

La simulation au service des réseaux

Améliorer la gestion des réseaux actifs de distribution

Les opérateurs de réseaux électriques de distribution doivent de plus en plus faire face aux défis associés à la transition énergétique, qu'il s'agisse de la production d'électricité décentralisée par des éoliennes et des panneaux photovoltaïques ou de la consommation relative à l'électrification progressive des secteurs du chauffage (pompes à chaleur) et du transport individuel (voitures électriques de plus en plus nombreuses). La simulation de séries temporelles et l'analyse statistique les y aideront.

Vers une opération des réseaux plus active

Le mode d'opération des réseaux de distribution changera graduellement d'un état quasiment passif, où la consommation d'électricité des clients finaux était approvisionnée dans son intégralité par le réseau de transport d'électricité et les grandes centrales qui y sont raccordées, vers une opération des réseaux beaucoup plus active. Les réseaux de distribution seront par conséquent de plus en plus poussés vers leurs limites d'opération. Il s'agit par là principalement de problèmes de surcharge du réseau associés à la puissance de pointe, que cela soit en termes de production de pointe issue des énergies renouvelables, telle que celle provenant des installations PV et des éoliennes, ou de consommation de pointe liée aux pompes à chaleur et aux voitures électriques.

Surcharge du réseau

Une surcharge du réseau électrique a pour conséquence des situations de déviations prononcées de la tension

Andreas Ulbig, Stephan Koch, Francesco Ferrucci

La transition énergétique en cours est en train de changer fondamentalement le mode d'opération des réseaux d'électricité, le faisant passer d'un régime historiquement presque entièrement centralisé à un régime de plus en plus décentralisé. Les origines de cette évolution se trouvent notamment dans la production répartie d'électricité déjà considérable, mais aussi dans l'électrification des secteurs du chauffage et du transport du fait d'une utilisation accrue des pompes à chaleur et des voitures électriques.

Problèmes émergeant pour les opérateurs de réseaux

Des centaines de milliers d'éoliennes et des millions d'installations photovoltaïques (PV) sont déjà mises en œuvre en Europe, correspondant respectivement à plus de 130 GW et plus de 87 GW de puissance installée [1]. La Suisse est, quant à elle, actuellement dotée de plus de 30 000 installations PV avec une puissance totale supérieure à 1 GW, mais aussi de plus de 250 000 pompes à chaleur dont la puissance totale équivaut également à environ 1 GW [2,3].

De plus, une autre tendance fait son apparition : l'installation locale de systèmes de stockage d'électricité (batteries) tant par les particuliers motivés par la notion d'autonomie en termes de production et de consommation d'électricité et les économies éventuelles qui y sont liées que par les opérateurs de réseaux électriques eux-mêmes. Ces derniers visent ainsi une réduction de la charge de

pointe dans leur zone de réseau ainsi que de nouveaux domaines d'activité, tels que des services système (réglage de la fréquence).

L'ensemble de ces évolutions constitue surtout un défi pour les réseaux de distribution qui représentent plus de 90 % de la totalité du réseau électrique : la vaste majorité de ces nouveaux types d'unités électriques y sont en effet connectés.

