

# Étude et modélisation du couplage PV/Hydroélectricité

## *Study and modelling of PV/Hydro hybridization*

Lucile Botet<sup>1\*</sup>, et Samuel Renaud<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tractebel France, 129 rue servient, Lyon, France

<sup>2</sup>Tractebel France, 5 rue du 19 mars 1962, Gennevilliers, France

**Résumé.** Le couplage d'une centrale solaire à un ouvrage hydroélectrique peut être une solution pertinente pour optimiser la production d'énergie hydroélectrique : maximisation de la production et optimisation de la courbe de production annuelle (stockage saisonnier plus flexible grâce à la production solaire supplémentaire). Sous réserve d'un dimensionnement solaire/hydroélectricité optimisé, cette hybridation est également bénéfique pour la centrale photovoltaïque. L'hydroélectricité peut compenser la variabilité du solaire lors des baisses de production journalières (effet nuages), limitant ainsi l'impact de la centrale solaire sur le réseau. Le montant de l'investissement nécessaire à l'implantation de la centrale solaire peut être optimisé (mutualisation des infrastructures d'interconnexion au réseau et des routes d'accès notamment). L'évaluation précise de ces synergies est complexe. Un outil numérique a été spécifiquement développé par Tractebel permettant de quantifier les synergies pour tous types de projets et identifier les conditions optimales de fonctionnement pour les maximiser. Cet article présente le principe de couplage et les fonctionnalités de l'outil HyPV. Des exemples de résultats sont présentés pour l'hybridation de la centrale de Kanji au Nigéria. Les conditions de maximisation de ces synergies sont présentées en fin de document.

**Abstract.** Coupling a solar power plant to a hydroelectric scheme can be a relevant solution to optimize the generation of hydraulic energy: increase of productivity and optimization of the annual production (more flexible seasonal storage thanks to the additional solar production). Subject to an optimized solar/hydropower sizing, this hybridization is also relevant for the photovoltaic plant. Hydroelectricity could compensate the variability of solar during daily production drops (cloud effect), thus limiting the impact of solar production on grid stability. The amount of investment required for the installation of the solar plant could be optimized (especially the mutualization of grid interconnection infrastructure and access roads). The assessment of these synergies is complex. A tool has been specifically

---

\* Corresponding author: [lucile.botet@tractebel.engie.com](mailto:lucile.botet@tractebel.engie.com)

developed by Tractebel to quantify the synergies for all types of projects, and to identify the optimal operating conditions to maximize these benefits. This article presents the principle of hybridization and the functionalities of the HyPV tool. Examples of results are presented for the hybridization of the Kainji power plant in Nigeria. The conditions for maximizing these synergies are presented at the end of the document.

## 1 Introduction

Face aux exigences de lutte contre le changement climatique, les énergies renouvelables se présentent comme une solution efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Cependant l'injection massive de productions d'énergies renouvelables intermittentes sur le réseau peut poser des problèmes d'équilibre entre production et consommation d'énergie. Le stockage est une solution au problème de l'intermittence ; néanmoins il est encore aujourd'hui difficile et onéreux de stocker l'électricité à grande échelle et sur de longues périodes avec des batteries chimiques conventionnelles.

L'utilisation d'ouvrages hydroélectriques à réservoir comme moyen virtuel de stockage et de lissage de l'électricité photovoltaïque peut être une solution pertinente pour augmenter le taux de pénétration solaire sur les réseaux électriques. En effet l'énergie hydroélectrique est une des rares productions d'énergies renouvelables stockables et rapidement mobilisables.

Par ailleurs, le couplage d'une centrale solaire photovoltaïque (PV) à une centrale hydroélectrique aurait comme principal avantage de compenser la variabilité saisonnière de certains ouvrages hydrauliques, qui souffrent d'un déficit hydrique en saison sèche.

Cet article synthétise le travail de Tractebel relatif à la modélisation du couplage entre l'hydroélectricité et le solaire photovoltaïque afin de mettre en évidence et quantifier les synergies potentielles.

Les étapes suivantes ont été réalisées dans le cadre de ces études :

1. Identification de l'ensemble des synergies entre ces deux moyens de production d'énergie ;
2. Identification des conditions permettant de les maximiser ;
3. Réalisation d'un outil numérique de couplage solaire/hydroélectricité permettant de quantifier ces synergies (augmentation de la production hydroélectrique, de la puissance garantie, impact économique) et d'identifier le dimensionnement optimal de la centrale solaire.

## 2 Périmètre de l'étude

L'étude s'est concentrée sur l'hybridation entre une centrale solaire et un ouvrage hydroélectrique existant avec un unique point d'injection sur le réseau électrique national (même sous-station électrique) et pilotée par un système SCADA commun. Un opérateur unique a été considéré pour la gestion de la centrale hybride PV/hydroélectrique. Cette configuration permet de maximiser les synergies entre les deux actifs de production d'énergie.

