 GWh environ) et hydro agricole (développement d'environ 100 000 ha de terre irriguée au Mali et au Sénégal). Les autres projets sont Gouina (140 MW), Félou (60 MW), et en cours d'études Koukoutamba (294 MW), Balassa (48 MW), Boureya (160 MW), Gourbassi (18 MW). On note que le bassin du Sénégal a des caractéristiques topographiques plus favorables que celui du Niger du fait de sa pente nettement plus forte et de la présence de chutes naturelles sur le fleuve (Gouina et Félou) qui fournissent des sites plus performants.

Les usages principaux des barrages sur ces deux bassins sont la production énergétique, la régulation du fleuve pour la satisfaction des usages et la protection des écosystèmes, enfin le développement de l'agriculture irriguée (riziculture majoritairement).

Le retour d'expérience sur les projets existants montre que :

- les objectifs énergétiques sont de façon générale atteints par les projets ;
- les objectifs de protection des ressources naturelles apportées par les écosystèmes restent à définir (débits d'étiage et dynamique de la crue) et leur traduction opérationnelle à déployer ;
- le développement des périmètres irrigués est plus aléatoire et les rendements à l'hectare visés rarement atteints ;
- la relocalisation des populations vivant dans la retenue reste un sujet de grande difficulté car les bonnes terres sont souvent seulement disponibles dans la vallée du fleuve et les terres de remplacement peinent à permettre le maintien du niveau de vie des populations déplacées ;
- La pêche dans les retenues de barrage fournit un revenu important ;
- Les impacts sur l'élevage restent à mieux évaluer. Ils peuvent être significatifs.

Les barrages en zone sahéliennes souffrent de conditions naturelles défavorables. Si on excepte quelques sites présentant des chutes naturelles (Gouina ou Félou sur le Sénégal), la chute hydroélectrique est créée par le barrage lui-même. La zone étant de relief peu marqué, il en résulte la nécessité de grande retenue peu profonde. Par ailleurs, le régime du fleuve étant caractérisé par une longue saison sèche, une grande retenue est nécessaire pour assurer un minimum de production hydroélectrique en saison sèche.

Il faut donc construire un grand barrage en vallée large dont le coût de construction pèse lourdement sur l'économie du projet. Les retenues sont généralement peu profondes, très étendues générant d'importantes pertes d'eau par évaporation, et demandant des déplacements de population importants (plus de 50 000 personnes à Kandadji). On note que la tranche morte de la retenue, en dessous du niveau d'exploitation hydroélectrique, est perdue puisque cette tranche est généralement non exploitée. Elle représente une fraction significative de la superficie de la retenue, par exemple 40 km² au barrage de Kandadji soit 14 % de la superficie de la retenue.

On le voit, les conditions ne sont pas facilement réunies pour faire un « bon » barrage.

Or, ces régions ont un fort ensoleillement qui dans l'état actuel est pas ou peu valorisé. On sait aujourd'hui que l'énergie solaire est compétitive en termes de prix du KWh mais qu'elle est pénalisée par son intermittence journalière et saisonnière en l'absence de stockage. La question que souhaite aborder cet article est la suivante : le couplage hydrosolaire peut-il permettre d'améliorer les performances des projets existants ou en développement ?

Nous nous intéresserons ici aux grands réservoirs de régulation du fleuve en tête de bassin : leur vocation principale est la régulation annuelle, voire interannuelle du fleuve. Deux exemples seront développés, Manantali sur le Bafing, affluent du Sénégal, pour lequel ISL a réalisé en 2019 une étude de préfaisabilité de l'adjonction d'une centrale solaire hybridée avec la centrale hydroélectrique existante [1] et Fomi, barrage en projet en Guinée sur le Niandan, affluent du Niger, sur la base de l'étude d'impact hydraulique du barrage de Fomi réalisée par ISL en 2006 [2] et de l'actualisation de l'étude de faisabilité réalisée par Tractebel en 2019 [3].

2 La problématique de la gestion de l'eau dans les grands bassins de l'Afrique de l'Ouest

2.1 Des ressources en eaux superficielles saisonnières, variables et fournies majoritairement par les hauts plateaux

Les grands bassins de l'Afrique de l'Ouest sont arrosés durant 5 à 6 mois de l'année. Sur notre secteur d'étude, qui englobe les climats sahélien et soudanien, la pluie annuelle est comprise entre 1200 et 200 mm du sud au nord avec un écart type de 300 à 100 mm respectivement. Les évapotranspirations potentielles sont comprises entre 2000 et 3000 mm. Ces conditions climatiques conduisent à la genèse d'un seul hydrogramme de crue (régime unimodal) dont le volume varie de 1 à 4 environ entre les années humides et sèches : entre 20 et 70 milliards de m³ selon les années à l'entrée du delta intérieur du Niger sur la période 1970-2012, de 6 à 25 milliards de m³ à Bakel sur le fleuve Sénégal sur la période 1972-1995.

L'orientation sud nord des bassins du Sénégal et du Niger jusqu'à sa partie nigérienne conduit à la formation de la crue essentiellement sur les hauts bassins et sa propagation vers le nord sans contributions latérales significatives. Il existe ainsi sur ces bassins une dépendance hydrologique forte de l'aval des bassins fluviaux vis-à-vis des hauts plateaux du sud. L. Descroix [4] indique que « *plus de 2000 m³/s sont écoulés en moyenne annuelle depuis le château d'eau guinéen vers les zones semi arides du Sahel ou plutôt de l'ensemble de la zone soudano-sahélienne* ».