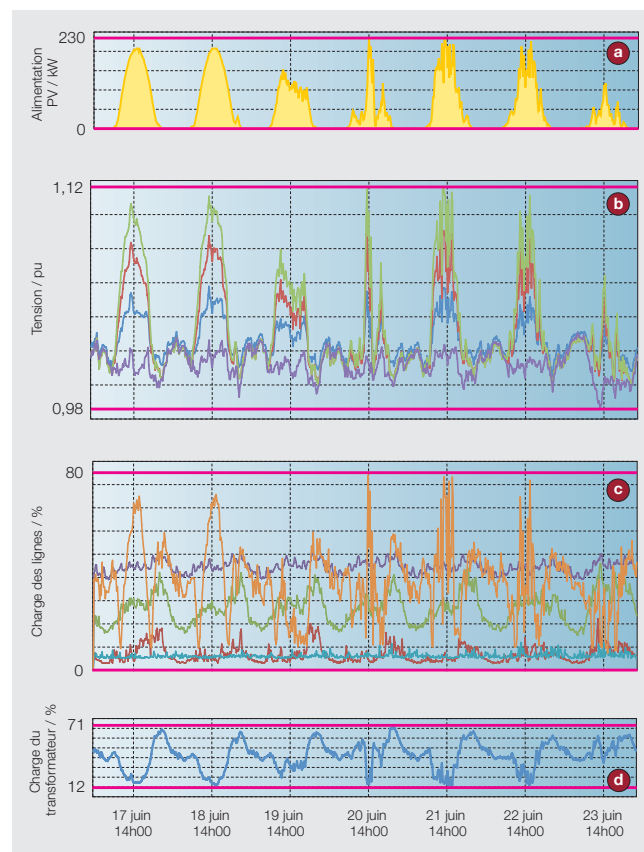


Figure 1 Scénario « Forte production photovoltaïque » : exemple d'une semaine estivale typique (17 au 23 juin). a) Production photovoltaïque, b) Bande de tension, c) Charge des lignes électriques, d) Charge des transformateurs.

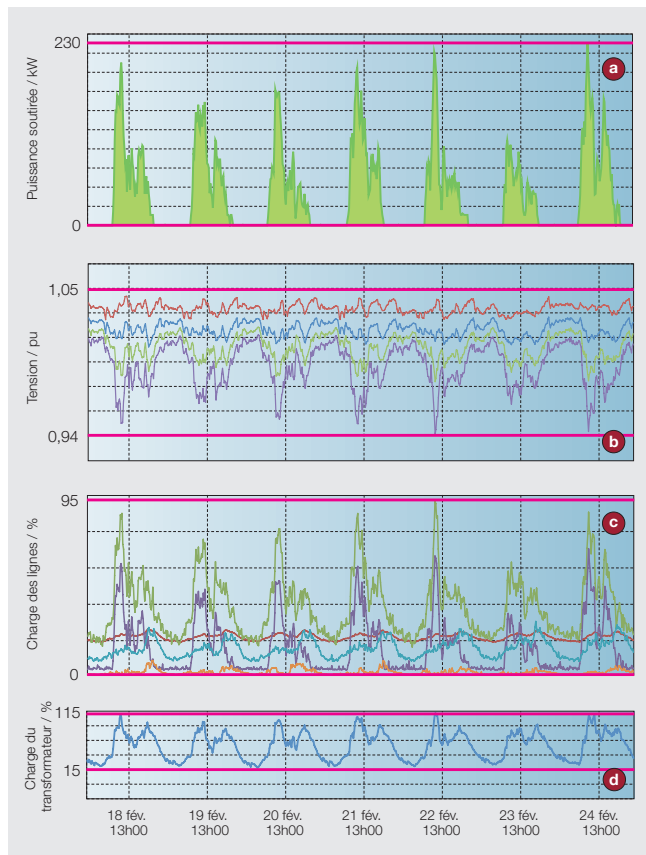


Figure 2 Scénario « Forte consommation des voitures électriques » : exemple d'une semaine hivernale typique (18 au 24 février). a) Consommation des voitures électriques, b) Bande de tension, c) Charge des lignes électriques, d) Charge des transformateurs.

nominale. Des surtensions sont créées par une importante production locale et des sous-tensions par une forte consommation d'électricité. Souvent, celles-ci sont accompagnées par des surcharges physiques des lignes électriques ou des transformateurs locaux.

Ces deux types de surcharge ont été simulés au cours d'une étude réalisée par Adaptricity en collaboration avec EKZ (Elektrizitätswerke des Kantons Zürich). Les résultats obtenus, portant sur une zone du réseau électrique située dans l'agglomération de la ville de Zurich [4], sont présentés ci-après.

Dans le cas d'une forte production photovoltaïque, les surtensions dans cette zone sont visiblement bien au-delà de la bande acceptable, soit supérieures à 110% de la tension nominale, et ce, surtout pendant les jours ensoleillés (figure 1). De plus, les lignes électriques et le transformateur sont aussi exposés à des surcharges plus élevées qu'auparavant.

