

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 115 (2024)
Heft: 1

Artikel: Des algorithmes rendent le réseau transparent
Autor: Vogel, Benedikt
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1075045>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 16.02.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>



Des essais sur le terrain ont été réalisés à Rolle.

Des algorithmes rendent le réseau transparent

Utilisation décentralisée des données des compteurs électriques | Les compteurs électriques modernes déterminent la consommation d'électricité chez les clients finaux et l'envoient au gestionnaire de réseau de distribution. Ils pourraient toutefois aussi être utilisés pour surveiller et exploiter avec fiabilité les réseaux de distribution à l'avenir. Des essais sur le terrain montrent comment cela est possible.

BENEDIKT VOGEL

Comme tous les autres gestionnaires de réseau de distribution (GRD) suisses, Romande Energie équipe ses 220 000 clients de compteurs électriques intelligents (smart meters) conformément aux directives de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Ces appareils sont intelligents dans la mesure où ils transmettent automatiquement la consommation d'électricité des clients à l'exploitant du réseau, ce qui permet une facturation sans avoir à relever de compteur. Dans les foyers équipés d'une installation photovoltaïque, ces appareils indiquent aussi la quantité

d'électricité injectée dans le réseau. Ils peuvent, de plus, être utilisés pour des applications dans le domaine de la domotique. 500 à 600 de ces appareils sont ainsi installés chaque semaine par les techniciens de Romande Energie, si bien que d'ici 2025, 80 % des foyers alimentés par le GRD devraient être équipés de compteurs intelligents.

Dans la ville de Rolle, au bord du lac Léman, des compteurs intelligents sont déjà installés depuis un certain temps. En juin 2023, certains d'entre eux ont toutefois été remplacés par une nouvelle génération de smart meters dans 30 foyers d'un quartier de la ville. Cet

échange n'était pas dû à la présence de défauts, mais à un projet pilote grâce auquel Romande Energie voulait vérifier si les compteurs intelligents pouvaient être utilisés en tant que système de mesure permettant de déterminer les courants qui circulent dans le réseau électrique, et ce, presque en temps réel. Pour les lignes du réseau à haute tension, une telle surveillance est depuis longtemps pratique courante. Dans les ramifications fines des réseaux de distribution locaux (réseau basse tension) cependant, elle n'est pas encore possible. L'utilisation des compteurs intelligents devrait changer la donne.

