

COMMENT LES BATTERIES DÉLESTENT LE RÉSEAU

Les installations photovoltaïques pour la production d'électricité renouvelable pour l'autoconsommation sont en vogue. De nombreux propriétaires immobiliers complètent leur installation solaire par un accumulateur afin de pouvoir utiliser eux-mêmes la plus grande partie possible de l'électricité produite de manière durable. Une équipe de chercheurs de la Haute école spécialisée bernoise, en collaboration avec deux exploitants de réseaux, a étudié les effets de cette évolution sur les réseaux de distribution d'électricité et montré s'il était possible d'exploiter les batteries en vue de servir au réseau.



Steffen Wienands (debout) en compagnie d'un autre scientifique dans le « Prosumer Lab » de la Haute école spécialisée bernoise - Technique et informatique à Bienne. Un algorithme simple a été développé et testé ici pour la commande de batteries de stockage en fonction du réseau.
Photo: BFH

Article spécialisé concernant les connaissances acquises lors d'un projet de recherche dans le domaine des batteries soutenu financièrement par l'Office fédéral de l'énergie. L'article a été publié, entre autres, dans le magazine spécialisé Swiss Engineering STZ (édition mars 2022).



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Office fédéral de l'énergie OFEN

Une partie toujours plus grande de l'électricité provient des centrales solaires et éoliennes. En fonction de l'heure et de la météo, leur production est soumise à de grandes variations. Les batteries permettent de stocker l'électricité renouvelable jusqu'au moment de la consommation. Aujourd'hui déjà, de nombreux propriétaires de maisons individuelles complètent leurs installations photovoltaïques (PV) par un accumulateur afin de pouvoir consommer eux-mêmes la plus grande partie possible de leur électricité solaire. Avec la poursuite du développement du photovoltaïque en Suisse, l'utilisation d'accumulateurs domestiques décentralisés devrait encore connaître une augmentation considérable. Les perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN prévoient qu'à long terme, environ 70% des installations photovoltaïques seront combinées à des accumulateurs.

Trois types de réseaux de distribution

Une équipe de chercheurs de la Haute école spécialisée bernoise - Technique et informatique (BFH-TI) à Bienne a étudié les conséquences de cette évolution en collaboration avec deux exploitants de réseaux électriques. Pour le projet soutenu par l'OFEN, trois réseaux de distribution ont été utilisés à titre d'exemple: un réseau de distribution urbain avec 78 immeubles à Hochdorf (canton de Lucerne), un réseau de distribution suburbain avec 164 immeubles à Neyruz (canton de Fribourg), et un réseau de distribution rural avec 19 immeubles à Haut de Fiaugères (également dans le canton de Fribourg). Les scientifiques ont reproduit les trois réseaux dans une simulation. Ils ont ensuite modélisé l'état du réseau pour l'année 2035.

Ils sont partis du principe qu'en plus des installations actuelles, un quart de toutes les surfaces de toit adaptées au photovoltaïque seraient couvertes par une installation PV d'ici 2035. Il a également été supposé qu'à cette date, 70% des installations seraient combinées à un accumulateur. Avec ces données et d'autres hypothèses sur le développement de la mobilité électrique et des pompes à chaleur, les chercheurs de la Haute école spécialisée bernoise ont modélisé les trois différents réseaux de distribution pour l'année 2035. Le logiciel d'analyse de réseau PowerFactory a permis d'estimer l'impact des différents modes de fonctionnement des batteries de stockage sur les réseaux.

Exploiter en fonction du réseau

Le résultat du projet fait dresser l'oreille. « Aujourd'hui, tous les réseaux électriques ne sont pas suffisamment dimen-