2.2 Des activités traditionnelles au rythme de la crue

Le système agricole traditionnel valorise les terres inondées à la faveur de la propagation de la crue. La submersion des plaines inondables est le lieu d'activités de pêche, d'élevage, de cultures céréalières et de fourrage (sorgho, riz, niébé, bourgou...). L'inondation permet la fertilisation des sols. Les activités agricoles dans la plaine sont complémentaires de celles des terres exondées et présentent moins de dépendance vis-à-vis des pluies locales.

Les cultures traditionnelles de décrue consistent à planter la culture en phase de décrue du fleuve afin de profiter de l'humidité du sol. JC Poussin & al [5] rappellent que « l'agriculture de décrue dans la moyenne vallée du fleuve Sénégal est un pilier du système de production traditionnel, car la récolte a lieu en saison sèche et la production contribue ainsi à l'alimentation des populations et des troupeaux en période de soudure ». Sur la moyenne vallée du Sénégal entre Matam et Podor, une superficie de 50 000 hectares est encore cultivée. Dans le delta intérieur du Niger, les lacs et mares périphériques sont également mises en cultures à la décrue. Par ailleurs, lors de la phase de montée de la crue, ce sont environ 200 000 hectares qui y sont cultivés en riz traditionnel (riz flottant).

Lorsque la crue se retire, de nombreuses mares sont des lieux de pêches très prisés par les populations. I. Droy et P. Morand [6] indiquent que 80 % environ de la production malienne de poissons d'eau douce provient de la zone du delta intérieur. Ils ajoutent : « le rôle du poisson dans la sécurité alimentaire des populations, aussi bien celles de la région deltaïque que celles du Mali tout entier, est très important, puisqu'il représente près de la moitié des protéines animales consommées au niveau national ». L'étude relative à la modélisation avancée des ressources écosystémiques du delta intérieur du Niger [7] met en évidence le lien entre la production halieutique et la crue du fleuve : la production passe du simple au triple entre une année sèche (20 milliards de m³) et une année moyenne (40 milliards de m³). Enfin, la zone inondée est également le lieu de frai et permet de dégager des zones de pâturage en saison sèche.

2.3 Le développement des périmètres irrigués en maîtrise partielle ou totale

Les rendements des cultures de décrue sont modestes (moins d'une tonne par hectare en général), aléatoires et dépendent de l'ampleur et de la dynamique de retrait de la crue (entre 7 000 et 137 000 hectares estimés cultivés sur la période 1946-2000 en fonction de l'ampleur de la crue [8]). Sur le fleuve Niger, dès 1930, avec la réalisation du barrage de Markala, la culture irriguée est venue s'associer aux cultures traditionnelles. La réalisation des barrages s'est accompagnée de grands programmes de réalisation de périmètres irrigués qui étaient appelés à s'imposer compte tenu des rendements escomptés (jusqu'à 8 tonnes par hectare). Les périmètres irrigués permettent la double culture, celle de contre saison étant particulièrement favorable compte tenu d'une offre commerciale plus faible en fin de saison sèche (prix multipliés par 3 en juin-juillet, par plus de 4 en octobre-novembre au Sénégal [5]). Ces cultures exigent alors un soutien des débits lors de ces périodes. L'exemple de l'Office du Niger montre que l'agriculture irriguée permet une augmentation substantielle des rendements, offre une sécurité en maîtrisant totalement l'eau mais nécessite un capital financier (ouvrages et intrants), une technicité et des programmes de maintenance efficaces. Les zones de l'Office produisent aujourd'hui 15 % environ de la production céréalière malienne.

L'exemple du programme d'aménagement de périmètres associé à la création de la retenue de Manantali montre que le remplacement des revenus générés par les activités

traditionnelles liées à la crue par les activités nouvelles basées sur une plus grande maîtrise de l'eau est un objectif qui ne peut être tenu sur l'ensemble des vallées concernées, du moins pas à une échelle de temps de l'ordre de la durée de vie de l'ouvrage. Le changement profond qui est demandé aux populations et la nécessaire adaptation des pratiques pour prendre en compte l'ensemble des usages demandent de nombreuses années de pratique. L'évaluation du programme d'aménagement de Manantali menée en 2009 [9] conclut ainsi : *« la diminution des zones agricoles de décrue et la prolifération des plantes aquatiques, favorisant notamment la propagation de la bilharziose, présentent d'importants risques pour l'environnement et la santé et ont un impact négatif sur la viabilité du projet »*. La réalisation des périmètres se heurte à de nombreux obstacles qui ont été analysés par divers auteurs et dont le détail dépasse le présent article.

2.4 Un partage difficile des bénéfices liés aux ouvrages structurants

Les services socioéconomiques et écosystémiques liés à la crue permettent aux communautés riveraines de mener des activités diversifiées. La pêche et l'élevage en particulier sont deux activités vulnérables et largement pratiqués. L'ouvrage structurant aggrave la vulnérabilité des populations qui ne sont pas directement les bénéficiaires des aménagements associés.

La réponse des agriculteurs et pêcheurs aux nouvelles conditions hydrologiques apportées par les barrages est variable. On constate un processus de migration et d'adaptation des pratiques : migration des pêcheurs vers les grandes retenues artificielles, pression des éleveurs vers les basses plaines, transformation des pâturages en cultures vivrières. La pression grandissante sur les terres est source de conflits. Il ne faut pas sous-estimer les effets potentiels des déséquilibres amenés par ces ouvrages structurants et les conséquences socioéconomiques significatives qui en résultent.