Figure: Shutterstock

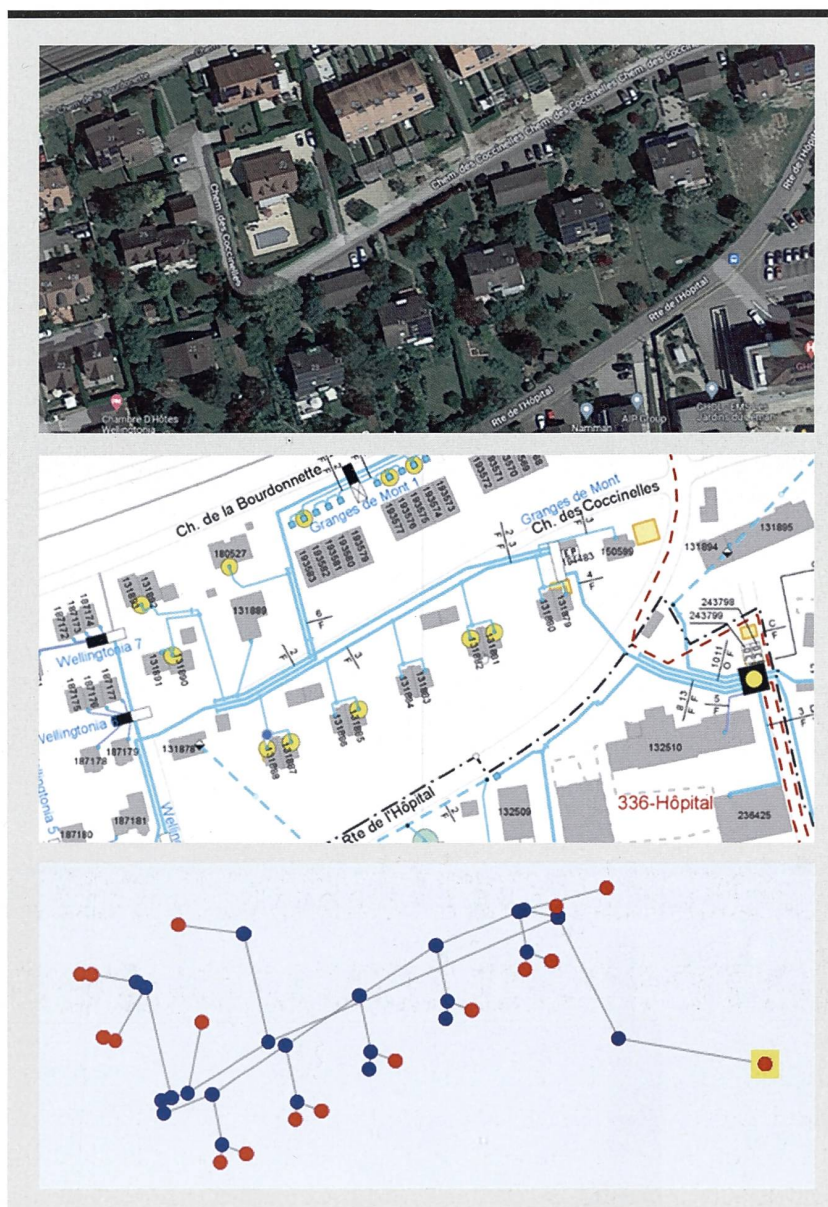
Éviter les surcharges du réseau

Un test d'un mois réalisé en octobre 2023 auprès de ces 30 ménages de Rolle l'a désormais confirmé: les compteurs intelligents peuvent effectivement être utilisés pour surveiller le réseau de distribution d'électricité. «C'est une bonne nouvelle pour nous», déclare Arnoud Bifrare, responsable des projets stratégiques chez Romande Energie. «Les stations de recharge pour voitures électriques, les pompes à chaleur et les installations photovoltaïques solliciteront davantage les réseaux de distribution d'électricité à l'avenir. Les résultats de ce projet fournissent des bases permettant d'accroître la visibilité et la prévisibilité des éventuelles congestions du réseau. Ces connaissances permettent aux GRD d'assurer la stabilité du réseau en activant localement et à certains moments la flexibilité nécessaire (par exemple auprès des consommateurs finaux ou des fournisseurs de service de flexibilité).»

Les essais sur le terrain avaient été préparés de longue date. Cela devait garantir qu'aucun dysfonctionnement ne se produise lors de la mise en œuvre dans des foyers réels. Avant d'être installés dans les ménages, les compteurs intelligents ont été testés au siège de Romande Energie, à Morges, tout comme les modems qui ont assuré les échanges de données pendant les essais sur le terrain. Ce n'est que lorsque tout a fonctionné correctement que l'infrastructure de test a été installée dans les foyers et que les essais sur le terrain ont été réalisés.

Traitement décentralisé des données

La campagne d'essais sur le terrain effectuée à Rolle s'inscrit dans le cadre d'un projet de recherche de la Haute école de Lucerne (HSLU). Une équipe dirigée par le professeur Antonios Papaemmanouil, directeur de l'Institut d'électrotechnique, y a développé une solution technique permettant d'utiliser les données des compteurs intelligents pour la surveillance des réseaux de distribution. Les compteurs intelligents enregistrent non seulement la consommation d'électricité, mais aussi les valeurs de tension et de courant dans chaque foyer. Le traitement de ces valeurs de mesure dans une base de données centrale ou décentralisée, à l'endroit même où elles sont générées,