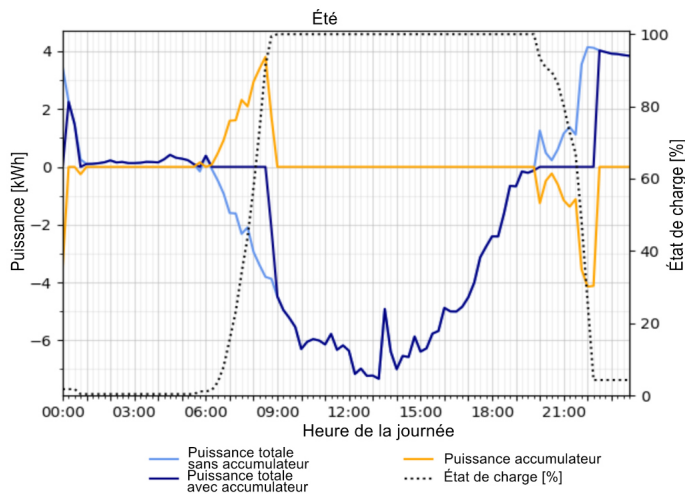
Le réseau de la société WWZ (auparavant: Wasserwerke Zug) de la Luzernerstrasse à Hochdorf (LU) fait office d'exemple pour un réseau électrique urbain. Le projet BFH-TI part du principe que la puissance des installations PV installées de ce réseau d'aujourd'hui 237 kWp, passera à 647 kWp en 2035. Photo: commune de Hochdorf



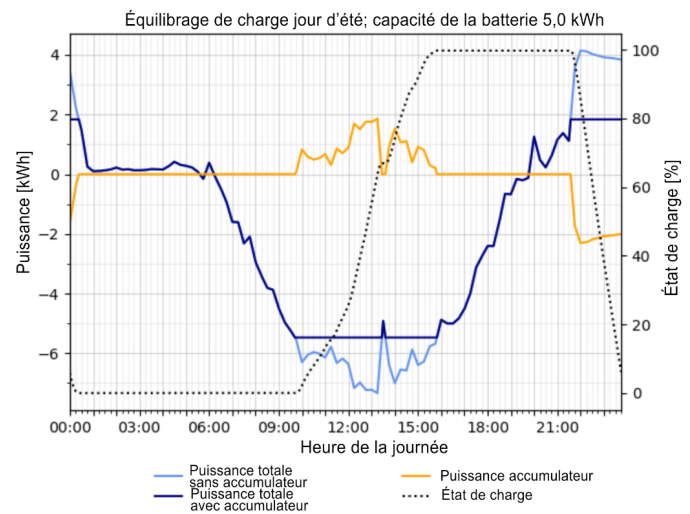
Le réseau de distribution du Groupe E à Neyruz est un exemple de réseau électrique suburbain. Le projet BFH-TI part du principe que la puissance des installations PV installées de ce réseau d'aujourd'hui 310 kWp, passera à 1320 kWp en 2035. Photo: STEMUTZ.COM



Le réseau de distribution du Groupe E à Haut de Fiaugères est un exemple de réseau électrique rural. Le projet BFH-TI part du principe que la puissance des installations PV installées de ce réseau d'aujourd'hui 32 kWp, passera à 362 kWp en 2035. Photo: Groupe E



Comportement d'un accumulateur de batterie programmé pour optimiser l'autoconsommation lors d'une journée ensoleillée : il absorbe l'électricité photovoltaïque « excédentaire » le matin - et est entièrement chargé dès 9 heures. Cela a pour conséquence qu'il ne peut pas absorber d'électricité solaire pendant la période où l'installation PV produit le plus d'électricité et que celle-ci doit être injectée dans le réseau. Le réseau de distribution est ainsi davantage sollicité. Illustration : rapport final OFEN



Comportement idéal d'un accumulateur de batterie programmé pour être utile au réseau lors d'une journée ensoleillée : l'accumulateur est commandé de manière à être chargé lorsque l'installation photovoltaïque produit le plus d'électricité « excédentaire » et à être déchargé lorsque la consommation domestique est particulièrement importante. Cela permet d'atténuer l'injection d'une très grande puissance photovoltaïque dans le réseau. Illustration : rapport final OFEN

sionnés pour absorber la croissance souhaitée des installations photovoltaïques; certains d'entre eux pourraient atteindre leurs limites de charge en 2035 », explique Steffen Wienands, scientifique à la Haute école spécialisée bernoise. Les lignes devraient être renforcées, notamment dans les zones rurales, afin de pouvoir faire face à la quantité d'électricité produite par les grandes installations photovoltaïques. La problématique de la charge du réseau ne serait pas non plus atténuée par l'utilisation d'accumulateurs pour optimiser l'autoconsommation, comme c'est généralement le cas aujourd'hui. Steffen Wienands : « Le mode d'exploitation de l'optimisation de l'autoconsommation ne fournit aucune contribution au délestage du réseau. En effet, si la consommation propre est optimisée, la batterie ne se charge souvent pas au moment où l'excédent photovoltaïque est le plus important (entendu comme la différence entre la production PV et la consommation actuelle). Malgré une autoconsommation élevée, les pics d'injection d'électricité photovoltaïque ne sont pas forcément réduits ».

