

Centrales hybrides : une solution d'avenir ?

Publié le 19 décembre 2017 à 11h10

Par Julien Wagner



Inexistants il y a deux ans, ces sites, appelés Centrales hybrides, sont appelés à se multiplier, mais les bailleurs de fonds hésitent encore à les financer.

DANS CE DOSSIER



Voir le sommaire c...

Les énergies renouvelables ont-elles droit de cité sur le continent ?

Hydraulique : la Guinée souhaite exploiter pleinement son potentiel

Solaire : le kényan M-Kopa veut offrir plus que de l'électricité

«Le

développement des centrales hybrides en Afrique est à la fois embryonnaire et à très fort potentiel. » Jean-Jacques Ngono, associé principal chez Finergreen, un cabinet de conseil financier spécialisé dans les projets d'énergies renouvelables (ENR), a tout dit... ou presque. [L'attrait naissant pour ces infrastructures qui couplent sources d'énergie « classique », fossile ou hydraulique, aux énergies renouvelables pourrait bien venir révolutionner le marché d'ici à « trois ans »](#). C'est que cette solution permet à la fois de réduire l'empreinte environnementale des centrales, d'économiser des énergies fossiles et de diminuer les coûts, tout en palliant l'un des principaux défauts des installations ENR : la variation du débit.

A l'heure actuelle, il n'en existe que quelques-unes de ce type sur le continent. [Le cas le plus emblématique est certainement celui d'Ain Beni Mathar, au Maroc](#), centrale thermo-solaire (452 MW pour le gaz, 20 MW-crête pour le photovoltaïque, sa puissance maximale) mise en service en 2010. Mais d'autres ont également vu le jour ces dernières années, souvent de taille beaucoup plus modeste, comme en Égypte, sur le site de Kuraymat (140 MW au total), en Mauritanie avec la centrale thermosolaire de Kiffa (5 MW et 1,3 MWh), [au](#)

Sénégal, en Tanzanie, au Mali ou au Burkina Faso, à travers de mini-réseaux hybrides.

Bouleversement hybride

« On a senti une véritable accélération de ces projets à partir de la chute des cours du pétrole puis de la COP21 », observe Thierry Barbaut, responsable digital de l'Agence Micro Projets, qui développe des projets d'énergies renouvelables en Afrique. « Parmi les initiatives soumises aux grands bailleurs internationaux actuellement, près de 50 % sont des projets hybrides. C'est l'avenir. »

D'autant plus que les nouvelles centrales ne constituent pas l'unique débouché. L'hybridation pourrait aussi bientôt venir bouleverser les centrales existantes. Le 27 novembre dernier, l'entreprise française Eren Renewable Energy (Eren RE) a annoncé avoir bouclé un financement de 16,5 millions de dollars (13,9 millions d'euros) pour un projet d'installation de panneaux photovoltaïques au Burkina Faso. A priori, rien de révolutionnaire. Sauf qu'au même endroit existe déjà une centrale au fioul de 40 MW qui alimente la mine d'or d'Essakane, exploitée par l'industriel IAMGold.

« Il existe des dizaines d'unités sur le continent qui peuvent être hybridées » selon Christophe Fleurence, vice-président d'Eren RE

La production solaire ne va pas venir en supplément mais en compensation. L'industriel n'a pas besoin de plus d'énergie. Il a simplement jugé que, compte tenu de la

baisse du coût du photovoltaïque (-85 % sur les dix dernières années) et de l'économie de carburant générée (près de 6 millions de litres de fioul par an), le jeu en valait la chandelle.

Un exemple tout à fait reproductible selon Christophe Fleurence, vice-président d'Eren RE chargé du développement commercial en Afrique : « Il existe des dizaines d'unités sur le continent qui peuvent être hybridées. Particulièrement des centrales au fioul. » En effet, celles-ci sont suffisamment « flexibles » pour être candidates, c'est-à-dire capables d'être aisément arrêtées et rallumées pour passer d'une énergie à une autre, contrairement aux centrales à charbon par exemple.