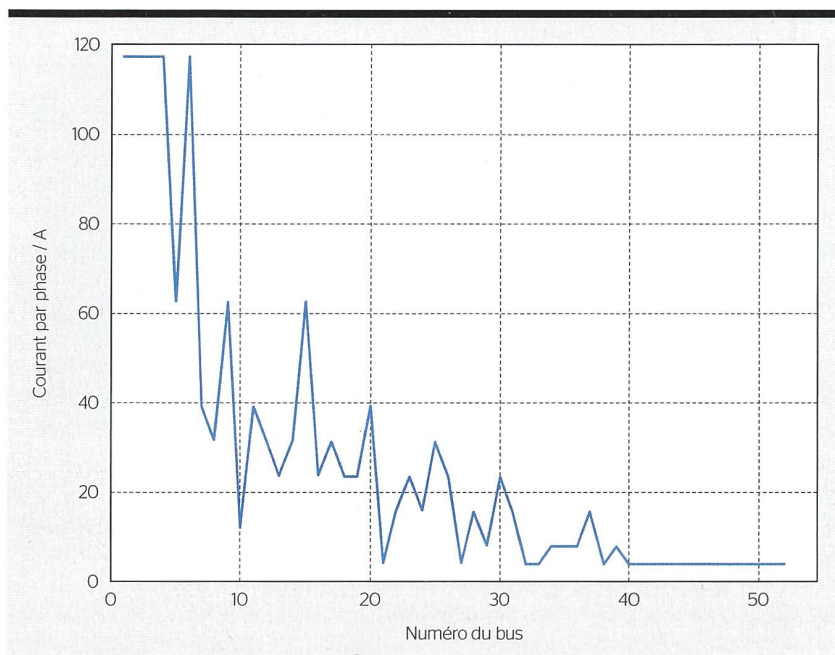


À Rolle, 30 foyers (maisons individuelles, maisons à deux logements et un immeuble de huit appartements) ont été équipés de compteurs intelligents spéciaux afin de pouvoir mener une campagne d'essais sur le terrain.

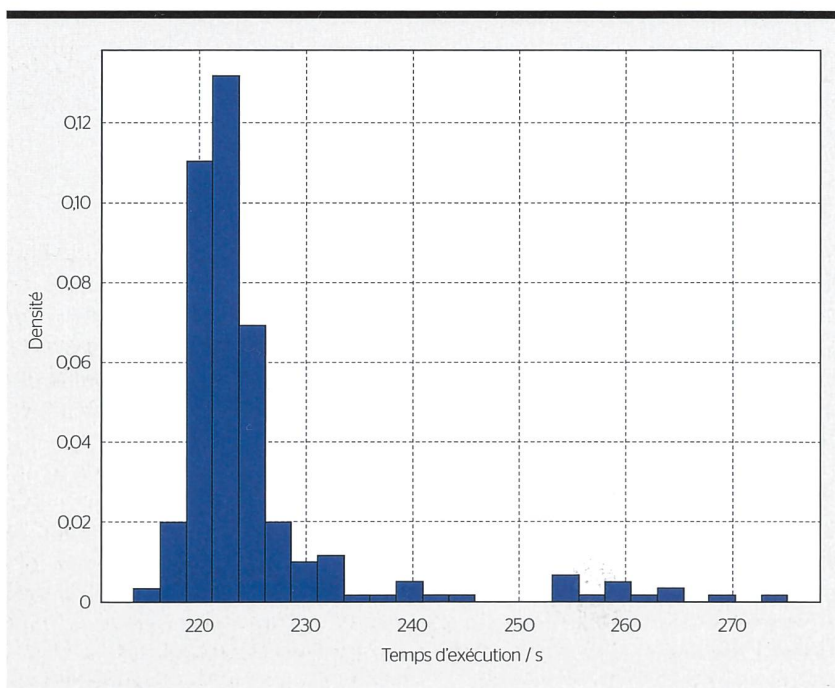
permet d'obtenir un bon aperçu de l'état du réseau de distribution d'un quartier ou d'une partie de la ville.

Or, une utilisation centralisée des données des compteurs intelligents à des fins de surveillance du réseau consomme beaucoup de ressources et enfreint la loi sur la protection des données. Conformément aux dispositions légales, les données des compteurs intelligents ne peuvent être exploitées en premier lieu que pour la facturation. Si elles doivent être utilisées pour une exploitation optimisée du réseau de distribution, elles doivent être au préalable pseudonymisées ou

anonymisées. C'est précisément ce que fait la solution technique développée par l'équipe de chercheurs de la HSLU: «Nous collectons et traitons les données de manière décentralisée, les compteurs intelligents voisins communiquant entre eux via des modems de téléphonie mobile; ce n'est qu'une fois les données agrégées et traitées de manière appropriée que nous transmettons à la centrale les valeurs importantes pour la description de l'état du réseau», explique Antonios Papaemmanouil. Le point fort de cette solution: les données qui parviennent à la centrale ne contiennent plus de



Le projet de recherche permet de déterminer la charge au niveau de chaque élément du réseau de distribution, et ce, aussi bien pour les transformateurs que pour les lignes de distribution. L'axe X représente les différents éléments du réseau de distribution selon leur numéro de nœud, et l'axe Y le courant circulant à travers chaque élément du réseau de distribution.