Dans le cas d'une forte consommation d'électricité par des voitures électriques, les sous-tensions sont, elles aussi, bien visibles (figure 2). Pire, pendant les jours ouvrables le transformateur est soumis régulièrement midi et soir à une surcharge supérieure à 115% de la limite acceptable.

Au final, cette situation génère un besoin de renforcement et d'adaptation

des réseaux d'électricité et donc des investissements en termes d'équipements. Pour la Suisse, les investissements supplémentaires liés à la transition énergétique sont évalués à 12,7 milliards de francs pour les réseaux de distribution [5]. Pour l'ensemble de l'Europe, l'estimation s'élève à 400 milliards d'euros jusqu'à 2020 [6].

Une planification traditionnelle de plus en plus inadéquate

Traditionnellement, la planification des réseaux électriques de transmission et de distribution est généralement basée

sur le calcul de flux de charge statique d'une situation instantanée, dit « snapshot ». Celui-ci prend en compte la charge maximale coïncidente pour déterminer le dimensionnement nécessaire des éléments d'infrastructure du réseau. Avec l'augmentation de la production décentralisée, notamment de la production d'électricité éolienne et photovoltaïque, l'instantané de la génération maximale coïncidente est également de plus en plus important pour le dimensionnement précité.

La coïncidence dans le temps et l'espace de la consommation électrique et de la production électrique décentralisée peut réduire la charge ou en imposer plus sur le réseau électrique. Considérer seulement la situation instantanée de la charge du réseau la plus défavorable peut en outre mener à un surdimensionnement considérable de l'infrastructure de réseau et à une sous-utilisation de la capacité de réseau. En fait, l'approche du cas le plus défavorable peut également conduire à un sous-dimensionnement critique des autres éléments de l'infrastructure de réseau : pour ces éléments, le cas individuel le plus défavorable de charge peut simplement se produire à un autre instant [7].

Les technologies émergentes dites « smart grid » permettent d'influencer activement la consommation et la production électrique locale afin d'améliorer le fonctionnement et de simultanément diminuer la surcharge du réseau. Des études montrent que des mesures opérationnelles innovantes, comme la réduction sélective de la production d'énergie renouvelable, la gestion de la charge, les accumulateurs décentralisés et le contrôle de la puissance réactive, peuvent

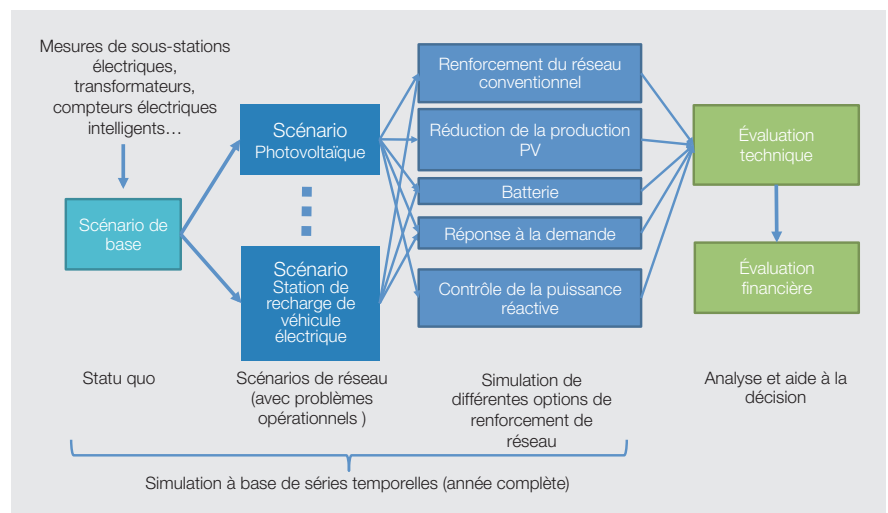


Figure 3 Concept de la simulation de séries temporelles en tant que base d'aide à la décision.



Figure 4 Plate-forme de simulation DPG.sim.

faciliter l'intégration des énergies renouvelables en réduisant les coûts autrement nécessaires de mise à niveau du réseau de distribution [8].