Le niveau de synergies entre le solaire et l'hydroélectricité dépend du type d'ouvrage hydroélectrique concerné par le couplage. Les études menées ont permis de conclure que les barrages réservoirs et les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) permettent de les maximiser. En effet ce type de centrales hydrauliques possèdent des capacités de stockage d'eau importantes, qui sont turbinées au gré des besoins de la production électrique. Elles sont particulièrement pertinentes pour ajuster l'équilibre des réseaux électriques.

Dans le cas d'ouvrages au fil de l'eau, où une portion d'un cours d'eau est dérivée, la production électrique est étroitement liée au débit instantané de la ressource hydrique. Il n'y a pas de réservoir de stockage, limitant ainsi l'intérêt du couplage.

Dans un premier temps, l'étude s'est concentrée sur les synergies entre le solaire et les barrages réservoirs de forte capacité (puissances > 20 MW et taille de réservoir importante par rapport au débit annuel) : l'étude du couplage entre le solaire PV et les STEP fera l'objet d'une étude ultérieure.

L'intérêt d'une hybridation entre le solaire PV et l'hydroélectricité a été évalué d'un point de vue technique et économique. Les aspects contractuels et les règles de priorité sur le réseau, bien que pouvant impacter de manière forte le niveau de synergies, ne sont pas abordés au sein de cette étude. De la même manière, les aspects environnementaux liés aux variations de débits restitués ne sont pas abordés.

### 3 Description du couplage

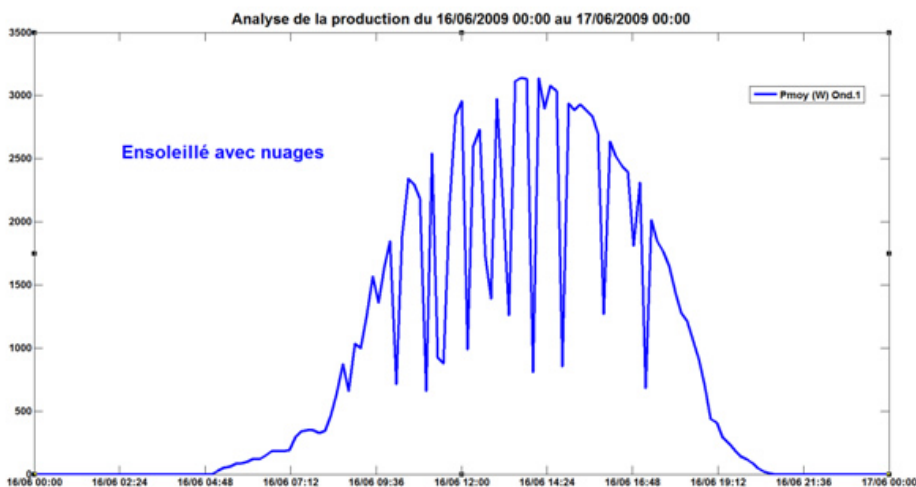
Le concept de couplage tel qu'étudié repose sur la capacité des deux centrales à fonctionner de manière hybridée pour répondre à une demande de production commune provenant du réseau, tout en optimisant leur fonctionnement afin de maximiser leur rendement.

Le fonctionnement envisagé de la centrale hybride peut être synthétisé comme suit :

- En fonctionnement normal et pendant les périodes d'ensoleillement, la puissance générée par la centrale PV sera directement et totalement injectée sur le réseau (hypothèse de priorité à l'injection solaire), répondant à une partie de la demande de production. Le complément sera alors produit par la centrale hydroélectrique ;
- Lorsque la hauteur d'eau du réservoir est proche de son maximum, le mode de gestion de la centrale hybride diffère : la production hydroélectrique devient prioritaire et est maximale afin de limiter les déversés. Si besoin la production solaire peut être écartée par les onduleurs solaires afin de respecter la consigne de production provenant du réseau.

#### Avantage 1 – lissage de la production solaire intermittente

Lors de variations importantes de l'irradiation solaire, la centrale hydroélectrique peut être utilisée pour lisser la production PV, dans la limite de la puissance installée (le passage de nuages peut impliquer des chutes de production de 80 % en quelques minutes).



**Fig. 1.** Profil de puissance générée par des modules PV lors d'une journée ensoleillée avec présence de nuages [1].

La faisabilité de cette compensation repose sur la flexibilité et les caractéristiques intrinsèques des centrales hydroélectriques : elles possèdent une grande réactivité et ont la capacité de moduler leurs productions de manière fine [2] :

- temps de démarrage rapide (environ 60 secondes) ;
- large plage de fonctionnement en débit : de 10 à 100 % pour une turbine Pelton, de 30 à 100 % pour une Kaplan et de 40 à 100 % pour une turbine Francis ;
- rapidité de variation de la charge (entre 40 et 120 secondes).

