



Comment adapter le réseau afin d'accueillir cette production supplémentaire, tout en optimisant les investissements ?

«Aujourd'hui, la réglementation nous impose de réagir en "monotone de puissance", détaille Hubert Dupin. Cela permet de calculer la puissance maximale que le producteur sur le réseau est capable d'injecter puis d'adapter les infrastructures environnantes : augmenter le dimensionnement des câbles, des transformateurs, afin de pouvoir absorber cette production toute l'année. Toutefois cela coûte cher, non seulement au producteur, qui doit payer son raccordement (le câble qui le relie au réseau), mais aussi à la collectivité, car certains des ouvrages devant être modifiés servent à tout le monde et le coût est alors reporté sur l'ensemble des clients. Cela en vaut-il la peine alors que cette production maximale ne sera peut-être atteinte qu'une heure par an ? D'où l'idée d'utiliser nos outils de surveillance en temps réel du

réseau afin de développer des alternatives d'un meilleur rapport coût/efficacité pour la collectivité. C'est la finalité des flexibilités que nous mettons en place. »

#### **COUP D'ENVOI DE L'INDUSTRIALISATION**

Par exemple, l'Offre de Raccordement Alternative à puissance modulée (ORA) est particulièrement bien adaptée au caractère intermittent des productions EnR. «L'idée consiste à réfléchir en courbe

de charge qui correspond à la puissance produite ou consommée en fonction du temps, selon Jérôme Moiziard, ingénieur du département Flexibilités d'Enedis. Concrètement, en fonction de l'état du réseau, des prévisions météorologiques, de la consommation, nous allons anticiper, grâce à des méthodes stochastiques ou à base d'IA, les moments où l'apport d'un producteur EnR risque d'entraîner une surcharge du réseau, et lui demander de réduire sa production durant ces quelques heures.»

**Offrir des services  
d'un meilleur rapport coût/efficacité  
au bénéfice des collectivités.**

## « LE CHARGÉ DE CONDUITE, ACTEUR CLÉ DES FLEXIBILITÉS »

**L**a mise en musique des différentes flexibilités repose sur les Agences de Conduite, centres de supervision et de pilotage du réseau d'Enedis.

C'est de là qu'opère le chargé de conduite.

« Dans ce cadre, son rôle est de calculer et transmettre les limitations de production, explique Benoît Bouzigon, chef de projet au département Conduite d'Enedis. L'opérateur va déterminer quelles sont les contraintes prévues, comme des anomalies en tension ou intensité, qui souvent viennent de travaux ou d'installations défectueuses sur le réseau. »

Pour cela, le chargé de conduite s'appuie sur un calculateur de contraintes. Autrement dit, un algorithme nourrit, avec des prévisions de production et de consommation, la topologie du réseau à l'instant T, ainsi que les modifications déjà prévues, comme des travaux. Ensuite, il fait un calcul de répartition de flux, pour estimer celui-ci en tout point du réseau, et déterminer ainsi les contraintes en intensité (si les intensités maximales d'un transformateur ou d'un départ électrique sont dépassées, par exemple), ou en tension.

Mais ce calcul de contraintes s'est grandement complexifié avec l'arrivée des énergies d'origine renouvelable. Auparavant, le distributeur observait l'état de son réseau lorsqu'il faisait très froid : si tout le monde allume son chauffage électrique en même temps, il est facile de repérer les endroits du réseau susceptibles d'être sollicités au-delà de leur capacité. « Aujourd'hui, avec une production intermittente, la contrainte risque d'arriver à tout moment, constate



mégawatts. Nous avons donc besoin d'outils de prévision afin d'anticiper les problèmes, mais aussi d'outils en temps réel pour détecter ceux que nous n'aurions pas vus en prévisionnel. »

Une fois la contrainte détectée, le chargé de conduite cherche son origine. Lorsque le réseau est complet, sans travaux, cela vient souvent d'un producteur d'EnR. « Nous regardons alors sa prévision de production, reprend Benoît Bouzigon. Si elle est supérieure à ce qui est garanti, nous lui demandons de la baisser. »

L'objectif, bien entendu, est de minimiser l'ampleur de cette baisse, en intensité comme en durée. Car après tout, c'est de l'énergie renouvelable qui est perdue ! Il faut donc disposer d'algorithmes capables d'une prévision la plus précise possible de l'importance de la contrainte, et de sa durée.