Une réduction des coûts d'infrastructure de réseau électrique grâce à l'utilisation d'une technologie « smart grid » ou d'une combinaison de plusieurs de ces technologies exige que ces dernières soient considérées explicitement au stade de la planification du réseau. Or, la littérature relative à cette question montre que les outils de planification de réseau existant habituellement ne prennent en charge ni la modélisation réaliste, ni la simulation des réseaux d'électricité avec des éléments de smart grids [9].

La solution : la simulation de séries temporelles

L'étape cruciale, au-delà des simulations instantanées dites « snapshots », consiste en une approche par le biais de simulations de séries temporelles. Celles-ci permettent de simuler la dynamique quotidienne et saisonnière des énergies renouvelables et de la consommation

électrique ainsi que les contraintes temporelles des unités de stockage comme les batteries (figure 3).

Les simulations de réseau sur la base de séries temporelles créent une énorme quantité de données de simulation. Ces données offrent d'importantes possibilités pour l'analyse, que cela soit pour les évaluations techniques comme la qualité de la tension et les pertes de ligne ou

pour les évaluations financières des différentes options d'investissement. Elles constituent la base de l'aide à la décision en ce qui concerne la planification opérationnelle du réseau électrique, que cela soit lors de la conception, de l'analyse et de la comparaison des stratégies opérationnelles de gestion de réseaux actifs, de la planification du réseau ou encore lors de l'intégration d'éléments « smart grid » dans le processus de planification.

La simulation de séries temporelles comme outil technique est déjà de plus en plus utilisée dans la planification et l'analyse des réseaux de transport d'électricité, notamment en Suisse [10,11]. Malheureusement, ceci n'est pas encore le cas pour les réseaux de distribution.

Plate-forme de simulation de réseau électrique

Afin de faciliter autant la modélisation des éléments smart grid que la simulation temporelle des réseaux de distribution d'électricité, Adaptricity [12], une entreprise « spin-off » de l'École polytechnique fédérale de Zurich (EPFZ) a développé et commercialisé la plate-forme de simulation DPG.sim (pour Distributed Prosumer and Grid Simulation). Celle-ci est illustrée dans la figure 4.

Cette plate-forme de simulation permet l'intégration de toutes les données disponibles sur le réseau de distribution, telles que par exemple le modèle de réseau, les mesures standard d'opération et les données des « smart meters », mais aussi celle de bases de données statistiques sur les bâtiments et les ménages (figure 5). Ses principaux avantages sont les suivants:

■ Premièrement, cette plate-forme de simulation permet de modéliser et de simuler de façon plus réaliste l'opération des réseaux actifs de distribution, l'évo-

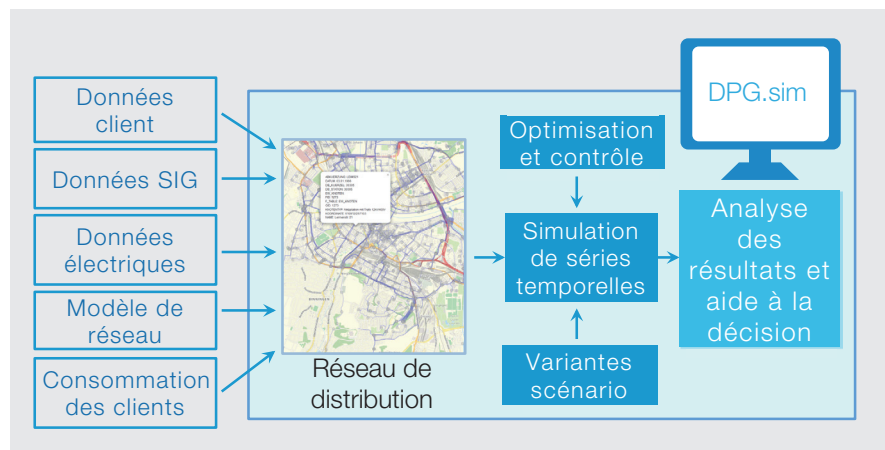


Figure 5 Structure de la plate-forme de simulation DPG.sim.