Ces propriétés confèrent d'ailleurs aux centrales hydroélectriques un rôle essentiel dans la régulation des réseaux en soutien des groupes thermiques classiques ou nucléaires lors des pointes de consommation.

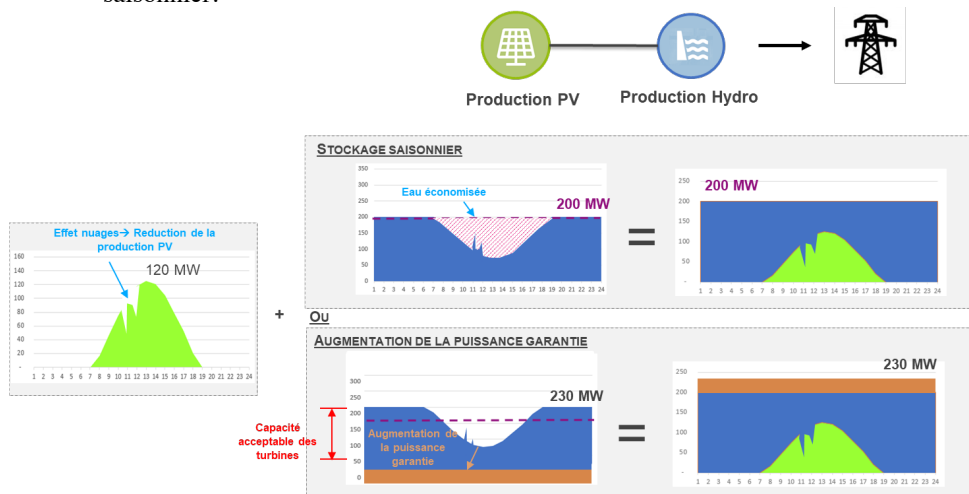
Le couplage opérationnel d'une centrale solaire et d'un barrage hydroélectrique impliquera la nécessité de mettre en place un système de prévision de l'énergie solaire, permettant une prévision à court-terme (inférieure à 30 minutes) des conditions météorologiques (irradiation, passage nuageux). L'enjeu est de permettre une gestion fine des ressources afin d'optimiser leur productible et de pouvoir optimiser l'utilisation des turbines en anticipant leur fonctionnement.

### Avantage 2 – Stockage journalier et saisonnier

L'apport photovoltaïque permet également à la centrale hydroélectrique de réduire le débit d'eau turbiné à puissance d'injection égale. Le réservoir devient ainsi une batterie « virtuelle » dans laquelle l'eau est économisée grâce à la production solaire.

Ce volume d'eau sera turbiné à un moment ultérieur ; l'énergie correspondante sera disponible et mobilisable suivant les caractéristiques de l'usine hydroélectrique. En fonction des besoins, des logiques de stockage journalier et/ou saisonnier pourront être envisagées :

- Journalier si le tarif de revente le soir est avantageux et si les logiques de dispatch le permettent : à la fin de la journée le même volume d'eau pourra être turbiné en optimisant la rémunération associée.
- Saisonnier afin de limiter la baisse du niveau du réservoir en saison sèche ou d'augmenter la puissance garantie tout au long de l'année. Un schéma de fonctionnement simplifié est présenté en Fig. 2. On y voit le lissage de la production solaire intermittente et les deux types de synergies réalisables à l'aide d'un stockage saisonnier.



**Fig. 2.** Gestion couplée des centrales hydroélectrique (en bleu) et photovoltaïque (en vert).

Il est intéressant de noter que l'eau économisée grâce au solaire peut également être utilisée pour maximiser l'irrigation dans le cadre d'un ouvrage hydroélectrique à usages multiples.

## 4 Outil numérique de modélisation

Aucun logiciel de simulation déjà existant sur le marché ne semble optimal pour modéliser de manière fine ce couplage, à moins de nécessiter des développements spécifiques complémentaires.

Un outil Excel /VBA « HyPV » a donc été développé dans le cadre de cette étude, afin de mieux comprendre les paramètres de variation de ces synergies, de les quantifier, et d'identifier les conditions permettant de les maximiser.

L'enjeu de cette modélisation a été dans un premier temps de simuler le comportement d'une centrale hydroélectrique et d'une centrale photovoltaïque non couplées ; puis dans un second temps de simuler le comportement d'une centrale hybridée. Cela permet de comparer *in fine* les deux modèles afin d'identifier et quantifier les synergies.

Le barrage de Kainji a été étudié dans le cadre du développement de cet outil. Cette usine de 760 MW est située au Nigéria, sur le fleuve Niger. C'est un barrage en digue de terre et béton. La retenue créée (le lac Kainji) a une superficie de 1 300 km<sup>2</sup>. Le volume total de son réservoir est de 15 000 m<sup>3</sup> pour une altitude variant de 128 à 144 m (soit 16 m de haut).