« Nous avons intégré ces algorithmes à l'outil de conduite, le logiciel qui fait tourner les pupitres opérateurs des chargés de conduite, détaille Benoît Bouzigon. Cela facilite son utilisation et permet d'avoir la topologie du réseau en temps réel.

C'est aussi un outil d'aide à la décision, qui va vérifier des paramètres que l'humain n'aurait pas le temps de contrôler. »

Le chargé de conduite valide et envoie la consigne de limitation aux producteurs. Ensuite, la situation est réexaminée toutes les trente minutes, et cette fois le logiciel décide seul si la limitation doit être maintenue. Si c'est le cas, l'opérateur n'a rien à faire, mais si la situation permet un retour à la normale, il en est informé et c'est lui qui décide de lever concrètement la limitation. Ces outils spécifiques, développés dans le cadre du démonstrateur Smart Grid Vendée, sont actuellement en test dans les trois expérimentations « Offre de Raccordement Alternative à puissance modulée » (ORA) sur tout le territoire. Ils devraient encore s'améliorer. « Nous sommes en train d'intégrer un optimiseur à notre outil de prévision des contraintes, conclut Benoît Bouzigon. Et donc de l'appliquer à nos problématiques. Pour cela, nous cherchons à mettre en équations le réseau et ses caractéristiques. Un type d'équations que l'optimiseur saura résoudre. »

**Un coup de vent sur un champ d'éoliennes, un ciel qui se dégage au-dessus d'une centrale solaire, et vous passez en quelques instants d'une production faible à plusieurs mégawatts.**

Benoît Bouzigon. Un coup de vent qui souffle sur une ferme d'éoliennes, un ciel qui se dégage brutalement au-dessus d'une centrale solaire, et vous passez en quelques instants d'une production faible, voire nulle, à plusieurs

► Limiter l'injection d'énergie par un parc éolien ou un parc de panneaux solaires va ainsi soulager momentanément le réseau. Cela se traduit par un gain pour le producteur sur le coût et le délai de raccordement par rapport à un raccordement classique. Le producteur s'engage de son côté à respecter les limitations demandées par Enedis et dont le volume est inscrit dans son contrat de raccordement. L'offre ORA est en cours d'industrialisation après des expérimentations menées sur trois zones en France, la plus avancée se trouvant en Vendée où le parc éolien de Chauché et la centrale photovoltaïque de Talmont-Saint-Hilaire ont bénéficié d'un raccordement plus rapide et moins cher. L'offre sera prochainement disponible suite à la toute récente finalisation du cadre réglementaire dans le code de l'énergie français.

## EXPÉRIMENTATIONS EN COURS

Mais d'autres flexibilités se mettent en place, en amont des producteurs, au niveau des postes sources, qui constituent l'interface entre le réseau de RTE et le réseau de distribution. «Ce sont des ouvrages mutualisés», explique Juliette Chatel, du département Raccordement des producteurs du pôle Transition énergétique d'Enedis. La problématique est différente, car les frais engagés pour redimensionner un poste source sont plus importants qu'au niveau des câbles HTA, et sur l'ensemble du réseau basse tension en général. Par ailleurs, un grand nombre de clients de tout type (pas seulement les producteurs d'EnR) sont concernés. L'idée, là encore, est d'optimiser l'existant et les investissements à venir. Grâce à la connaissance dynamique que nous avons de l'état du réseau, nous allons solliciter les acteurs pour qu'ils limitent de temps à autre leur production. C'est le projet Reflex.» Contrairement à l'offre ORA, que les clients auront le choix de souscrire ou non, la participation à Reflex sera automatique et permettra à l'ensemble des producteurs se raccordant sur un même poste

source d'en bénéficier. En revanche, ils seront indemnisés de la perte due au courant non vendu. «Ce qui est normal, puisque leurs efforts profitent à tous», remarque Juliette Chatel. «Nous estimons que cela permettra d'économiser 30 % des investissements, soit 300 millions d'euros d'investissements d'ici à 2035, chiffre Hubert Dupin. Certes, ces économies ont un coût puisqu'environ 0,06 % de la production sera effacée afin de ne pas surcharger le réseau. Mais la valeur de cette énergie non injectée ne représente que 50 millions d'euros. Le bénéfice est donc évident.» Tandis que le distributeur est en attente d'un feu vert législatif, Reflex s'apprête à être testé sur deux zones, l'une dans les Landes et l'autre dans la Somme.

