

Surveiller et façonner le réseau interconnecté européen

Deux décennies de recherche | L'entrée en fonction de Walter Sattinger chez Etrans, aujourd'hui Swissgrid, à Laufenburg, a été pour lui une véritable mine d'or. Les données collectées au niveau du réseau y offrent aux chercheurs en transport électrique une source d'informations unique. Dans cet entretien, il revient sur son parcours et partage ses expériences dans un contexte international.



En quelques mots

Après avoir obtenu son doctorat à l'Université de Stuttgart, Walter Sattinger a travaillé pour une entreprise allemande spécialisée dans le développement de logiciels de calcul de réseau. En mars 2003, il a rejoint Etrans, aujourd'hui Swissgrid, à Laufenburg, où il s'est consacré aux stratégies de rétablissement du réseau. Jusqu'à sa retraite en 2024, il a occupé le poste de Principal Grid Studies Engineer, contribuant activement à l'évolution et à l'amélioration de la fiabilité du réseau haute tension européen. Il poursuit désormais son engagement en tant que consultant à temps partiel pour Swissgrid.

→ Swissgrid AG, 5001 Aarau
→ walter.sattinger@swissgrid.ch

Bulletin: Si l'on compare les réseaux électriques des États-Unis et de l'Europe, on constate des différences entre les systèmes: aux États-Unis, la fréquence est de 60 Hz, tandis qu'ici, elle est de 50 Hz. L'Europe a-t-elle fait le bon choix à l'époque? Ou cela n'a-t-il pas d'importance?

Walter Sattinger: Non, cela n'a pas vraiment d'importance. Ce qui est intéressant, c'est que Rheinfelden a aussi joué un rôle dans la « guerre des courants » entre Thomas Edison et Nikola Tesla. Nikola Tesla défendait le courant triphasé, Edison le courant continu, ce qui a conduit à l'émergence de fréquences différentes. À Rheinfelden, une première grande centrale utilisant du courant triphasé à 50 Hz a été construite, tandis qu'aux États-Unis, on utilisait encore un système monophasé à 40 Hz. Il y avait donc une concurrence entre Rheinfelden et les chutes du Niagara, et c'est le courant triphasé qui s'est finalement imposé dans le monde. Deux fréquences différentes subsistent néanmoins. Il faut reconnaître que 60 Hz présente un léger avantage, car les moteurs peuvent être plus petits, mais les États-Unis ont un désavantage avec leur tension de 110 V. Lorsqu'une norme s'établit, il devient pratiquement impossible d'en dévier. C'est comme pour les chemins de fer et leur fréquence de 16,7 Hz. Aujourd'hui, on pourrait concevoir des moteurs ferroviaires fonctionnant à 50 Hz, mais ce n'était pas possible autrefois. Je suis convaincu que la décision d'opter pour le 50 Hz et le courant triphasé était la bonne.

Quel est le rôle du Cigre dans ce contexte?

Le Cigre est également impliqué. Son nom vient du français: Conseil

International des Grands Réseaux Électriques. Pendant longtemps, l'organisation s'est concentrée exclusivement sur la haute tension, mais aujourd'hui, son champ d'action s'est élargi à la moyenne et basse tension. Parallèlement, le Cired s'occupe spécifiquement des réseaux de distribution. Il y a eu souvent des discussions sur une éventuelle fusion, mais je pense qu'il est préférable qu'elles restent distinctes. Ce qui distingue le Cigre, c'est sa présence équilibrée à l'échelle mondiale, contrairement à l'IEEE, qui est fortement axée sur les États-Unis. De plus, il est bien plus orienté vers la pratique, tandis que l'IEEE reste une référence académique, où seule une fraction des publications trouve une application concrète. Certes, le Cigre est moins prestigieux en matière de publications, mais pour les ingénieurs de terrain, il est plus accessible et utile. Ses brochures techniques offrent une expertise de premier ordre, directement issue de l'expérience pratique.

Et cela est-il aussi utile pour la collaboration internationale et le réseautage?

Oui, absolument. C'est un immense avantage, et je recommande vivement aux jeunes ingénieurs de s'impliquer dans les groupes de travail. Cela leur permet d'être au cœur des évolutions du secteur et de se tenir informés des développements en cours.