### 4.1 Hypothèses

Les hypothèses suivantes ont été considérées pour la simulation du modèle hydraulique :

- Le critère de puissance garantie est fixé à 95 % des jours. On utilise pour cela des mesures statistiques : la valeur du 0,95-quantile ou 95-centile est telle que 95 % des observations se trouvent en-dessous de cette valeur et 5 % se trouvent au-dessus.
- Les pertes d'eau par infiltration sont négligées.
- La puissance PV est inférieure à celle de l'ouvrage l'hydroélectrique. En effet, si la production PV présente un creux de puissance supérieur à la capacité hydraulique, l'hydroélectricité ne pourra pas le compenser.
- Équipements mécaniques : le rendement des turbines varie en fonction de la hauteur de chute et du débit turbiné. Il est de procédure classique, lorsque l'on n'a pas accès aux données précises des turbines, de faire varier leur rendement en fonction du débit uniquement. Ainsi ce modèle incorpore la possibilité de distinguer des turbines Kaplan ou Francis (modèles les plus communs). Si la centrale présente plusieurs turbines, celles-ci sont étagées de manière à maximiser le rendement sur une plage maximale de débit.

### 4.2 Modélisation

Ce paragraphe a pour but d'explicitier le développement de l'outil numérique, les modélisations effectuées, le traitement des données et les calculs menés.

#### 4.2.1 Pas de temps

Le pas de temps du modèle peut être journalier ou horaire, en fonction du besoin de rapidité des calculs.

La version horaire permet d'obtenir un résultat plus précis tenant compte des variations de la production solaire et modélisant l'apport hydroélectrique pour lisser cette intermittence,

en considérant un temps de réponse des turbines inférieure à cinq (5) minutes, de leur démarrage au point de fonctionnement souhaité.

#### 4.2.2 Données d'entrée

Pour les calculs un certain nombre de données sont nécessaires :

- La loi HSV (hauteur surface volume du réservoir)
- NME (Niveau Minimum d'Exploitation) : niveau en dessous duquel l'exploitant ne turbinera pas, soit à cause de contraintes techniques dues aux turbines (chute nette minimum, débit maximum...), soit pour la recherche d'une exploitation optimale (notamment pour les grandes retenues, longues à remplir ;
- RN (Retenue Normale) : niveau d'eau maximum dans la retenue en fonctionnement normal (au-delà de cette cote l'eau est déversée, via l'évacuateur de crue) ;
- Cote aval : la hauteur du bassin aval varie en fonction du débit d'eau turbiné ;
- Pour une étude de régularisations les valeurs des chroniques d'exploitations telles que la hauteur d'eau, puissance électrique, débit intrant, pluie, évaporation, débit turbiné etc. sont particulièrement importantes. Néanmoins pour une étude de potentiel en maximisation de la production électrique et de la puissance garantie seules les chroniques de débit entrant, pluie et évaporation sont nécessaires. L'obtention des autres valeurs est tout de même recommandée.

#### 4.2.3 Modélisation de la centrale hydroélectrique

La modélisation mathématique d'un ouvrage hydroélectrique est décrite par les principales équations suivantes :

- La puissance hydraulique disponible (en W) :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (1)$$

- La puissance électrique de sortie (en W) :

$$P_e = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (2)$$

Où :  $\eta$  est le rendement de l'installation,  $\rho$  est la masse volumique de l'eau (en  $kg/m^3$ ),  $g$  l'accélération de la pesanteur,  $Q$  le débit (en  $m^3/s$ ),  $H$  la hauteur de chute (en m).

- Le rendement de l'installation :

$$\eta = \eta_1 * \eta_2 * \eta_3 * \eta_4 \quad (3)$$

**Tableau 1:** Rendement d'une installation hydroélectrique [2].

$\eta_i$	Équipement concerné	Plage de valeur
$\eta_1$	Chemin d'eau	[0.90 ; 0.99]
$\eta_2$	Turbines	[0.88 ; 0.95]
$\eta_3$	Générateur	[0.96 ; 0.985]
$\eta_4$	Transformateur	[0.98 ; 0.99]

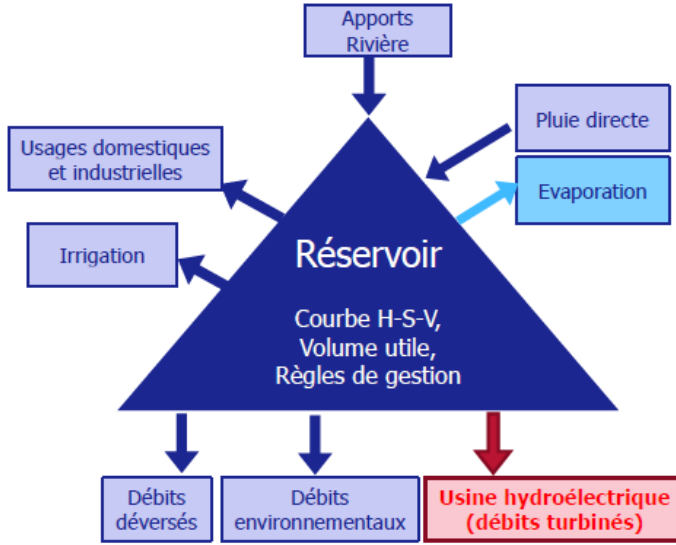
Le rendement global de l'installation est donc compris entre 0.75 et 0.92.