2.5 Une diversité d'usages, une valorisation maximale de la crue

Dans la situation actuelle, coexistent les méthodes de production agricole (irrigation et décrue) et les activités de pêche et d'élevage. L. Bruckmann [10] souligne la complémentarité des deux systèmes de production que sont les cultures irriguées et de décrue : répartition des risques, diversification des cultures, compatibilité des calendriers, valorisation de l'expérience locale, facilités foncières. Au Mali coexistent agriculture irriguée à maîtrise totale, rizières à submersion contrôlée, riz flottant, cultures de décrue, pêche lors de la décrue, pâturage des terrains exondés. Au Sénégal, L. Bruckmann relève les mêmes pratiques.

Au-delà des seules considérations de production agricole, signalons que de la crue dépendent la régénération des nappes alluviales, le développement d'écosystèmes favorables à la qualité des habitats aquatiques et à la dépollution des eaux, et les espaces propices à la sauvegarde des oiseaux.

2.6 Production hydroélectrique et usages : conflits d'objectifs

L'hydroélectricité est une source d'énergie renouvelable et de faible coût ; elle fut un objectif important pour le développement des infrastructures existantes (Sélingué, Manantali, Félou au Mali, Kainji et Jebba au Nigéria) ou programmées (Fomi en Guinée, Gouina et Taoussa au Mali et Kandadji au Niger). L'hydroélectricité ne consomme pas d'eau mais elle peut entrer en conflit avec les autres usages du fait de la gestion des retenues. Cette problématique

concerne de façon prioritaire les ouvrages de tête de bassin dont la fonction première est la régulation du fleuve : le barrage de Fomi par exemple est conçu pour stocker la crue du Niandan, affluent rive droite du Haut Niger et la relâcher progressivement pendant la saison sèche.

La prise en compte de la diversité des usages qui garantit un partage des bénéfices liés aux barrages entre dans le processus de Gestion Intégrée de la Ressource en Eau (GIRE). Cette diversité des usages conduit, en termes de gestion des eaux stockées par la retenue du barrage, à un calendrier contraignant du point de vue de la mise à disposition de l'eau : soutien en crue pour les activités traditionnelles, pour la sauvegarde des ressources écosystémiques, soutien sur la saison sèche pour les cultures de contre saison, sauvegarde d'un débit minimal pour les besoins en AEP et la qualité des eaux.

Une telle gestion ne permet pas d'optimiser la production hydroélectrique alors même que l'hydroélectricité apparaît généralement comme la composante la plus rentable du projet sur le plan économique. Nous illustrons ci-après ce propos à partir des études réalisées sur les fleuves Sénégal et Niger dans le cadre des aménagements de Manantali et de Fomi/Moussako respectivement.

Cas du Sénégal : effet sur le productible du barrage de Manantali

J-C Bader&al [11] ont analysé l'influence de la gestion du barrage de Manantali sur les surfaces irriguées et la production d'énergie. L'influence de trois paramètres a été analysée :

- L'hydrogramme objectif de crue pour des superficies associées de cultures de décrue comprises entre 45 000 et 60 000 ha,
- Le seuil relatif à la cote au 20 août dans la retenue qui déclenche ou non le processus de soutien de crue,
- Les débits de soutien d'étiage incluant l'agriculture irriguée, la navigation et l'AEP.

En privilégiant le pilotage par les périmètres irrigués, les auteurs montrent que la perte en énergie est de 7 à 16 Wh par hectare nouvellement irrigué tandis que la mise en valeur d'un hectare supplémentaire de culture de décrue occasionnerait une perte d'environ 600 Wh. La production annuelle est estimée à 869 GWh sans soutien de crue et à 768 GWh en cas de soutien de crue pour une mise en culture de 52 000 ha en moyenne. La perte associée au soutien de crue est ainsi d'environ 15 %.

Cas du Niger : effet en cas de réalisation du barrage de Moussako/Fomi

D'après l'étude de modélisation avancée des services écosystémiques du delta intérieur du Niger [7], les prélèvements actuels sur l'Office du Niger s'établissent à 3,5 milliards de m³ environ dont 50 % entre le mois de novembre et juin. Actuellement, le barrage de Sélingué permet de soutenir ces débits de prélèvements. Il est attendu à l'horizon 20 ans une augmentation des prélèvements de 5 milliards de m³ environ dont 50 % sur la saison sèche.

Par ailleurs, les cultures en submersion contrôlée et les activités dans le delta intérieur du Niger sont directement liées à l'ampleur de la crue. Une transparence du barrage du 15 août au 7 septembre est adaptée autant aux périmètres qu'au delta intérieur.

Deux études se sont intéressées à l'influence de la gestion du réservoir du barrage en projet de Fomi/Moussako sur le productible et la puissance garantie.

L'étude ISL/SNC 2006 [2] compare 5 modes de gestion en faisant l'hypothèse d'une retenue de capacité utile égale à 5 milliards de m³. Le scénario intégrant le soutien d'étiage et la transparence en crue du barrage conduit à un productible sur la période 1970-2006 de 264 GWh alors que le projet optimisé sur la production fournirait 312 GWh (perte de 20 %). La puissance garantie 90 % du temps passe de 31 à 10 MW.

L'étude de 2019 qui actualise la faisabilité du barrage de Fomi [3] estime le productible à 413 GWh sur la période 1947-2013 lorsque le projet est optimisé sur la production d'énergie et à 332 GWh en cas de soutien d'étiage et de transparence. L'énergie garantie à 95 % de 38 MW en cas d'optimisation sur la production est estimée nulle en cas de pilotage par les besoins en eau. Le mode de gestion implique des lâchés fréquents au-dessous du Niveau Minimal d'Exploitation hydroélectrique. Les débits ne sont alors pas turbinés.