Globalement, au-delà des offres ORA et Reflex, il s'agit bien d'optimiser les investissements au fil du temps pour faciliter la mise en œuvre de la transition énergétique. «Avec l'accroissement rapide du nombre de producteurs, les investissements deviendront inéluctables», analyse Julien Lucas, du département Flexibilités. Mais, en attendant, les flexibilités offrent une alternative intéressante aux redimensionnements des installations. Ainsi, avant de renforcer un réseau, nous étudions systématiquement la solution «avec investissement» et «sans investissement mais avec flexibilités» pour voir si l'optimisation constitue une alternative technico-économique viable.»

## DES FLEXIBILITÉS POUR LA RÉSILIENCE DU RÉSEAU

La flexibilité concerne la production, mais également la consommation. C'est le cas d'usage «Résilience» par exemple, décrit par Sinziana Carloganu, également du département Flexibilités. «Imaginons un poste source dont nous anticipons qu'il faudra lui adjoindre un transformateur supplémentaire dans quelques années, car la région se développe rapidement. Pour l'instant, ce n'est pas nécessaire... Mais que faire si un transformateur tombe en panne? Dans ce cas, le risque est de voir les transformateurs

restants ne pas pouvoir prendre complètement le relais, entraînant la coupure de nombreux clients. Pour remédier à cela, la solution est de recourir à des services de flexibilité le temps de résoudre la panne: en demandant à certains sites raccordés aux transformateurs encore en fonctionnement (consommateurs ou producteurs) de moduler leur charge, il est possible d'améliorer la reprise en réalimentant plus de clients et/ou de sécuriser l'alimentation de la zone.»

Cette solution permet aussi d'effectuer des travaux de maintenance. Mais si l'appel à la flexibilité limite les coupures, comment les mettre en place concrètement? «Pour une situation donnée, nous faisons un appel d'offres auquel tout utilisateur du réseau ou acteur de marché peut répondre, et notamment les agrégateurs qui regroupent plusieurs producteurs, reprend Jérôme Moizard. Mais il est par nature très localisé. Si nos besoins sont en Picardie, une offre des Bouches-du-Rhône ne nous apportera pas grand-chose! Nous risquons donc de nous trouver face à des appels infructueux.»

## MULTIPLES APPELS D'OFFRES

D'où la nécessité de décrire au mieux ces appels d'offres, de manière à optimiser les chances d'avoir des réponses pertinentes. Un sujet complexe, car la nature des besoins du réseau varie grandement d'une région à une autre, en termes de produits recherchés et de valeur associée, intrinsèques à la configuration locale du réseau. Une diversité qui amène ainsi une grande variété de contractualisations possibles, et donc d'appels d'offres à imaginer.

En 2020, Enedis a publié une carte montrant cinq zones d'opportunité sur le territoire. «Nous avons sur chacune de ces zones une description détaillée des besoins, la puissance nécessaire, et pour combien de temps. Nous allons tester concrètement les appels d'offres que nous aurons mis au point, et la réponse du marché», explique Sinziana Carloganu. Sachant que ces flexibilités en action sur un territoire seront par nature provisoires. «En effet, conclut Jérôme Moizard. Sur une zone donnée, les flexibilités dureront jusqu'au renforcement effectif du réseau. En revanche, le concept même de flexibilité, qui amène une transformation profonde des métiers au service des collectivités, a vocation à durer des années, se transposant d'une zone à l'autre, en fonction de leur développement.» ■

**Optimiser les investissements  
au fil du temps pour mieux mettre  
en œuvre la transition énergétique.**