- Le bilan hydrique, qui permet de calculer à chaque instant la valeur du volume contenu dans le réservoir :

$$V_{t+1} = V_t + V_{in} - V_{out} \tag{4}$$

La

Fig. 3 permet d'identifier quels sont les principaux volumes à considérer.



**Fig. 3.** Schéma de fonctionnement d'un réservoir.

Un algorithme de gestion simplifiée des débits turbinés a été intégré au modèle, tenant compte du bilan hydrique, des contraintes liées aux caractéristiques du réservoir (NME, RN), et de l'objectif de maximisation de la production électrique et de la puissance garantie. Le profil de demande de production électrique provenant du réseau est une donnée saisie par l'utilisateur.

simulation de la centrale hydro-électrique seule													E_hydro_tot GWh/an
actualiser													
date	V_in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Demande MW	pluie mm	V_evap 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	V_turb 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	V_res 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	S km <sup>2</sup>	H m	déversé 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	P MW	P 2nd MW	P_tot MW	
			240			10 500,0	138,0	140					345,5
10/03/1967	90	240,0	0,0	1,3	61,6	11 750,0	144,0	141,0		240,0	105,5		2878
11/03/1967	87	240,0	0,0	1,4	61,6	11 750,0	144,0	141,0		240,0	94,4		334,4
12/03/1967	84	240,0	0,0	1,0	61,6	11 750,0	144,0	141,0		240,0	82,5		322,5
13/03/1967	80	240,0	0,0	1,3	61,6	11 750,0	144,0	141,0		240,0	67,8		307,8
14/03/1967	78	240,0	0,0	1,5	61,6	11 750,0	144,0	141,0		240,0	57,1		297,1
15/03/1967	74	240,0	0,0	1,4	61,6	11 750,0	144,0	141,0		240,0	43,9		283,9
16/03/1967	71	240,0	0,0	1,3	61,6	11 750,0	144,0	141,0		240,0	32,6		272,6
17/03/1967	68	240,0	0,0	1,3	61,6	11 750,0	144,0	141,0		240,0	20,8		260,8
18/03/1967	65	240,0	0,0	1,3	61,6	11 750,0	144,0	141,0		240,0	8,9		248,9
19/03/1967	63	240,0	0,0	1,5	61,6	11 749,5	144,0	141,0		240,0			240,0
20/03/1967	60	240,0	0,0	1,2	61,6	11 746,3	144,0	141,0		240,0			240,0
21/03/1967	57	240,0	0,0	1,3	61,6	11 740,4	144,0	141,0		240,0			240,0
22/03/1967	55	240,0	0,0	1,2	61,6	11 732,9	143,9	141,0		240,0			240,0
23/03/1967	54	240,0	0,0	1,4	61,6	11 724,3	143,9	141,0		240,0			240,0
24/03/1967	53	240,0	0,0	1,2	61,6	11 714,2	143,8	141,0		240,0			240,0
25/03/1967	51	240,0	0,0	1,5	61,6	11 701,6	143,8	141,0		240,0			240,0
26/03/1967	48	240,0	0,0	1,6	61,7	11 685,9	143,7	140,9		240,0			240,0
27/03/1967	46	240,0	0,0	1,5	61,7	11 668,9	143,6	140,9		240,0			240,0

**Fig. 4.** Résultats de l'outil de simulation HyPV - modélisation d'une centrale hydroélectrique.

Les résultats de la simulation permettent d'obtenir la hauteur d'eau de la retenue, la puissance garantie et le productible pour toute la durée de la simulation.

#### 4.2.4 Modélisation du photovoltaïque

La méthodologie suivante a été utilisée pour modéliser le solaire photovoltaïque :

- Modélisation d'une centrale au sol et d'une centrale solaire flottante, utilisant des technologies d'équipements matures (monocristallin, onduleurs centraux, trackers pour les centrales au sol) ;
- Utilisation en première approche des données météorologiques issus des banques de données de la Nasa et de Meteonorm.
- Calcul du productible réalisé grâce au logiciel PVSyst. Ce logiciel permet d'extraire de la simulation les valeurs horaires de production solaire pour une année ;
- Dégradation du productible solaire annuel de -0,5 %/an (hypothèse) ;
- Dans le cas d'une centrale solaire flottante :
  - Un ratio de 0,06 kWc/m<sup>2</sup> a été considéré au sein de l'étude, afin de calculer la surface de la centrale solaire et ainsi estimer l'impact sur l'évaporation ;
  - Un gain de productible de 3 % par rapport à une installation au sol a été considéré, grâce au refroidissement des modules situés à proximité de l'eau (source : étude interne Tractebel).

