

## « Le solaire a vraiment tous les atouts, il faut simplement se réinventer sur l'intégration de ces électrons »

**Un essor massif du solaire peut perturber les réseaux électriques. Ces freins peuvent être levés en jouant sur la gestion, la conception des installations, la tarification et la régulation, explique Daniel Mugnier, expert auprès de l'AIE.**

**Actu Environnement : De plus en plus de pays atteignent, voire dépassent 10 % de photovoltaïque dans leur mix énergétique. En France, le solaire représente 3 à 4 % de la production d'électricité à l'échelle d'une année. À partir de quel moment le taux de pénétration du photovoltaïque peut-il commencer à être compliqué pour le réseau ?**

*Daniel Mugnier : Cela dépend du contexte de chaque pays, de la capacité d'interconnexions... D'après les travaux que nous avons menés, au sein de l'IEA PVPS, plus d'une dizaine de pays ont atteint un taux de pénétration du photovoltaïque de 10 % du mix énergétique à l'échelle du pays. Mais, si ce taux commence à poser des soucis, ce n'est que localement et des solutions techniques existent pour le gérer. Cela n'a pas ou très peu d'impact sur le plan national.*



**Daniel Mugnier**  
*Délégué solaire et innovation de Planair France et président du programme PVPS de l'AIE.*

Aux Pays-Bas, qui commencent à avoir un taux significatif de solaire (plus de 20 % selon les chiffres de 2023), la production photovoltaïque a entraîné des surtensions à l'échelle de certains quartiers urbains l'été dernier. Dans ces cas-là, l'infrastructure électrique a du mal à s'adapter car, très ponctuellement, la consommation n'est pas capable d'absorber la production photovoltaïque. Les Pays-Bas ont eu recours à des écrêtements, pour adapter la production solaire à la demande, mais économiquement, cette stratégie peut être compliquée à long terme si elle se généralise et concerne une quantité importante d'énergie. Ils ont donc décidé d'aller vers une évolution de tarification : l'autoconsommation, jusque-là gérée dans une logique de « net-metering » [compteur inversé] annuelle, c'est-à-dire qu'elle était comptabilisée à l'échelle de l'année, va désormais tendre vers un pas de temps beaucoup plus proche du réel.

Autre exemple dans la province d'Australie-Méridionale, qui est le laboratoire absolu de la pénétration du solaire à l'échelle d'une région ! Pendant quelques heures, certains jours, ce taux dépasse 100 % et le gestionnaire de réseau SAPN arrive à le gérer. Pour cela, l'écrêtage dynamique au niveau des onduleurs a été généralisé sur tous les nouveaux projets photovoltaïques. Ainsi, en contrepartie de quelques coupures dans l'année, qui représentent une très faible diminution de l'énergie produite utile, les producteurs solaires peuvent injecter massivement toute l'année. S'ils refusent, ils subissent un écrêtage statique qui limite toute l'année l'injection de leur production dans le réseau et se révèle être beaucoup plus pénalisant..

En France, il y a déjà une obligation d'installer un système de découplage lorsqu'on raccorde de grosses installations de production au réseau de transport, comme la très grosse centrale historique photovoltaïque de Cestas (Gironde) par exemple. C'est tout à fait pilotable par les gestionnaires de réseau, et c'est amené à se développer de plus en plus.

**AE : N'y a-t-il pas un risque pour le modèle économique des installations ? On voit d'ores et déjà sur le marché des prix très bas, voire négatifs aux heures de pic de production, avec la fameuse cloche solaire...**

*DM* : Nous sommes face à un paradoxe : le secteur est plus qu'exemplaire, puisqu'il a fortement baissé ses coûts mais, si on n'y prend pas gare, nous allons tous produire au même moment et ce que l'on va produire aura potentiellement moins de valeur que prévu ! Ça nous oblige à être vigilants sur notre production par rapport à la demande. Ce n'est pas un problème, c'est plutôt un défi qui nous oblige à y réfléchir pour éviter les à-coups dans les mécanismes de soutien ou la réglementation...

Je suis optimiste : on a une source de production de moins en moins chère, totalement modulable et entièrement prévisible. Nous avons vraiment tous les atouts, il faut simplement se réinventer sur l'intégration de ces électrons.

On va tendre petit à petit vers des solutions de production associées à des usages : ballons d'eau chaude, véhicules électriques... Ou orienter sans complexe les panneaux à l'est, à l'ouest, plutôt qu'à 30° plein sud. Le solaire bifacial vertical, avec une courbe de production « en chameau » et une moindre production au midi solaire, permet par exemple d'augmenter le taux d'autoconsommation dans les projets d'autoconsommation. Au sein de notre bureau d'études, nous travaillons beaucoup sur cette approche. Du côté de notre maison mère en Suisse, nous avons même essayé afin de lancer une solution innovante de clôture solaire en bois.

Ces solutions peuvent conduire à des productions diminuées dans l'absolu, mais qui seront plus intéressantes à valoriser. Progressivement, ce ne sont pas le coût ou le prix des installations photovoltaïques qui vont compter, mais la valeur de leur production.

**AE : Faut-il mettre en place des signaux économiques pour que ces solutions émergent plus vite ?**

*DM* : Les mécanismes d'encadrement seront de plus en plus sensibles à cette question. On a vu un premier signal faible autour de l'éventuelle évolution du tarif d'achat S21 en France. Ce tarif était nécessaire pour installer du volume, sans trop de levier sur l'optimisation de l'intégration dans les réseaux au-delà de favoriser une partie en autoconsommation. Mais cette remise en cause met en avant une question de fond : comment faire évoluer un mécanisme qui oriente vers d'autres manières de produire ? Faut-il rémunérer l'autoconsommation différemment avec, par exemple, une exigence progressive sur un taux minimum d'autoconsommation ? Encourager les PPA qui ne sont ni plus ni moins qu'une généralisation de l'autoconsommation collective à l'échelle nationale ? Réinventer et simplifier les mécanismes favorisant l'autoconsommation collective ?

L'évolution des heures creuses sur le midi solaire, telle que l'a récemment recommandé la Commission de régulation de l'énergie (CRE), peut faire bouger beaucoup de choses. Cela va lancer un signal fort aux industriels qui avaient, par exemple, mis en place une consommation d'électricité nocturne et, par conséquent, pour certains de la production industrielle la nuit. Cela peut aussi améliorer le modèle économique sur la recharge de véhicules électriques grâce au solaire qui, pour l'heure, s'est peu développée car il n'y avait pas de signaux économiques francs.

Nous avons identifié un cocktail d'actions à mettre en place au niveau des tarifs, de la régulation ou encore de la gestion technique. L'ensemble de ces solutions va permettre d'avoir des taux de pénétration très importants d'énergies renouvelables.



Propos recueillis par **Sophie Fabrégat**, journaliste  
Cheffe de rubrique énergie / agroécologie

Publié le 18/06/2024 – Actu Environnement