



Intervention des équipes Enedis pour rétablir l'électricité dans les foyers à proximité de Quimper, après le passage de la tempête Zeus (mars 2017).

réseaux existants à condition qu'ils acceptent, quelques heures par an, de limiter leur production en cas de surcharge du réseau. Pour éviter le plus possible de se priver de ces énergies renouvelables, il faut affiner nos estimations et limiter les incertitudes. Pour cela, on améliore la «granularité» du réseau, que l'on peut se représenter comme un ensemble de points de consommation en aval d'un poste source.

35 ANNÉES DE DONNÉES

Enedis dispose d'ores et déjà de trente-cinq années de données sur la consommation, ce qui permet de se faire une bonne idée des variations saisonnières. Mais si celle des gros producteurs (entreprises, industries...) est relativement facile à prévoir, celle des particuliers est plus erratique. On compte une cinquantaine d'applications de l'électricité dans un foyer (chauffage, TV, frigo, éclairage...), dont l'utilisation relève de la vie privée. Comment anticiper dans ces conditions? Grâce aux corrélations. «Nous utilisons des modèles de type GAM (generalized additive model), explique Benoît Bouzigon. Cela

consiste à superposer les différents effets constitutifs du phénomène que nous cherchons à prévoir. Pour la consommation, il faut prendre en compte la météo (surtout la température), le jour de la semaine, les vacances ou un jour férié, et tout événement particulier, comme un match de football. Ensuite, vous établissez des corrélations entre ces différents paramètres et la consommation.»

ANTICIPER LES PERTES ÉLECTRIQUES

En plus de la production et de la consommation, un autre poste doit faire l'objet d'une estimation rigoureuse: les pertes électriques. «Une partie de l'électricité produite par les différentes sources disparaît via des pertes techniques dues aux phénomènes physiques que l'on ne peut pas éviter, notamment l'effet joule (échauffement qui se produit lors du passage du courant). Elles représentent 1 TWh par mois en moyenne, explique Audrey Lagache, prévisionniste à la division Bilan électrique et prévision d'Enedis. Il faut y ajouter les pertes non techniques, qui correspondent à du courant consommé mais non vendu à cause de fraudes, d'entreprises en faillite...»

Anticiper ces pertes est donc nécessaire pour que la consommation n'excède pas la production, ce qui mettrait le réseau en tension. «Pour éviter cela, nous achetons en permanence du courant auprès de divers producteurs, détaille Isabelle Jacob, qui dirige le département Bilan électrique et Marge brute d'acheminement d'Enedis. Mais ces achats se font heure par heure. Ce qui nous oblige à avoir des prévisions fiables à très court terme et à un pas de temps très fin.»

Les équipes chargées de compenser ces pertes sont donc amenées à développer leur propre outil de prévision. La prévision des pertes se fait à partir d'un polynôme de degré 2 (du type $ax^2 + bx + cy + d$), donnant les pertes en fonction de toute l'énergie injectée sur le réseau et de la production (variable x) et de la consommation des clients alimentés par de la moyenne tension sur le réseau (variable y). Le modèle

utilisé aujourd'hui par les prévisionnistes fournit un jeu de 4 coefficients (a, b, c, d), qui change selon la saison, les jours fériés. Cette présentation des pertes à l'aide d'un polynôme paraît simple... et c'est voulu. «La commission de régulation de l'énergie nous impose d'être transparents, rappelle Isabelle Jacob. Nous devons donc fournir une formule simple à comprendre à tous les acteurs de la production. Ce qui ne signifie pas qu'elle est simple à établir...»

En effet, pour prévoir les pertes, il faut donc prévoir les variables x et y du polynôme avec un excellent niveau de précision. Pour cela, on utilise une approche purement statistique, explique Audrey Lagache. «Nous cherchons à établir des corrélations entre divers facteurs (le plus important étant la météo) et les pertes mesurées, sans pour autant savoir comment ils sont reliés précisément. Pour cela, nous utilisons des algorithmes de machine learning et de l'intelligence artificielle qui vont permettre d'établir ces corrélations, qui peuvent être linéaires ou non linéaires et donc plus complexes. Ensuite, nous avons un gros travail de suivi quotidien des modèles pour guetter quand ils commencent à dériver et les corriger.» Autre aspect fondamental: la sélection des données en entrée des modèles de prévision. «Il y a potentiellement plusieurs centaines de variables disponibles. Il faut donc filtrer pour ne garder que ce qui est pertinent. Pour cela, nous utilisons nos connaissances métier, à savoir une connaissance approfondie des données récoltées sur la consommation et la production d'électricité en France pendant des décennies ainsi qu'une maîtrise poussée des méthodes statistiques de prévision.»

Le droit à l'erreur étant très mince, les prévisions de pertes sont régulièrement confrontées aux pertes effectivement constatées pour ajuster le modèle. Cette comparaison du «prévu» avec le «réalisé» constitue d'ailleurs une grande marge de progression. «Aujourd'hui, il faut attendre sept jours pour avoir un retour, souligne Audrey Lagache. C'est long pour corriger le modèle même si, en cas d'événement imprévu, comme une brutale vague de froid, nous pouvons modifier immédiatement le polynôme. À l'avenir, nous espérons avoir un retour à J+3 avec une optimisation des remontées d'informations du réseau.» Cet objectif nécessite de connaître en temps réel les données vitales du réseau jusque dans les endroits les plus reculés de tout le territoire, et de les centraliser. Un prochain défi? ■

**Filtrer les données en entrée
les plus pertinentes
grâce aux connaissances métier**