En donnée d'entrée la capacité de la centrale solaire à modéliser doit être indiquée par l'utilisateur. En première approximation, on peut considérer une centrale PV de puissance (MWc) identique à la puissance installée de la centrale hydroélectrique (MW). L'optimisation sera ensuite déterminée en fonction des caractéristiques de l'aménagement hydroélectrique (volume, puissance...) et du type de demande du gestionnaire de réseau (base, pointe). L'outil HyPV permet d'étudier différents scénarios pour choisir la configuration optimale.

#### 4.2.5 Couplage

Pour modéliser le couplage des deux types de production d'énergie, la production photovoltaïque a été incorporée au modèle algorithmique de la partie hydroélectrique. L'objectif principal est de permettre à leurs productibles combinés de répondre à la demande électrique imposée par le réseau tout en permettant un stockage journalier et/ou saisonnier.

La production solaire a donc été modélisée comme une ressource hydraulique supplémentaire équivalente. On retranche alors la production photovoltaïque à la demande électrique pour obtenir la puissance à fournir par la centrale hydroélectrique. Dans le modèle couplé la puissance demandée s'exprime ainsi par :

$$P_{hydro} = P_{demande\ électrique} - P_{pv} \quad (5)$$

Au sein du modèle, lorsque la hauteur d'eau du réservoir atteint un seuil prédéfini, la production hydroélectrique est maximale et ne dépend plus du solaire. Cela permet de limiter les déversés. La production solaire est alors écrêtée par les onduleurs solaires afin de respecter la consigne de production provenant du réseau.

Il est important de noter que le ratio de puissance solaire/hydroélectricité est un paramètre important : si la puissance solaire est trop faible les synergies seront limitées. Dans le cas contraire et en fonction des caractéristiques du barrage et des apports hydriques, une puissance solaire trop importante limiterait les synergies :

- Risque d'écrêtage de la puissance PV injectée pour limiter les déversés, augmentant le coût de production PV annuel ;



- Impossibilité de lisser la production solaire grâce à l’ouvrage hydroélectrique.

L’outil HyPV permet cette modélisation et cette recherche de l’optimisation.

Un modèle économique simplifié a également été intégré au sein de l’outil HyPV afin de donner un ordre de grandeur des gains économiques attendus. Une modélisation au pas horaire prend tout son sens dans le cas de tarifications horaires différentes.

### 4.3 Résultats

Ce paragraphe a pour objectif de présenter des exemples de résultats obtenus grâce aux différentes simulations pour le barrage de Kainji.

Pour ce cas particulier, il a été possible de constater un gain moyen annuel de production hydroélectrique d’environ 4 % dans le cas d’un couplage avec une centrale solaire de 600 MWc (durée de la simulation : 30 ans).

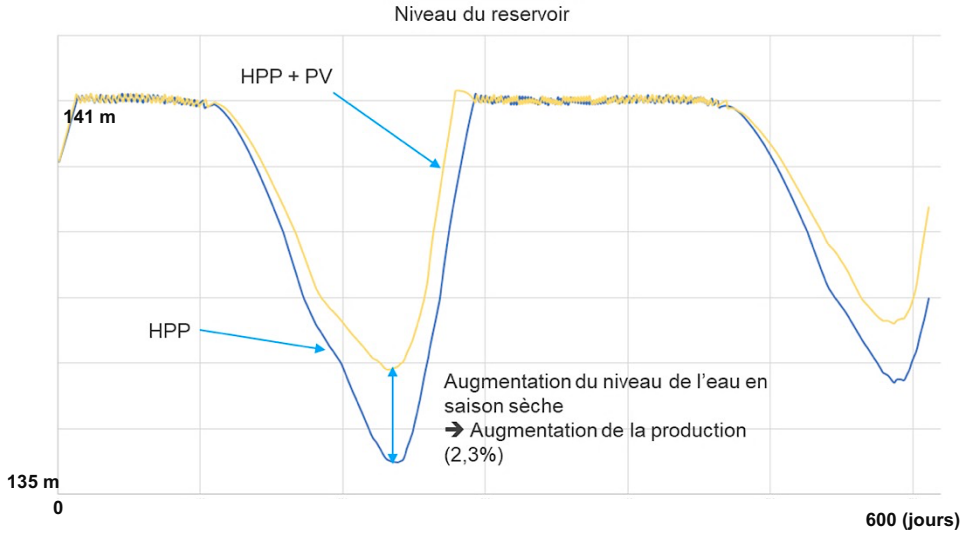
**Tableau 2.** Exemple de résultats – présentation du gain obtenu grâce au couplage (barrage de Kainji, cas optimisé pour une centrale PV de 600 MWc).