Vous avez rédigé plusieurs articles pour le Bulletin, le premier, en 2003, en lien avec le black-out en Italie et les recherches menées ensuite sur la mesure de température des conducteurs au col du Lukmanier. Vous y avez comparé trois méthodes: le Power-

Donut, qui mesure directement la température, la Clearance Assurance of Transmission Lines, basée sur la mesure de la tension mécanique, et le Line Thermal Monitoring, qui estime la température à partir du courant et des pertes. Laquelle de ces méthodes s'est imposée ?

La méthode basée sur la mesure du courant est souvent privilégiée, car elle ne nécessite pratiquement aucun appareil de mesure supplémentaire. Grâce à l'évaluation des pertes, la température peut être estimée avec précision. À l'échelle internationale, peu de ces méthodes se sont véritablement imposées. En dehors de celles citées, on trouve encore la mesure des vibrations, développée par une entreprise belge, ainsi que la mesure directe de la température en cinq points du conducteur, une technique mise au point par une petite entreprise viennoise, que nous utilisons également. Cette dernière s'est assez bien implantée sur le marché. Elle avait initialement été conçue après le scandale de l'ESB pour surveiller la température des décharges, avant d'être adaptée aux lignes électriques.

Quelle est l'importance de ces méthodes pour l'exploitation du réseau de transport ?

Ces méthodes apportent un soutien à l'exploitation du réseau, mais elles ne sont pas strictement indispensables. Elles offrent un contrôle supplémentaire, car la gestion thermique des conducteurs est un sujet complexe. De nombreux facteurs influencent leur température, certains les réchauffent, d'autres les refroidissent. L'élément principal qui provoque une montée en température est bien entendu le courant, qui définit la limite de charge des conducteurs. À l'inverse, la pluie peut réduire la température d'environ 10°C, tandis que le vent, s'il souffle perpendiculairement et avec une certaine intensité, peut provoquer un refroidissement allant jusqu'à 20 à 30°C. L'ombrage joue aussi un rôle important : un ensoleillement indirect peut entraîner une élévation de température d'environ 10°C. Après le black-out en Italie, nous avons dû nous pencher sur ces effets, car une ligne était arrivée trop près des arbres.

À l'époque, le CEO, Karl Imhoff, m'a demandé quelles solutions existaient, et ma réponse a été : il faut mesurer.

Nous avons alors exploré le marché, en collaboration avec Atel. Après le black-out, des fonds ont rapidement été débloqués pour ce type de recherches. C'est le paradoxe des grandes perturbations : elles peuvent causer des dégâts importants, mais elles permettent aussi de mettre en lumière un problème et d'obtenir des ressources pour l'étudier et le résoudre.

Le monitoring est également utilisé pour optimiser l'exploitation du réseau, notamment pour permettre de dépasser temporairement les courants nominaux. Cette approche est appliquée dans le monde entier. Cependant, elle exige une grande prudence, car une surchauffe excessive d'un conducteur présente deux risques majeurs. D'une part, le conducteur peut passer d'une déformation élastique à une déformation plastique, ce qui l'endommage irrémédiablement. Il reste alors affaibli et doit être remplacé, ce qui représente certes un préjudice financier, mais reste moins grave que le second danger. En effet, si les distances de sécurité minimales ne sont plus respectées et qu'un véhicule ou une personne passe en dessous, les conséquences peuvent être fatales. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau risque de lourdes responsabilités, y compris pénales. Ces méthodes de gestion thermique basées sur les conditions météorologiques sont aujourd'hui bien maîtrisées, mais l'opérateur doit parfaitement savoir ce qu'il fait afin que la température critique du conducteur ne soit jamais dépassée.

Et cette limite est de 80 °C ?

Oui. Nous avons mené des études avec l'Empa en plaçant ces conducteurs dans un four et une chambre climatique afin d'analyser l'évolution de leur structure matérielle. En Suisse, nous utilisons des conducteurs Aldrey, composés d'un alliage d'aluminium contenant 0,5% de magnésium et 0,5% de silicium, qui sont relativement peu répandus dans le monde. À l'étranger, il est plus courant d'utiliser des câbles avec une âme en acier. En Suisse, nous avons conçu des pylônes plus fins, ce qui nous a conduits à opter pour ces conducteurs un peu plus légers.