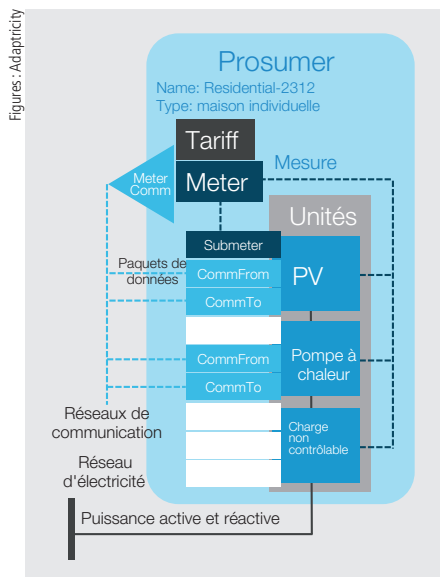


Figure 6 Approche de la modélisation des « prosumers ».

lution temporelle de la production et de la consommation d'électricité, ainsi que les états de charge des systèmes de stockage et leurs algorithmes de contrôle, et ce, jusqu'au niveau des ménages individuels et de leurs unités de ménage (installation PV, pompe à chaleur, etc.). Sa caractéristique unique à cet égard est constituée par son approche polyvalente de la modélisation des « prosumers » (soit des consommateurs qui sont également producteurs) et de leur flexibilité opérationnelle [13], qui permet de capturer tous les détails pertinents de la modélisation des unités de ménage ainsi que les différents types de smart meters (figure 6).

■ Deuxièmement, elle a la capacité d'effectuer à grande échelle des simulations de réseau à base de séries temporelles et des analyses de grandes quantités de données (« Big data ») en utilisant les ressources puissantes du « cloud computing ».

■ Troisièmement, la visualisation des données et les outils d'analyse statistique qui donnent un aperçu détaillé de l'exploitation du réseau d'électricité offrent une aide précieuse à la décision.

Les simulations temporelles et les analyses de réseau détaillées fournissent donc de précieuses données qualitatives et quantitatives utiles pour tous les aspects de l'exploitation et de la planification du réseau d'électricité.

Conclusion

La simulation de réseaux électriques basée sur des séries temporelles et l'analyse statistique des données résultantes

sont des outils puissants pour une meilleure aide à la décision, et ce, autant lors de la planification que de l'exploitation des réseaux électriques.

L'idée principale consiste à utiliser la puissance de calcul du « cloud computing », qui devient de moins en moins chère, dans le but de réduire autant que possible le renforcement du réseau électrique nécessaire suite à la transition énergétique ainsi que les coûts associés. Ceci permettra également de rendre plus efficace les investissements dans les équipements physiques des réseaux électriques.

Références

- [1] Wind energy barometer 2015 and Photovoltaic barometer 2015. Eurobserv'er Database. www.eurobserv'er.org/category/barometer-2015
- [2] Statistique de l'électricité 2014. Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne, 2015. www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=fr
- [3] Eicher+Pauli AG : Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien (Ausgabe 2014). Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Juni 2015. www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/?dossier_id=00772&lang=de
- [4] S. Koch, F. Ferrucci, A. Ulbig, M. Koller : Time-series simulations and assessment of smart grid planning options of distribution grids. Cired Conference, Lyon, 15-18 June 2015.
- [5] Le Conseil fédéral adopte le message relatif à la stratégie Réseaux électriques. Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne, 13 avril 2016. www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=fr&msg-id=61338
- [6] Power Distribution in Europe – Facts & Figures. Eurelectric, 2013. www.eurelectric.org/media/113155/dso_report-web_final-2013-030-0764-01-e.pdf
- [7] A. Probst, E. Junge, F. Oechsle : Zeitreihenbasierte Netzplanung zur Vermeidung von Über- und Unterdimensionierungen auf Hochspannungsebene. Tagungsband der 3. OTTI Conference, Berlin, Januar 2016. www.otti.de