	Production hydroélectrique (GWh/an)
Modèle non couplé	2 877,7
Modèle couplé	2 989,5

**Gain** **3,9%**

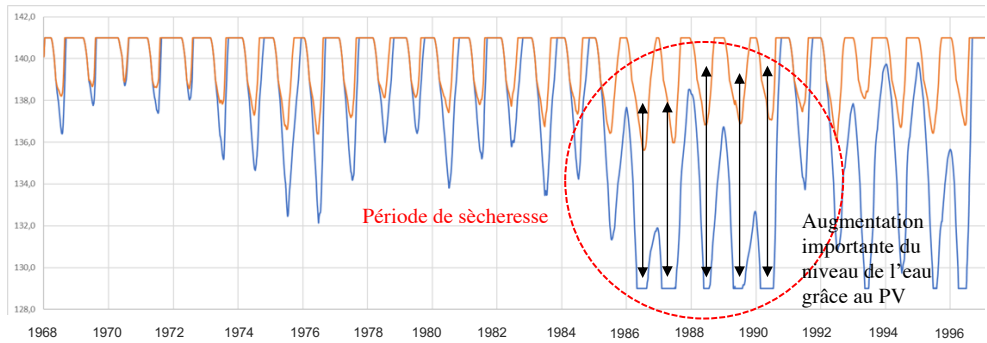
Une représentation graphique du comportement des modèles non-couplés et couplés permet de se représenter les synergies et de mieux comprendre les mécanismes en place et l’origine physique des synergies.

Dans le cas de Kainji, le couplage de la centrale hydroélectrique avec du solaire PV permet de réduire l’impact de la saison sèche en augmentant le niveau de l’eau au sein du réservoir. Dans l’exemple présenté ci-dessous, cela engendre une augmentation de la production hydroélectrique de l’ordre de 2,3 % sur l’année considérée.



**Fig. 5.** Exemple de graphique représentant la hauteur d'eau du réservoir au cours de 2 années de chronique. En jaune : modèle couplé, en bleu : modèle non couplé (barrage de Kainji).

En étudiant les chroniques sur une durée de 30 ans, les synergies entre le solaire et l'hydraulique semblent être d'autant plus importantes lors d'effets saisonniers marqués, et notamment lors d'importantes périodes de sécheresse.



**Fig. 6.** Hauteur d'eau du réservoir au cours des 30 premières années de chronique. En jaune : modèle couplé, en bleu : modèle non couplé (barrage de Kainji).

En fonction des ouvrages hydroélectriques étudiés et des paramètres de simulation, un gain en productible de l'ordre de quelques pourcents (jusqu'à 5 %) est envisageable dans le cas d'un projet d'hybridation avec une centrale solaire photovoltaïque.

## 5 Synthèse des synergies

Grâce à l'outil HyPV les synergies ont pu être identifiées. Elles sont synthétisées au sein du tableau suivant.

<b>Avantages pour le solaire PV</b>	<b>Avantages pour l'hydro</b>	<b>Avantage pour le gestionnaire de réseau</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminution du montant de l'investissement (environ 5 %) : mutualisation des équipements d'interconnexion au réseau (sous-station électrique), mutualisation des routes d'accès et de la ligne HT d'interconnexion au réseau national.</li> <li>- Lissage de la production solaire grâce à l'ouvrage hydroélectrique</li> </ul> <p><i>Dans le cas d'une centrale solaire flottante :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmentation du productible grâce à la proximité avec l'eau du réservoir (de l'ordre de 3 % d'après les calculs de Tractebel)</li> <li>- Facilité d'obtention de la surface d'implantation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmentation de la production hydroélectrique annuelle : amélioration du rendement énergétique grâce à une optimisation des conditions de turbinage (hauteur de chute)</li> <li>- Meilleure disponibilité de la ressource hydrique en saison sèche</li> <li>- Dans le cas de variation de tarifs de rachat en journée et en saison sèche, augmentation du tarif moyen de rachat de l'électricité hydroélectrique (sous réserve des règles de dispatch et des conditions contractuelles et tarifaires).</li> <li>- Valorisation du foncier.</li> </ul> <p><i>Dans le cas d'une centrale solaire flottante :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminution des pertes par évaporation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimisation de l'utilisation des lignes HTB existantes.</li> <li>- Peut exiger une puissance garantie plus importante (règles d'exploitation à adapter)</li> </ul>

## 6 Conditions bénéfiques aux synergies

Les synergies entre le solaire et l'hydroélectricité sont maximales pour les conditions suivantes :