Aujourd'hui, lorsqu'un ancien conducteur est démonté, nous avons la possibilité de le faire analyser par l'Empa afin d'évaluer son processus

de vieillissement. Cela permet de déterminer s'il aurait pu être utilisé encore dix ans ou s'il a été remplacé au bon moment. De plus, nous savons désormais qu'un conducteur, tout comme un bon jambon, doit être suspendu pendant une à quatre semaines avant d'appliquer la tension finale, afin de permettre aux matériaux de se stabiliser.

Dans un article, vous avez abordé l'interconnexion entre l'Europe de l'Ouest et l'Europe du Sud-Est. Comment la situation a-t-elle évolué au cours des deux dernières décennies ?

Ce développement du réseau est une véritable success-story. Tout a commencé en 1958 à Laufenburg, où l'Allemagne, la France et la Suisse ont été interconnectées pour la première fois. Ensuite, différentes étapes d'expansion ont suivi. L'hydroélectricité des Alpes a été reliée aux centrales à charbon du centre de l'Allemagne. En hiver, lorsque les ressources en eau étaient faibles, les centrales hydroélectriques pouvaient être révisées et du courant issu du charbon était importé du nord. En été, c'était l'inverse : avec la fonte des neiges, les centrales allemandes pouvaient être mises à l'arrêt pour maintenance tandis que l'électricité hydraulique couvrait les besoins. C'est ainsi qu'ont débuté les premiers échanges d'électricité. Progressivement, les réseaux ont été de plus en plus interconnectés afin d'absorber d'éventuelles pannes sans conséquences graves.

Cette entraide mutuelle est le principe fondamental du fonctionnement en réseau maillé, que ce soit pour l'eau, l'électricité, le gaz ou les télécommunications. Cela comporte néanmoins certains inconvénients, car un pays peut être affecté par les problèmes de ses voisins. Pour éviter cela, des mécanismes précis de gestion des perturbations ont été mis en place. L'objectif est de rester interconnecté le plus longtemps possible, mais si nécessaire, une séparation automatique se produit pour protéger le réseau. Certaines zones peuvent alors fonctionner en îlot avant d'être reconnectées.

En résumé, c'est tout le principe de l'interconnexion des réseaux : un projet qui a débuté avec trois pays et qui couvre aujourd'hui presque toute l'Europe continentale.



La centrale électrique de Laufenburg en 1953, cinq ans avant la création de l'« étoile de Laufenburg », qui est à l'origine du réseau interconnecté de l'Europe continentale.

Quelles ont été les étapes ?

Un tournant majeur a eu lieu au début des années 1970 avec le raccordement de l'ex-Yougoslavie, ce qui a permis d'acquérir de l'expérience, notamment sur le réglage des régulateurs pour éviter les oscillations entre réseaux. À plusieurs reprises, il a fallu interrompre la connexion pour optimiser certains réglages, en particulier sur une centrale hydroélectrique du Danube, où les performances ont été vérifiées. Ce savoir-faire a ensuite été réutilisé lors du prochain grand raccordement, avant la chute du rideau de fer, avec l'intégration de l'Allemagne de l'Est, de la Hongrie, de la Pologne et de la Tchécoslovaquie. Cette connexion des deux zones du réseau UCTE s'est faite en 2004, un an après mon arrivée à Laufenburg. J'ai eu la chance d'y participer.

Une autre étape clé est intervenue en 2010 avec le raccordement de la Turquie. Ensuite, il ne s'est plus rien passé jusqu'en 2022, lorsque l'urgence a conduit à l'intégration de l'Ukraine. Tout avait été préparé en amont, mais ce qui devait prendre trois ans a été réalisé en trois semaines. Nous étions en train de finaliser les tests de connexion pour vérifier la capacité des centrales lorsque la guerre a éclaté. À l'origine, l'Ukraine devait être reconnectée au réseau russe, mais après l'invasion, cette option est devenue impossible. Le pays a dû fonctionner en îlotage durant

quelques semaines, le temps de tout terminer, avant d'être finalement raccordé au réseau européen. Au début, nous importions surtout de l'électricité ukrainienne, car toutes les centrales nucléaires étaient encore en service, y compris celle de Zaporijjia – la plus grande d'Europe (6000 MW) –, aujourd'hui sous contrôle russe et réduite au strict minimum pour le refroidissement. Actuellement, l'Ukraine est reliée à l'Europe via huit interconnexions, et début février 2025, les États baltes sont encore venus s'y ajouter. Nous avons désormais pour ainsi dire atteint les limites de la stabilité du réseau.