Histogramme des temps d'exécution : la durée moyenne pour le calcul de la prévision décentralisée de la charge et de l'analyse des flux de charge est d'environ 220 s dans le cas d'un réseau de distribution avec 30 clients finaux. Pour ce calcul, environ 20 000 points de données sont considérés.

données privées et ne posent donc aucun problème en matière de protection des données.

Implication de l'industrie

Pour que le traitement des données puisse être décentralisé, chaque compteur intelligent doit être équipé d'un logiciel d'exploitation spécial (firmware) sur lequel tourne un algorithme développé à la HSLU. Pour les essais sur le terrain, il a donc fallu installer à Rolle des compteurs intelligents modernes suffisamment performants pour exécuter ces algorithmes. Les appareils correspondants ont été développés en collaboration avec Landis+Gyr. Cette coopération coulait de source, l'entreprise zougnoise fournissant déjà des appareils à Romande Energie pour son déploiement de compteurs intelligents.

Outre la mise à disposition du matériel et des logiciels adéquats, la réalisation des essais sur le terrain a nécessité la clarification de nombreux détails, comme l'explique le responsable du projet, Severin Nowak, chargé de cours à la HSLU : « Le logiciel pour les essais sur le terrain devait être implémenté sur le hardware existant des compteurs intelligents, les différents composants informatiques devaient être adaptés les uns aux autres, les normes de sécurité élevées du gestionnaire de réseau devaient être respectées, et la protection des données devait être prise en compte de manière conséquente. Toutes ces tâches ont représenté autant de défis à relever, ce qui n'est pas étonnant dans la mesure où il s'agit d'une grande première ! »

Prévisions de l'état du réseau sur une période de 24 h

L'analyse des données des compteurs intelligents permet d'obtenir une image du réseau de distribution toutes les 15 min. Les compteurs intelligents enregistrent en effet les valeurs de tension et de courant à cet intervalle de temps (alors que l'infrastructure existante permettrait même de lire des valeurs à granularité plus fine). Sur cette base, il est possible de bien évaluer l'état actuel du réseau électrique. Pour un GRD, il est toutefois important de prévoir à temps les éventuelles congestions du réseau afin de pouvoir prendre des mesures préventives. Le projet de la Haute école de Lucerne vise donc à prédire le profil de charge probable du

réseau de distribution 24 h à l'avance. Ce pronostic est calculé à l'aide de méthodes d'apprentissage automatique, en utilisant les données actuelles des compteurs intelligents et les données de l'année précédente.

« Les essais sur le terrain ont montré qu'il était possible d'utiliser des modèles de prévision automatique sur le hardware existant des compteurs intelligents afin de pouvoir prédire de manière décentralisée la charge dans les profils des clients finaux », explique Severin Nowak. « Dans un deuxième temps, ces prévisions de charge ont été utilisées dans une analyse décentralisée des flux de charge afin de pouvoir prédire la charge à différents endroits critiques du réseau. Cette analyse des flux de charge a pu être réalisée de manière entièrement décentralisée grâce à la communication entre les compteurs intelligents voisins, sans devoir centraliser la moindre donnée ou étape de calcul. Nous avons pu valider avec une bonne précision les résultats des essais sur le terrain avec les résultats obtenus par la simulation », ajoute-t-il.