3 Le couplage hydrosolaire dans le contexte sahélien

3.1 Le couplage hydrosolaire pour la production d'électricité

Le principe d'un couplage entre retenues de stockage d'eau et production électrique solaire apparaît d'emblée séduisant : le soleil apporte une ressource quasi-illimitée, l'eau permet de lisser l'intermittence de l'énergie solaire. Le couplage n'était guère envisageable il y a quelques années, du fait du coût élevé des panneaux solaires. Cette contrainte économique est désormais levée.

Mais qu'appelle-t-on couplage hydrosolaire ?

En fait, cette notion peut recouvrir un certain nombre de concepts bien différents définis dans le tableau suivant.

Tableau 1. Les différents concepts hydrosolaires.

Association solaire – hydro	Description	Commentaires
Couplage réseau	Électricité solaire et hydro sont produites de manière indépendante. Le réseau assure la régulation (tension, fréquence), en pilotant la production par les centrales « pilotables ».	C'est la méthode traditionnelle, qui simplifie le développement des projets (hydro / solaire), mais qui présente deux inconvénients : impact réseau (*) et production sous-optimale (**).
Couplage centrales	Électricité solaire et hydro sont produites sur des sites différents, par le même opérateur. L'opérateur assure une exploitation couplée de ces centrales.	Proche du couplage réseau, cette approche peut permettre de lever l'inconvénient de sous-optimalité. Des opérateurs européens commencent à utiliser cette approche comme par exemple EDF [12].
Solaire flottant	La retenue de stockage d'eau est utilisée comme support de la centrale de production solaire.	Il ne s'agit pas d'hydrosolaire à proprement parler, il n'y a pas de couplage. Le solaire flottant peut être envisagé dans le cadre de projets solaire purs, ou dans le cadre de projets hydrosolaire.

Centrale hydrosolaire type SHSH (slightly hybridized solar hydro)	Une centrale hydroélectrique avec retenue de stockage et une centrale solaire sont opérées de manière conjointe, pour produire une électricité de « bonne qualité », injectée sur le réseau en un point unique. Premier niveau d'hybridation : hydrosolaire faiblement hybridé, avec une incidence limitée sur la production hydro.	Ce type de projet est bien adapté à l'installation d'une centrale solaire à proximité d'une centrale hydro existante. La puissance solaire installée est limitée (10 % à 50 % de la puissance hydro selon les cas) de sorte à ne pas perturber sensiblement la production hydro. L'opération conjointe peut être pratiquée par deux opérateurs, avec mise en œuvre d'un système de gestion de la production (EMS). Une centrale SHSH produit une électricité renouvelable et pilotable (***)
Centrale hydrosolaire type HHSH (highly hybridized solar hydro)	Deuxième niveau d'hybridation : hydrosolaire fortement hybridé, avec une incidence forte sur la production hydro.	La puissance solaire installée est plus importante (30 % à 100 % de la puissance hydro selon les cas), mais reste bornée par les caractéristiques de la centrale hydro. La production hydro est impactée, ce qui nécessite des mesures d'adaptation spécifiques. Une centrale HHSH produit une électricité renouvelable et pilotable.
Centrale hydrosolaire type FSH (full solar hydro)	Troisième niveau d'hybridation : une station de pompage turbinage (STEP) est ajoutée, dont la puissance en pompage et turbinage est finement optimisée.	La puissance solaire installable n'est plus limitée par la centrale hydro : des puissances très importantes peuvent être installées. Une centrale FSH produit également une électricité renouvelable et pilotable, avec des performances de pilotage meilleures que HHSH et SHSH. En revanche, le CAPEX et le coût au kWh sont plus élevés.

**Impact sur le réseau* : lorsque les points d'injection des centrales hydro et solaires sont séparées, le réseau doit être adapté en conséquence et le réseau doit gérer les transitoires. Cela peut avoir pour conséquence de limiter la pénétration des énergies intermittentes (comme l'a souligné la Banque Mondiale dans [13] pour le cas de l'Afrique de l'Ouest), et/ou de nécessiter des investissements lourds dans les réseaux (ainsi, l'Espagne, où le taux de pénétration est fort, tend aujourd'hui à privilégier les projets avec points d'injection unique, cf de sorte à maîtriser les coûts et les impacts associés au renforcement du réseau – loi du 23 juin 2020 [14]).

***Production sous optimale* : la recherche d'optimisation de production par chacun des opérateurs S et H conduit à produire globalement moins de GWh (et/ou moins d'énergie garantie) que l'optimisation couplée [1].

****Électricité pilotable* : électricité dont la fourniture peut être mobilisée selon la demande. Il y a différents niveaux de « pilotabilité », notamment caractérisés par la puissance garantie (peut-on fournir à tout moment de l'année ?) et par la capacité de régulation (peut-on rapidement moduler la puissance fournie ?). Une centrale hydrosolaire est autant pilotable qu'une centrale hydro seule.

3.2 Le couplage hydrosolaire en contexte sahélien

Le continent Africain est le plus ensoleillé de tous. Le potentiel solaire y est considérable.