Dès l'intégration de la Turquie, nous savions que cela ne serait possible qu'avec un amortissement artificiel via l'électronique de puissance et des réglages spécifiques pour éviter les oscillations. Autant de projets passionnants auxquels j'ai eu la chance de contribuer. Mettre en place de telles interconnexions prend souvent une dizaine d'années : il faut collaborer avec les partenaires, harmoniser les paramètres de protection, effectuer des mesures, etc. J'ai ainsi eu l'opportunité d'apporter ma contribution à l'histoire du réseau électrique européen.

En Turquie, vous avez décrit dans un article le problème des pompes d'irrigation en Anatolie, qui avaient provoqué un effondrement de tension

entraînant une hausse de fréquence perceptible jusqu'en Europe du Nord. Cette situation a-t-elle été résolue ?

Oui, le problème a été atténué. Je ne sais pas exactement comment, car la région concernée est située à la frontière syrienne et reste une zone de tensions. Théoriquement, plusieurs solutions étaient envisageables. Soit la surface cultivée a été réduite, ce qui a par conséquent diminué les besoins en irrigation, soit les autorités ont effectivement mis en œuvre les deux mesures annoncées. La première consistait à remplacer l'irrigation par pompage par un système de canaux, qui nécessite moins d'énergie. La seconde impliquait de renforcer le réseau local à l'aide de Statcoms – des compensateurs synchrones statiques – ou de compensateurs statiques d'énergie réactive (SVC), afin d'éliminer ces problèmes de tension.

Quelle était la puissance totale raccordée de ces pompes ?

Environ 700 MW, ce qui est difficile à imaginer. On peut estimer cette valeur en observant ses effets sur le réseau. Ces pompes étaient subventionnées par l'État et l'électricité pour l'irrigation était gratuite, rendant l'efficacité secondaire. Ces incidents n'étaient visibles que lorsque la charge du réseau était faible, en Turquie comme chez nous. La différence entre forte et faible charge est d'environ un facteur deux.

Comment avez-vous identifié la cause des problèmes de réseau en Anatolie ?

Je connaissais déjà ce phénomène à partir des réseaux industriels, où l'on utilise souvent de grandes machines asynchrones. Une fois que l'on comprend cet effet, il devient possible d'en tirer des conclusions. Au départ, je ne savais pas précisément où ces moteurs étaient installés. Mais les mesures indiquaient clairement que le comportement observé correspondait à celui de nombreuses machines asynchrones fonctionnant simultanément. Petit à petit, les collègues turcs ont fini par dévoiler la vérité sur ces installations. J'ai d'ailleurs eu d'excellentes expériences de collaboration avec mes collègues en Turquie, et encore plus avec ceux d'Ukraine. Dans les échanges techniques, ils ont toujours fait preuve d'une grande transparence et ont systématiquement fourni des informations précises et honnêtes. Grâce à cette

ouverture, nous avons pu avancer rapidement dans l'analyse et la résolution du problème. Il n'y a en effet aucun intérêt à dissimuler des informations: tôt ou tard, elles finissent toujours par être mises en lumière.

Vous avez écrit en 2018 l'article « Courants continus indésirables dans le réseau tessinois ». Ce problème des courants DC est-il désormais résolu? Existe-t-il des méthodes pour y faire face?

Je pense que nous ne l'avons pas encore totalement résolu, surtout parce que les causes exactes ne sont toujours pas complètement élucidées. Une partie identifiable de ces courants provient des chemins de fer. Il y a cependant aussi des inductions en provenance de l'espace. Comme le sol au Tessin est un très mauvais conducteur et offre une forte isolation, tout courant capté par des structures électriques y reste piégé. Nous savons désormais, dans le cadre de la conception des transformateurs installés dans cette région, que ce problème existe.

On peut en tenir compte en surdimensionnant légèrement les transformateurs. En effet, les nouveaux transformateurs sont optimisés pour réduire au maximum les pertes à vide. Cela a cependant l'inconvénient qu'ils arrivent beaucoup plus vite à saturation. Il s'agit donc d'un ajustement à trouver. Mais je dirais que, pour l'instant, la situation est maîtrisée. Il n'y a eu ni nouvelles plaintes ni autres problèmes signalés.