Préparation des réseaux pour de nouvelles charges

Les essais sur le terrain, à Rolle, constituent un pas vers une plus grande transparence des réseaux de distribution d'électricité : une nécessité pour que les réseaux puissent répondre aux exigences futures, explique Antonios Papaemmanouil. « Le réseau électrique suisse est conçu de manière très robuste. Mais l'électrification du secteur des transports, avec le développement des stations de recharge pour véhicules électriques, et l'intégration d'un plus grand nombre d'installations photovoltaïques décentralisées entraînent de nouvelles contraintes et des changements en temps réel considérables au sein des réseaux de distribution, pour lesquels ces derniers n'ont pas été conçus. Nous nous attendons à ce que les réseaux suisses atteignent leur limite dans cinq ans, dix au plus tard. L'approche décentralisée que nous avons développée aidera les gestionnaires de réseau à planifier leurs réseaux de distribution en fonction des besoins, et à les exploiter de manière

optimale, en toute sécurité et dans le respect de la protection des données. L'utilisation décentralisée des données des compteurs intelligents permet de surveiller les réseaux de distribution presque en temps réel, et ce, sans investissement supplémentaire dans l'infrastructure de surveillance. En outre, il est possible de prévoir la charge et la sollicitation du réseau, d'assister la planification opérationnelle en vue de maîtriser les changements rapides et fréquents de la charge et de la production, ainsi que de garantir la fiabilité du réseau. »

Littérature complémentaire

→ Vous trouverez plus d'articles spécialisés concernant les projets pilotes, de démonstration et les projets phares dans le domaine de l'électricité sur : www.bfe.admin.ch/ec-electricite

Auteur

D' **Benedikt Vogel** est journaliste scientifique.
→ Dr. Vogel Kommunikation, DE-10437 Berlin
→ vogel@vogel-komm.ch

Des informations complémentaires peuvent être obtenues auprès de Michael Moser (michael.moser@bfe.admin.ch), responsable du programme de recherche « Réseaux » de l'OFEN.

IN KÜRZE

Algorithmen machen das Netz transparent

Dezentrale Nutzung von Stromzählerdaten

Die stark steigende Anzahl von Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen sowie PV-Anlagen, die an das Verteilnetz angeschlossen sind, setzen dieses unter Druck. Um die VNB dabei zu unterstützen, ihre Verteilnetze bedarfsgerecht zu planen und optimal zu betreiben, indem sie lokal und zu bestimmten Zeiten die notwendige Flexibilität aktivieren können, hat ein Forschungsteam der Hochschule Luzern (HSLU) eine technische Lösung entwickelt, mit der die Daten von Smart Metern – die nicht nur den Stromverbrauch, sondern auch die Spannungs- und Stromwerte jedes Haushalts messen – für die Überwachung der Verteilnetze genutzt werden können.

Eine zentralisierte Nutzung der Daten von Smart Metern zur Netzüberwachung ist jedoch ressourcenintensiv und verstösst gegen das Datenschutzgesetz. Die an der HSLU entwickelte Lösung ermöglicht eine dezentrale Datenerhebung und -verarbeitung, indem die benachbarten Smart Meter über Mobilfunkmodems miteinander kommunizieren. Erst wenn die Daten lokal aggregiert und entsprechend aufbereitet sind, werden die für die Beschreibung des Netzzustands relevanten Werte an die Zentrale übermittelt.

Durch die Analyse dieser Daten kann ein Abbild des Verteilnetzes im 15-Minuten-Takt erstellt werden. Die Lösung ermöglicht es zudem, das wahrscheinliche Lastprofil des Verteilnetzes für die kommenden 24 Stunden zu prognostizieren. Diese Prognose wird mit Methoden des maschinellen Lernens berechnet, wobei die aktuellen Zählerdaten und die Daten des Vorjahres verwendet werden.

Um die Lösung in der Praxis zu validieren, wurde im Oktober 2023 in Rolle in Zusammenarbeit mit Romande Energie eine Testkampagne durchgeführt. Dazu wurden in 30 Haushalten eines Stadtviertels Smart Meter installiert, die leistungsfähig genug waren, um den an der HSLU entwickelten Algorithmus ausführen zu können. Die erzielten Ergebnisse bestätigten, dass es möglich ist, automatische Prognosemodelle auf der bestehenden Hardware der Smart Meter zu verwenden, und dass die dezentrale Nutzung der Daten der Smart Meter eine datenschutzkonforme Überwachung der Verteilnetze fast in Echtzeit ermöglicht, ohne dass zusätzliche Investitionen in die Überwachungsinfrastruktur getätigt werden müssen.