Cependant, l'énergie solaire n'est pas uniformément distribuée : la nébulosité est plus grande autour du golfe de Guinée, ce qui affecte l'irradiation moyenne annuelle. Dans notre zone d'étude, on distingue les pays ayant un :

- Très bon potentiel : Sénégal, Mali, Niger, Burkina, Tchad
- Bon potentiel : Guinée
- Assez bon potentiel : Cote d'Ivoire, Ghana, Togo, Bénin, Nigeria, Nord-Cameroun avec pour tous ces pays un fort gradient Nord-Sud

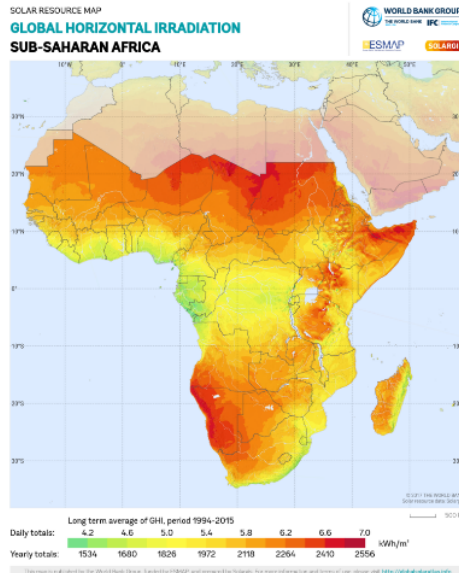
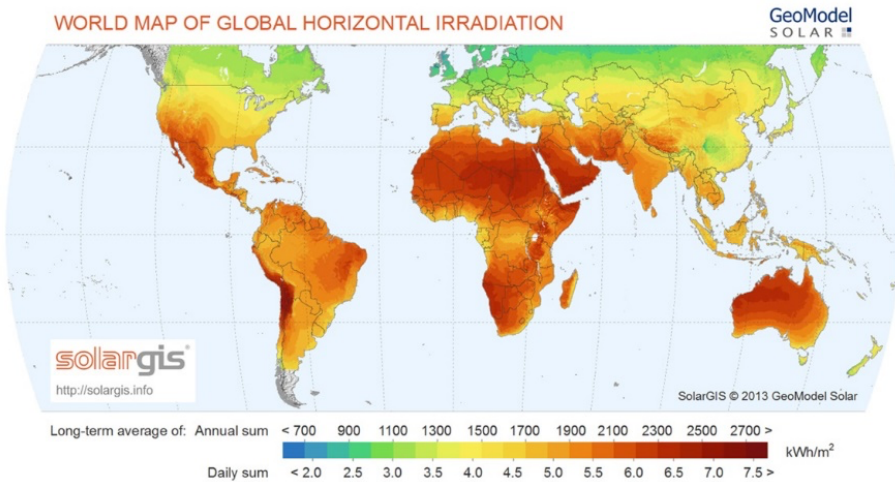


Fig.2. Irradiation solaire horizon globale : Monde et Afrique.

Le potentiel n'affecte pas la puissance solaire qu'il est possible d'installer, mais affecte le profil de production dans l'année, donc le facteur de charge, et finalement le coût moyen au kWh. Une analyse plus fine est parfois utile : la baisse de production se fait en saison humide, avec l'effet de la couverture nuageuse. Or, dans les pays fortement équipés en hydraulique, une baisse de production solaire en saison humide ne pose pas nécessairement de difficulté, si l'électricité hydroélectrique est abondante.

Comme indiqués précédemment, les barrages de la zone sahéenne sont fondamentalement multi usages. L'hydrosolaire peut être un atout ou un obstacle pour l'utilisation multi usages des barrages.

Dans sa version de base (SHSH, HSHS) et lorsque la production énergétique est l'objectif principal de l'aménagement, il s'agit d'installer du solaire, à vocation de production énergétique. En mettant des contraintes sur les producteurs solaires et hydro, de sorte à produire une électricité « de qualité » que le réseau peut absorber aisément, et de sorte à fournir des services (puissance garantie, régulation tension et fréquence, ...). Ces contraintes ont un coût. Il y a une pression forte à la diminution de ces coûts lors des négociations des PPA, et par conséquent, un impact a priori négatif sur les autres usages.

La logique est différente lorsque la production énergétique n'est pas l'objectif prioritaire du projet mais seulement une valorisation énergétique de la gestion des eaux pilotée par les autres usages, comme c'est le cas pour le barrage de Fomi et plus généralement pour les nouveaux barrages du bassin du Niger. Le solaire apportant une production électrique supplémentaire, il y a une diminution de la pression sur la ressource en eau, et donc la possibilité de moins turbiner en saison sèche. Il est alors possible de remonter la courbe d'objectif de gestion et garder de l'eau pour la fin de la saison sèche, pour tous usages confondus. Ce plus faible déstockage en saison sèche permet d'assurer la réalisation la crue artificielle, nécessaire à la sauvegarde des zones humides et aux usages associés à la crue annuelle.

La gestion hydraulique de la retenue est rendue plus complexe en cas d'adjonction d'une centrale solaire car le lissage de la production est obtenu par une gestion fine des débits turbinés. Si dans le cas des barrages de Manantali et de Fomi la variation infra journalière des débits ne justifie pas un ouvrage aval de compensation permettant de régulariser les débits, il n'en sera peut-être pas de même pour d'autres installations. Ces bassins de compensation ne devraient cependant pas remettre en cause l'équilibre économique des projets.

La version FSH incluant une STEP, est évidemment la plus performante : la production d'électricité devient essentiellement solaire. L'eau sert au stockage et n'est pas « consommée » par la production. On peut gagner de la disponibilité en eau pour les autres usages. Il en résulte toutefois un coût au kWh plus élevé, pas forcément acceptable dans le contexte sahéen. Nombre & al [15] ont analysé le concept de Twin Dams, proposé par F. Lempérière, dans le contexte africain. Il pourrait être envisagé sur les sites du bassin du Niger. Ce type d'aménagement peut être intéressant sur les sites de Sélingué au Mali où on peut opérer entre les 2 bras amont. Le site de Kainji au Nigeria est également favorable.