Ce phénomène est-il aussi connu dans d'autres endroits?

Ce problème est mondial, surtout dans les régions éloignées de l'équateur, près des pôles Nord et Sud. Lorsqu'il y a d'importantes tempêtes solaires, les réseaux électriques agissent comme des antennes. Les transformateurs, qui évacuent ces courants continus, peuvent être endommagés. Lors de tempêtes solaires majeures, on tente, par des manœuvres sur le réseau, de protéger ces éléments.

Comme nous ne sommes pas proches de l'équateur, notre position plus centrale réduit l'intensité des cou-

rants induits. De plus, nous n'avons pas de lignes très longues orientées nord-sud. Ce qui provient actuellement de l'espace, donc du soleil, nous affecte peu.

En revanche, l'Afrique du Sud, le Canada et la Russie sont bien plus touchés. La Scandinavie l'est aussi dans une certaine mesure. Les gestionnaires de réseau dans ces régions doivent impérativement surveiller ce phénomène.

Que peut-on faire face à ce problème?

Il peut être résolu avec des réseaux en courant continu, qui ne sont pas sensibles à ce phénomène.

En 2020, votre article sur la mesure de fréquence lors du délestage a été publié. Pouvez-vous nous en dire plus sur cette modélisation dynamique du réseau européen?

Oui, aujourd'hui, on dispose d'excellents outils permettant de simuler, dans une certaine mesure, la complexité des réseaux électriques. Ces modèles permettent d'analyser ce qui se passe dans différentes situations du réseau, ce qui serait impossible à tester en conditions réelles. Un exemple concret est le délestage, que l'on peut anticiper grâce à ces simulations. Lorsqu'un incident survient, cette mesure constitue la dernière ligne de défense avant un effondrement du réseau. La question est de savoir si elle est suffisamment efficace, et c'est précisément ce que l'on peut examiner avec ces modèles.

Le modèle est-il numérique?

Oui, il est entièrement numérique. Nous avons énormément travaillé dessus. En 2021, nous avons connu deux perturbations majeures, que nous avons pu reconstituer grâce aux modèles. Ce n'est qu'après ces simulations que nous avons eu la quasi-certitude de comprendre ce qui s'était réellement produit. Grâce au modèle, on peut expérimenter différentes hypothèses et mieux cerner le problème. C'est ce qui a été particulièrement positif dans ces deux incidents majeurs: nous avons pu reproduire l'événement par modélisation et ainsi analyser précisément les causes et les mécanismes

en jeu. Nous avons alors identifié les mesures à prendre pour éviter que cela ne se reproduise.

Ces perturbations ont-elles touché toute l'Europe?

Oui. Il s'agissait de deux cas de formation d'îlots. Le 8 janvier 2021, une partie des Balkans a été isolée, et le 24 juillet, la péninsule ibérique a subi un délestage de charge. Nous avons pu exploiter des données issues des mesures des relais de protection, après les avoir intégrées à nos modèles. Cela a permis d'optimiser les relais de délestage, de les tester en simulation et d'évaluer leur réaction face à ces situations.

Ces grandes perturbations représentent-elles une opportunité pour la recherche?

Les grandes perturbations fournissent des données précieuses et permettent de modéliser les événements. Elles aident à mieux comprendre les phénomènes, à affiner les modèles et à mieux se préparer aux futures perturbations. Ce travail se fait à l'échelle internationale: les Espagnols bénéficient du savoir-faire suisse et inversement. Les relais doivent être bien coordonnés et harmonisés au réseau, avec des contrôles réguliers. Chaque pays en est responsable, car ils constituent la dernière ligne de défense avant un black-out.

Les fabricants d'équipements sont-ils aussi impliqués?

Bien sûr, les fabricants de relais sont aussi impliqués. Nous avons formé un groupe de travail DACH (Allemagne, Autriche, Suisse) avec eux, ce qui les a amenés à révéler des détails sur la programmation de leurs appareils. Ils ont eux-mêmes découvert certaines choses qu'ils ignoraient encore. Cela a permis une amélioration mutuelle des relais. La collaboration avec les hautes écoles, notamment la Haute école d'ingénierie et d'architecture de Fribourg et l'ETH Zurich, a également été très enrichissante. Une excellente initiative en est ressortie, avec notamment un travail de master à l'ETH.

INTERVIEW: RADOMÍR NOVOTNY