- Réservoir avec de fortes variations saisonnières du niveau de l'eau : La production d'énergie hydroélectrique est proportionnelle à la hauteur de chute ; ainsi pour un même volume d'eau la quantité d'énergie produite sera plus faible à niveau bas qu'à niveau haut. Grâce aux synergies avec le solaire photovoltaïque, il est possible de limiter la baisse du niveau du réservoir. Cette variation saisonnière a un impact plus ou moins fort en fonction des topologies d'aménagements. Ainsi, typiquement, pour un aménagement doté d'un réservoir encaissé (fortes variations saisonnières du niveau) ou d'une usine en pied de barrage (variations de niveau du réservoir proportionnellement importantes par rapport à la chute vue de l'usine), les conditions sont favorables aux synergies et à une optimisation de l'utilisation de l'eau ;
- Problématique d'évaporation importante de l'ouvrage hydroélectrique ;
- Irradiation importante et complémentarité des ressources (source : A.Beluco [3]) ;
- Effets saisonniers marqués ;
- Variation saisonnière des tarifs de rachats de l'électricité produite (maximisation en saison sèche) ;

- Possibilité d'interconnecter facilement la centrale solaire à la sous-station de l'usine hydroélectrique ;
- Mise en place d'une centrale solaire flottante (réduction de l'évaporation) ;
- Dimensionnement optimal de la centrale solaire par rapport aux caractéristiques de l'ouvrage hydroélectrique.

## 7 Conclusion

L'étude du couplage entre le solaire PV et l'hydroélectricité, objet de cet article, permet de conclure qu'il est techniquement possible de permettre aux barrages hydroélectriques de fonctionner comme des « batteries virtuelles », grâce notamment à leur capacité à stocker la ressource hydrique. La production hydroélectrique permet de compenser la variabilité de la production solaire. A l'échelle d'un pays, cette solution de couplage permet d'augmenter le taux de pénétration solaire dans le réseau électrique existant.

À l'échelle de l'ouvrage hydroélectrique, ce couplage permet une augmentation de la puissance garantie ou de la production électrique injectée sur le réseau, et une meilleure disponibilité de la ressource hydraulique en saison sèche.

Outre ces synergies opérationnelles, la mutualisation des équipements électriques et des routes d'accès est un moyen de faire diminuer de manière significative les coûts de développement d'une centrale solaire (de l'ordre de 5 % environ). L'utilisation de terrains connexes appartenant à l'exploitant de l'ouvrage hydroélectrique permet également une diminution du montant de l'investissement nécessaire à la mise en place de la centrale solaire.

L'outil HyPV développé par Tractebel a permis d'identifier l'ensemble des synergies entre le solaire et l'hydroélectrique, ainsi que les conditions bénéfiques à leur couplage : le profil et la complémentarité des ressources hydriques et solaires, les caractéristiques de l'ouvrage hydroélectrique (type, forme du réservoir), le type de centrale solaire et les tarifs de rachat de l'électricité produite font partie des critères impactant. Il permet de trouver le dimensionnement optimal de la centrale solaire à coupler à l'ouvrage hydroélectrique.

Cet outil permet également de quantifier les synergies, pour n'importe quel barrage réservoir existant. Les résultats des calculs permettent de conclure que l'on peut espérer un gain en productible de l'ordre de quelques pourcents (jusqu'à 5 % pour les simulations relatives à la centrale de Kainij), dans le cadre de conditions contractuelles et de dispatch favorables. Le photovoltaïque permet de choisir d'obtenir une centrale hybride fournissant une puissance garantie supérieure à la centrale hydroélectrique seule (>10 % dans le cas de notre exemple).

L'outil HyPV peut être utilisé en phase de conception préliminaire, afin d'estimer la capacité optimale de la centrale solaire PV à coupler à un ouvrage hydroélectrique existant et orienter le mode de gestion des deux actifs hybridés. Les règles spécifiques de dispatch et les conditions contractuelles et tarifaires devront être considérées lors de chaque étude de couplage ; ces facteurs pouvant impacter de manière forte les synergies. Actuellement cet outil est utilisé sur un projet de couplage PV/hydro au Kenya.

L'outil HyPV pourra également être utilisé dans un contexte d'ouvrage neuf. Ce couplage sera particulièrement intéressant dans le cas d'ouvrages hydroélectriques présentant de forts impacts environnementaux et sociaux : l'ajout d'une centrale solaire permettrait de limiter la capacité de la centrale hydraulique. L'outil pourra être utilisé pour optimiser le dimensionnement de la centrale hybride.

## References

1. Smartgrids-CRE
2. Tractebel Engineering (B.Chanzy, C. Daux, M. Demirdache, T. Durand, S. Lopez), ingénierie des barrages et aménagements hydroelectriques, vol. Génération hydroélectrique, 2010, p. 197 (2010)
3. A. Beluco, Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamento hibridops baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica (Porto Alegre – Brasil) (2001)