4 Centrales hydrosolaires sur les barrages de stockage de tête de bassin

Les barrages de stockage en tête de bassin ont une vocation première de la régulation du fleuve pour la satisfaction des besoins en eau pour les divers usages (soutien d'étiage, agriculture irriguée, culture de décrue, pêche, navigation). Cette vocation principale de valorisation des ressources en eaux est explicite dans le cas du barrage de Fomi. Elle est moins évidente dans le cas du barrage de Manantali où la gestion actuelle donne la priorité à l'hydroélectricité.

A travers les exemples de Fomi et de Manantali, nous allons tenter de répondre aux questions suivantes :

- Sur Fomi : l'hydrosolaire permet-il d'améliorer la production énergétique (productible et puissance garantie) d'une gestion pilotée par l'optimisation de la ressource en eau ?
- Sur Manantali : l'hydrosolaire permet-il d'améliorer la ressource en eau dans le cas d'une gestion pilotée par l'optimisation énergétique ?

4.1 Le cas du barrage de Fomi sur le Niandan (bassin du Niger)

Le projet Fomi

Situé en Haute Guinée sur le Niandan, à une trentaine de kilomètres en amont de la confluence avec le Niger, le barrage de Fomi est un des trois barrages structurants retenus par l'ABN dans le cadre de la Vision Partagée. Le projet historique a une capacité utile de 5 milliards de m³. Lors de la révision des études de faisabilité de 2019 [3], le site alternatif de Moussako plus favorable au plan environnemental et social a été identifié à une vingtaine de kilomètres en amont. La capacité a été fixée à 3 milliards de m³.

Les objectifs du barrage de Fomi sont principalement :

- le soutien d'étiage : débit cible de 50 m³/s à l'entrée du delta intérieur du Niger, zone humide d'importance mondiale ;
- l'alimentation des périmètres irrigués de l'Office du Niger ;
- le maintien d'une crue minimale pour sauvegarder les cultures associées à une submersion des plaines et atténuer les impacts sur les zones humides (mares et delta intérieur) ;
- la production hydroélectrique correspondant au turbinage des lâchures définies par les trois usages précédents.

Il résulte de cette hiérarchisation des usages une pénalisation significative du productible annuel et une baisse voire une annulation de la puissance garantie. Selon l'étude de ISL/SNC de 2006 [2], le scénario intégrant le soutien d'étiage et la transparence en crue du barrage conduit à un productible sur la période 1970-2006 de 264 GWh alors que le projet optimisé sur la production électrique fournirait 312 GWh (perte de 15%). La puissance garantie 90 % du temps passe de 31 à 10 MW.

Adjonction d'une centrale solaire hybridée

Faisons l'hypothèse que l'on adjoint une centrale solaire hybridée à la centrale hydroélectrique de Fomi. L'étude ISL/SNC 2006 [2] a permis de déterminer la différence entre les productions hydroélectriques générées par le scénario optimisé pour la ressource en eau et celui optimisé pour l'énergie. Une puissance installée de 50 MW solaire permet de compenser la perte de production énergétique optimisée sur l'énergie tout en adoptant la

gestion optimisée sur la ressource en eau (soutien d'étiage, hydroagricole, crue artificielle). La puissance garantie passe à 16 MW.

L'opération est-elle rentable ? On approche cette question en comparant la valeur économique des services apportés par la centrale hydrosolaire en termes de ressource en eau. Sont considérés les possibilités de développement des périmètres irrigués en maîtrise totale, les cultures de submersion contrôlée sauvegardées et les services rendus par le soutien d'étiage.

Les hypothèses suivantes sont retenues pour l'estimation des gains associés aux services agricoles :

Tableau 2. Hypothèses économiques relatives à l'irrigation en submersion contrôlée et en maîtrise totale.

<i>Cultures en submersion contrôlée</i>	
Bénéfice	500 euros/ha/an
Plaine aménagée Ségou	3000 ha/an
Taux de mise en culture	1
Maintenance	0 euros/ha/an
<i>Irrigation, maîtrise totale</i>	
Bénéfice net irrigué	2400 euros/ha/an
Coût de développement	9000 euros/ha
Bénéfice net non irrigué	640 euros/ha/an
Rythme de développement	10000 ha/an
Taux de mise en culture	0,8
Maintenance	150 euros/ha/an

Étude ISL 2006 [2]

Étude Tractebel 2019 [3]

Le service rendu par le soutien d'étiage est estimé à partir d'un consentement à payer de 1 euro par personne et par an, approche retenue dans le cadre du PADD du fleuve Niger. Un million et demi de personnes sont concernées ; le gain annuel associé au soutien d'étiage est ainsi valorisé à 1,5 million d'euros par an.

La simulation économique montre qu'une centrale de 50 MW correspondant à un Capex de 35 M€ et un Opex de 2 % peut être financée par les gains obtenus sur l'irrigation en maîtrise totale, les cultures de submersion contrôlée et le soutien d'étiage sur 25 ans avec un TRI voisin de 5 %.

Ce résultat montre que l'option hydrosolaire peut être justifiée économiquement : avec une production hydro plus solaire équivalente à celle de la solution hydro seule optimisée sur l'énergie, la centrale solaire est payée par les gains hydroagricoles et environnementaux. Cependant, la puissance garantie reste affectée passant de 31 à 16 MW. Cet inconvénient est atténué car le projet sera interconnecté aux systèmes électriques guinéens et maliens.

4.2 Le cas du barrage de Manantali sur le Bafing (bassin du Sénégal)

Gestion du barrage

La retenue de Manantali est située sur un affluent du fleuve Sénégal ; son objectif premier est de produire de l'énergie. Le volume de la retenue est de 12 000 hm³. La centrale a une puissance installée de 205 MW pour un débit d'équipement de 475 m³/s, une chute d'une quarantaine de mètres. Elle a produit, en 2018, 850 GWh environ.