La charge du réseau peut être contrée si les accumulateurs à batterie sont exploités de manière à être utiles au réseau (voir encadré à droite). Cela est possible si les accumulateurs sont chargés pendant les périodes de fort excédent photovol-

ADAPTÉE AU RÉSEAU

Le mode de fonctionnement d'un accumulateur est dit « bénéfique au réseau » lorsque l'accumulateur est exploité de manière à délester le plus possible les pointes de puissance sur le réseau. Les processus de charge et de décharge sont contrôlés de manière à réduire les pointes puissances d'injection dans le réseau ou les pointes de prélèvement depuis le réseau.

Pour atteindre cet objectif, le logiciel de contrôle peut par exemple intégrer des données de prévisions météorologiques afin d'estimer la production photovoltaïque pour les heures et les jours à venir.

« Les réseaux actuels disposent encore d'une capacité suffisante », explique Roman Tschanz, responsable du projet réseau chez la société WWZ Energie AG, laquelle exploite le réseau de distribution de Hochdorf étudié dans le cadre du projet BFH-TI. « Toutefois, les connaissances acquises dans le cadre du présent projet montrent également qu'une exploitation des accumulateurs adaptée aux besoins du réseau devrait jouer un rôle important dans l'extension future du réseau ». BV

taïque, c'est-à-dire lorsque la production d'électricité photovoltaïque est nettement supérieure à la consommation. Le rapport final du projet de recherche le constate: « L'utilisation d'un algorithme d'équilibrage de charge adapté au réseau permet de réduire considérablement les surcharges des lignes et des transformateurs concernés et, dans de nombreux cas, de les éviter complètement. L'apparition de tensions trop élevées ou trop basses peut également être réduite de manière significative, mais pas complètement évitée ».

Tous les accumulateurs ne se valent pas

Les résultats du projet de recherche montrent clairement que l'injection décentralisée de PV a des conséquences différentes dans les trois types de réseaux de distribution. Lorsque les toits d'une ferme sont équipés de modules photovoltaïques, des courants élevés circulent parfois jusqu'au point de raccordement au réseau le plus proche; dans ce cas, c'est la ligne d'alimentation qui est concernée en premier lieu en cas de surcharge. Des déséquilibres similaires se produisent dans les réseaux urbains avec quelques grandes installations photovoltaïques. Pour ces deux types de réseau, il est préférable de régler l'équilibrage de la charge des accumulateurs de manière décentralisée, c'est-à-dire à chaque fois au niveau de l'accumulateur.

La situation est différente dans le cas d'un réseau suburbain: ici, les ménages se ressemblent en termes de production pho-

tovoltaïque et de consommation. Certes, des surcharges se produisent également sur ce réseau, mais elles concernent principalement les lignes principales et les stations de transformation. Dans ce cas, un équilibrage central de la charge est plus efficace. Pour ce faire, le comportement de charge des accumulateurs répartis sur le réseau pourrait être commandé de manière centralisée par le centre de contrôle du gestionnaire de réseau, la charge du transformateur dans la station de transformation étant mesurée et transmise au centre de contrôle. Le centre de contrôle régulerait les batteries sans délai de manière à réduire au maximum la charge du transformateur. Il s'agit d'un concept théorique qui n'a pas encore été appliqué dans la pratique du réseau électrique suisse.