- [8] Dena Distribution Grid Study – German electricity distribution grids in need of significant expansion by 2030. German Energy Agency (Dena), 2012. www.dena.de/en/projects/energy-systems/dena-distribution-grid-study.html
- [9] Cigré Working Group C6.19 : Planning and Optimization Methods for Active Distribution Systems. Cigré Report, 2014. www.e-cigre.org/Order/select.asp?ID=1705164
- [10] Réseau stratégique 2025. Swissgrid, Juin 2015. www.swissgrid.ch/swissgrid/fr/home/grid/strategic_grid_2025.html
- [11] F. Comaty, A. Ulbig, G. Andersson, ETH Zürich, Power Systems Laboratory : Ist das geplante Stromsystem der Schweiz für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 aus technischer Sicht geeignet? (Langfassung). Im Auftrag der SATW, Zürich, Juni 2014. www.satw.ch/publikationen/SATW_Energiestudie_def.pdf
- [12] www.adaptricity.com
- [13] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig, G. Andersson : Unified system-level modeling of intermittent renewable energy sources and energy storage for power system operation. IEEE Systems Journal, Vol. 6, No 1, pp. 140-151, March 2012.

Auteurs

D^r **Andreas Ulbig** est ingénieur en génie électrique et de contrôle, diplômé de Supélec, France, en 2006 et de l'Université de Stuttgart, Allemagne, en 2007. Il a obtenu en 2014 son doctorat dans le domaine des réseaux électriques de l'EPFZ. Il est cofondateur d'Adaptricity, entreprise « spin-off » de l'EPFZ.

Adaptricity AG c/o ETH Zurich Power Systems Lab, 8092 Zürich, aulbig@adaptricity.com

D^r **Stephan Koch** est ingénieur en génie de contrôle, diplômé en 2007 de l'Université de Stuttgart, Allemagne. Il a obtenu en 2012 son doctorat de l'EPFZ dans le domaine des réseaux électriques. Il est également cofondateur d'Adaptricity.

skoch@adaptricity.com

D^r **Francesco Ferrucci** est ingénieur en informatique économique, diplômé de l'Université de Paderborn, Allemagne, en 2006. Il a obtenu son doctorat dans le domaine de la recherche opérationnelle de l'Université de Wuppertal en 2012. Il est aussi cofondateur d'Adaptricity.

fferrucci@adaptricity.com

Zusammenfassung

Simulation im Dienste der Netze

Verbesserung des Managements aktiver Verteilnetze

Die Betreiber von elektrischen Verteilnetzen stehen immer grösseren Herausforderungen im Zusammenhang mit der Energiewende gegenüber, sowohl bezüglich der dezentralen Stromerzeugung aus Sonne und Wind als auch bezüglich des Stromverbrauchs für Heizung (Wärmepumpen) und Individualverkehr (Elektrofahrzeuge). Die normalerweise auf der Berechnung des statischen Lastflusses eines momentanen Zustands (« Snapshot ») basierende Planung der Stromnetze erweist sich als nicht mehr zeitgemäss, denn sie könnte sowohl eine erhebliche Überdimensionierung als auch Unterdimensionierung der Netzinfrastruktur zur Folge haben. Bei der Planung und dem Betrieb der Netze wird es künftig entscheidend sein, die eingesetzten Smart-Grid-Technologien zu berücksichtigen, aber auch die tägliche und saisonale Dynamik der erneuerbaren Energien und des Stromverbrauchs. Um sowohl die Modellierung der Smart-Grid-Elemente als auch die zeitreihenbasierte Simulation der Elektrizitätsverteilnetze zu erleichtern, hat Adaptricity, ein Spin-off der ETH Zürich, die Simulationsplattform DPG.sim entwickelt und vermarktet. Diese Plattform ermöglicht die Integration sämtlicher im Verteilnetz vorhandenen Daten, aber auch von statistischen Datenbanken zu den Gebäuden und Haushalten. Die Grundidee besteht darin, die Rechenleistung des « Cloud-Computing » zu nutzen, um den anderweitig notwendigen Ausbau des Elektrizitätsnetzes für die Energiewende und die damit verbundenen Kosten soweit wie möglich zu reduzieren.

CHe