La gestion actuelle du barrage permet de garantir un soutien d'étiage autour de 200 m³/s à Bakel. Des études approfondies ont concerné l'optimisation de la gestion de l'ouvrage en considérant les usages à l'aval par JC. Bader [11]. Il a estimé la relation entre la production annuelle et le niveau de soutien de crue obtenu en prenant en compte une cote seuil de retenue en-deçà de laquelle le soutien de crue n'était plus possible. Ainsi, sur la période 1950-1998, pour une cote seuil à partir de laquelle le soutien d'étiage est opéré, le maintien de 50 000 hectares de cultures de décrue est garanti 39% du temps avec une production moyenne annuelle de 979 GWh et 63 % du temps pour une production de 895 GWh, soit une augmentation de 24 % de réalisation de la crue artificielle. Sur les 5 dernières années, seule l'année 2017 aurait demandé un soutien de la crue. L'hydrologie de la période 2000 à 2010 a été significativement plus déficitaire. Globalement, la gestion passée a donné la priorité à la production d'énergie et au soutien d'étiage.

Adjonction d'une centrale solaire hybridée

L'intérêt de l'ajout d'une centrale solaire est de permettre d'augmenter la fréquence du soutien de la crue en économisant de l'eau en saison sèche. Un test est réalisé en prenant pour exemple la crue de 2017 représentative d'une configuration médiane sur les 20 dernières années pour laquelle le soutien de crue doit mobiliser 575 millions de m³.

Des hypothèses de fonctionnement sont retenues :

- Le débit de soutien d'étiage à Bakel est fixé à 200 m³/s,
- Les débits turbinés évoluent dans un ratio maximal de 1 à 3 sur la journée,
- La production en pointe est assurée le soir entre 19 et 23 h (elle triple la production de la nuit),
- La puissance minimale recherchée est de 100 MW en pointe du soir.

Pour être en mesure de produire une même production annuelle avec soutien de la crue, la centrale solaire doit dégager une puissance de 70 MW (puissance électrique de 63 MWe). La demande hydro électrique est réduite en saison sèche ce qui permet de conserver le volume nécessaire pour soutenir la crue à partir du 20 août. Le graphe ci-après présente les courbes d'évolution de la hauteur d'eau en situation réelle (sans soutien de la crue) et en situation simulée avec adjonction d'une centrale solaire et soutien de la crue :

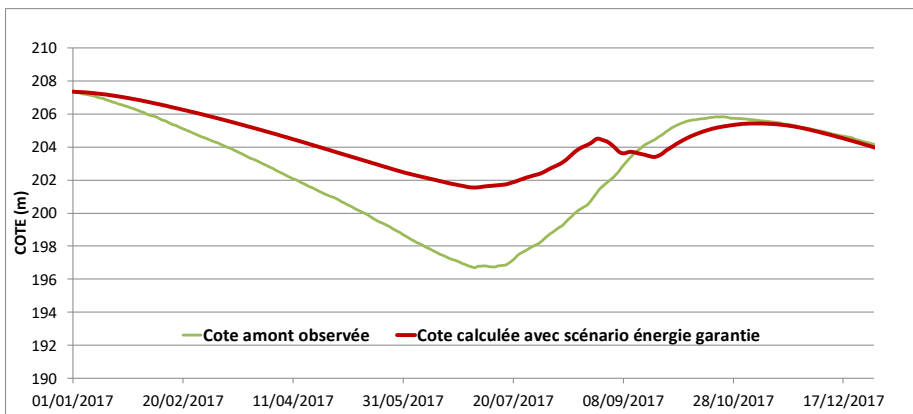


Fig. 3. Évolution de la hauteur d'eau en situation observée (en vert) et en situation simulée avec adjonction d'une centrale solaire et objectifs conjoints : soutien de la crue + garantie de la pointe du soir (en rouge).

Le tableau ci-après présente les résultats de la production selon 3 configurations : la situation actuelle sans soutien de crue mais avec soutien d'étiage, l'ouvrage actuel mais avec soutien de la crue et soutien d'étiage, l'aménagement hydrosolaire avec soutien de crue et d'étiage.

Tableau 3. Production d'énergie sans et avec hydrosolaire.

Configuration	État actuel	État actuel	Hydrosolaire
Mode de gestion	Gestion sans soutien de la crue (=gestion constatée en 2017)	Gestion avec soutien de la crue	Gestion avec soutien de la crue
Production mesurée	873 GWh	-	-
Production simulée	873 GWh	769 GWh	880 GWh
- dont hydro	873 GWh	769 GWh	732 GWh
- dont solaire			148 GWh

L'opération est-elle rentable ? Pour apprécier le projet, on compare le coût d'installation et de maintenance de la centrale solaire aux gains cumulés correspondant à l'activité agricole générée et au surplus d'énergie obtenu lorsque les conditions hydrologiques ne nécessitent pas de crue artificielle. D'après Bader [11], la réduction de 100 GWh de production hydro électrique augmente de 24 % la fréquence des crues jugées suffisantes pour réaliser les cultures de décrue dans de bonnes conditions. La démarche que nous retenons est simplifiée. Elle ne repose pas sur la simulation d'une chronique et l'estimation des surfaces cultivables mais fait l'hypothèse d'un gain annuel de 24 % de 50 000 hectares en moyenne. Par ailleurs, 39 % du temps, l'énergie actuelle augmente de 100 GWh, aucune contrainte relative à la crue artificielle n'intervenant sur ces périodes.

Les hypothèses suivantes sont retenues pour l'estimation des gains associés aux services agricoles :

Tableau 2. Hypothèses économiques relatives aux gains apportés par la crue artificielle sur le fleuve Sénégal.