1,5 hectare par MW

Des contraintes physiques peuvent malgré tout empêcher ce déploiement. Notamment « l'espace disponible autour des sites de production, fait remarquer Christophe Fleurence. Pour le solaire, il faut même compter 1,5 hectare par MW ». L'espérance de vie entre également en ligne de compte.

« Une centrale au fioul avec une durée de vie de moins de quinze ans ne disposerait pas du temps nécessaire pour amortir l'investissement », calcule Jean-Jacques Ngono. « Et encore, on peut très bien imaginer qu'il soit rentable de réhabiliter une centrale au fioul pour allonger sa durée d'activité et d'y adjoindre une installation ENR », veut croire Christophe Fleurence.

Législation et financement

Mais, si ces solutions n'ont pas déjà envahi le continent, c'est qu'il existe aussi des contraintes « légales et/ou de financement, selon Jean-Jacques Ngono. Un industriel qui souhaiterait hybrider sa centrale n'est pas toujours en droit de le

faire. La législation du pays où il est installé n'a pas forcément prévu de tels cas de figure, notamment la revente des surplus de production au niveau national. »

Autre point de friction possible : les prêts. « Du point de vue du financement, les projets d'hybridation sont souvent d'assez petite taille et dépassent rarement les 10 millions d'euros. Ils n'intéressent donc pas les grandes banques de développement. De l'autre côté, les structures bancaires locales n'ont ni encore l'expérience ni les outils pour financer de tels projets sur le long terme. »

Les secteurs des mines et du ciment, particulièrement énergivores, se penchent de plus en plus sur la question

Malgré cela, le conseiller financier reste très confiant, en particulier pour ce qui concerne l'industrie : « Il y a un vrai potentiel. En Afrique, en dehors

des villes, il est difficile d'accéder à l'électricité. Les industriels sont à la recherche de solutions "off grid" [hors réseaux] et rentables puisqu'ils sont souvent obligés de créer leur propre source d'énergie. » Et sachant qu'ils pourraient « réduire leur facture d'énergie de 10 à 30 % suivant les durées de contrat et les cours du pétrole », d'après Christophe Fleurence, leur prudence pourrait rapidement disparaître.

Les secteurs des mines et du ciment, particulièrement énergivores, se penchent de plus en plus sur la question. Un groupe comme le cimentier Dangote est par exemple le premier producteur d'énergie privé du Nigeria. Au Sénégal, le groupe Lafarge produit de l'électricité et revend même à l'État. Le rapport de l'Africa-EU Renewable Energy Cooperation Programme (RECP) comptabilisait, en 2016, pas moins de 2 GW d'hybridation possible pour le seul Nigeria. Vertigineux.

Ces projets ont connu une accélération depuis la chute des cours du pétrole

Et les progrès technologiques ouvrent des perspectives inédites : « Il existe différents concepts de

centrale hybride à l'étude, s'enthousiasme Christophe Fleurence, comme coupler le solaire à l'hydraulique avec des panneaux photovoltaïques flottants installés sur la retenue d'eau des barrages. Surtout, l'avènement de batteries de stockage plus efficaces et plus économiques permettra bientôt de démultiplier le potentiel d'hybridation. » À l'entendre, l'avenir est tout vert.

Énergie renouvelables : de plus en plus de projets solaires

Parmi les énergies renouvelables (vent, soleil, biomasse, eau), le solaire rayonne. Selon le rapport 2017 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), en 2016, les capacités photovoltaïques mondiales ont augmenté de 50 %.

Le solaire « entre dans une nouvelle ère, devenant le leader incontesté de la croissance de la capacité de production mondiale d'énergie renouvelable », indique même l'agence. Une tendance que confirment les chiffres [sur le continent. Au Kenya, dont 25 % de l'électricité proviennent des ENR, le photovoltaïque représente 80 % de ces nouvelles sources d'énergie.](#)

En Afrique de l'Ouest, s'il existe un potentiel éolien intéressant comme au Cap-Vert, il demeure faible comparé au solaire, qui prend une part significative des

nouvelles installations et des projets d'hybridations. Il est ainsi très difficile de trouver des exemples de site de production hybride vent-fioul par exemple. On peut au moins citer un cas : en Mauritanie, la centrale éolienne-diesel de Nouadhibou (sur la côte littorale nord), mise en service en 2013.