Bénéfice cultures de décrue	214	euros/ha/an	estimation JC Poussin&al [5]
Fréquence supplémentaire de crues satisfaisantes	24	%	
Surface mise en culture lors de la crue	50000	ha/an	
Gain en superficie moyenne cultivée en cas d'installation hybridée	+12000	ha/an	

La simulation économique montre qu'une centrale de 70 MW correspondant à un Capex de 50 M€ et un Opex de 2 % peut être financée par les gains obtenus sur 25 ans. Avec un taux d'actualisation de 5 %, la VAN est positive et vaut 10 M€.

Une optimisation de la gestion de la retenue pourrait sans doute augmenter le gain agricole. On peut penser que l'on pourrait approcher encore davantage la situation d'inondation des plaines de décrue « sans barrage » (défaillance dans la situation « sans barrage » estimée à 31 % par Bader).

Il faut également y ajouter les autres intérêts liés à la crue. Comme l'indiquent JC Poussin&al [5] : « *si le soutien de crue engendre un coût en pertes d'énergie électrique, il préserve non seulement des surfaces cultivées en décrue, mais aussi des écosystèmes et des nappes alluviales.* ». Les travaux actuels ne permettent pas à notre connaissance de monétariser ces services rendus.

5 Conclusion

Les barrages existants et en projet en zone sahélienne rencontrent des conditions peu favorables : vallée large, grande retenue peu profonde soumise à une intense évaporation, faible charge pour la production hydroélectrique, régime hydrologique de mousson nécessitant de grandes retenues et forts impacts environnementaux et sociaux. Ce sont des ouvrages à usages multiples, dans un contexte de demande en eau croissante et de raréfaction de la ressource. Leur gestion est contrainte par des objectifs concurrents : assurer le soutien des étiages, permettre l'irrigation en maîtrise totale et maintenir une crue annuelle indispensable à la sauvegarde des zones humides et de leur écosystème ainsi que des cultures de décrue faisant vivre les populations riveraines.

Les réflexions précédentes montre qu'il est possible d'améliorer les performances de ces projets par l'adjonction d'une centrale solaire hybridée de type SHSH ou HSHS, pour optimiser l'utilisation de la ressource en eau et la production d'énergie.

Elles sont illustrées ici par des cas d'étude d'ordre de grandeur sur les bassins du Sénégal et du Niger en zone sahélienne, dont les conclusions déjà favorables pourraient être améliorées par des études d'optimisation plus poussées. Leurs conclusions nous paraissent pouvoir s'appliquer à d'autres zones géographiques, en particulier à l'Afrique du Nord également dotée d'un fort potentiel solaire. Au Maroc par exemple, les barrages sont généralement à vocation multiple avec une priorité donnée à l'irrigation et au soutien d'étiage. L'adjonction d'une centrale solaire hybridée peut permettre, comme pour l'exemple de Fomi, d'augmenter de façon économique les performances énergétiques de ces aménagements sans pénaliser la gestion prioritaire de la ressource en eau.

Références

1. ISL, *Hydro-connected solar PV in West Africa – Aménagement hydro-solaire de Manantali* (2019)
2. ISL/SNC, *Étude d'actualisation et d'impact hydraulique du projet d'aménagement du barrage de Fomi sur le Haut Niger, République de Guinée* (2006)
3. Tractebel/GID, *Actualisation de la faisabilité relative aux travaux d'aménagement du barrage de Fomi, ABN/MEH Guinée* (2019)
4. L. Descroix, *Processus et enjeux d'eau en Afrique de l'Ouest soudano-sahélienne* (2018)

5. JC. Poussin, D. Martin, JC. Bader JC, D. Dia, S.M.Seck, A. Ogilvie *Variabilité agro-hydrologique des cultures de décrue : une étude de cas dans la moyenne vallée du fleuve Sénégal*, Cahiers Agricultures (2020).
6. I Droy, P. Morand : *Les grands aménagements sur le fleuve Niger : atout pour le Mali ou facteur de vulnérabilité pour ses populations rurales ? Mondes en développement* (2013)
7. ISL, DELTARES, WETLANDS, UMR GEau, *Etude de la modélisation avancée des services écosystémiques dans le Delta Intérieur du Niger (DIN)*, rapport Final, ABN (2020)
8. IRD, programme d'optimisation de la gestion des réservoirs. Crues artificielles et cultures de décrue. Synthèse finale, IRD, OMVS (2001)
9. Afd, Kfw, BEI, 2013 : *Le barrage de Manantali, évaluation ex post conjointe, rapport de synthèse*, OMVS (2009)
10. L. Bruckmann, *Crue et développement rural dans la vallée du Sénégal : entre marginalisation et résilience*, revue belge de géographie (2018)
11. JC Bader, JP Lamagat, N. Guigen, *Gestion du barrage de Manantali sur le fleuve Sénégal : analyse quantitative d'un conflit d'objectifs*, journal des sciences hydrologiques (2003)
12. L. Delaluque, J.F. Balmtigère, *SoFlex'Hy EDF HYDRO-PV virtual powerplant demonstrator, 4th international hybrid power systems workshop*, Crete, Greece (2019)
13. Z. Dobrotkova, *Hydro -connected solar in West Africa: theoretical framework*, ESMAP, 3-5, Ouerzazate, Maroc (2019)
14. Décret-loi royal 23/2020, *Boletín Oficial del Estado*, Espagne (2020)
15. A. Nombé, M. Kaboré, F.Lempérière, F. Millogo, *Prospect for African hydropower in 2050*, Hydropower & dams, Issue two (2019)