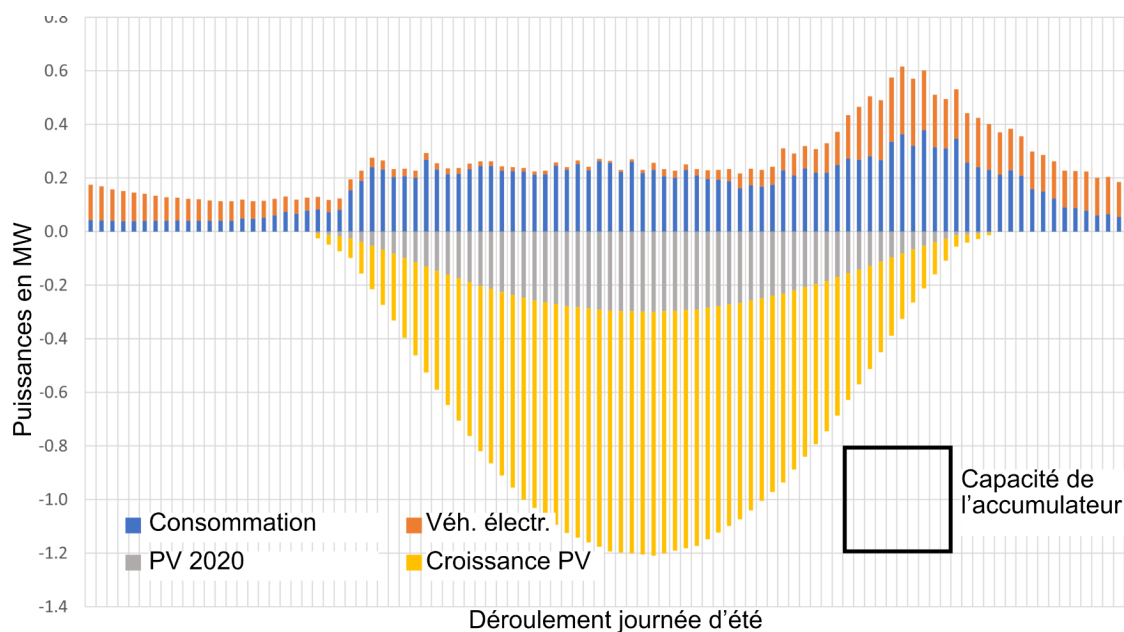
Les différences entre les réseaux de distribution ont pour conséquence que l'accumulateur n'a pas le même impact sur la stabilité du réseau. Les chercheurs s'expriment ainsi dans le rapport final de l'OFEN: « Certains accumulateurs ont un effet positif important sur le réseau, d'autres n'ont qu'un impact limité. Moins la structure du réseau de distribution est homogène, plus il est pertinent de disposer d'accumulateurs individuels judicieusement positionnés. »

Faible incitation financière

Dans leur étude, les scientifiques de la Haute école spécialisée bernoise ont quantifié les avantages financiers d'une exploi-

	Suburbain	Urbain	Rural
2035: évitement de surcharge	1 transformateur 2 lignes	2 transformateurs 2 lignes	0 équipement
2020 - 2045: évitement de surcharge	1 transformateur 9 lignes	2 transformateurs 3 lignes	5 lignes
Retard moyen des renforcements de réseau	4,5 ans	5,5 ans	1,5 an
Valeur financière (en cas d'amor- tissement ElCom sur 35/40 ans pour transformateur et conduites)	32 000 CHF	8 600 CHF	600 CHF
Valeur financière (en cas de durée de vie technique de 50 ans)	40 200 CHF	12 800 CHF	2 900 CHF
Apparition de la plupart des retards	2030-2040	vers 2035	2029 - 2037

Le tableau montre, pour les trois réseaux de distribution étudiés à titre d'exemple, les avantages susceptibles d'être obtenus par une exploitation des accumulateurs en fonction des besoins du réseau. Tableau: rapport final OFEN



Profil de puissance sur le réseau de distribution de Neyruz lors d'une journée d'été en 2035: la consommation d'électricité (en bleu) s'élève à 4,3 MWh, auxquels s'ajoutent 2 MWh pour la recharge des véhicules électriques (en orange). Au cours de la journée, les installations PV fournissent 8,4 MWh d'électricité (en gris : installations existantes aujourd'hui ; en jaune: augmentation des installations PV jusqu'en 2035). Le carré illustre la quantité d'énergie qui pourrait probablement être absorbée par les accumulateurs installés sur ce réseau en 2035. Graphique: rapport final OFEN

tation des accumulateurs à batterie en fonction du réseau pour le réseau de distribution. Ils en concluent qu'une exploitation des accumulateurs en fonction des besoins du réseau permettrait, non pas d'éviter des renforcements du réseau (lignes, transformateurs), mais de les reporter de plusieurs années. Ce décalage a un effet favorable sur le compte d'investissement des gestionnaires de réseau de distribution.

Selon le calcul des chercheurs, un accumulateur d'une capacité de 10 kWh pourrait être rémunéré de 100 à 200 francs lors de son installation si les gestionnaires de réseau transformaient cet avantage en une incitation financière pour les exploitants d'accumulateurs à batterie. « Il s'agit d'un montant relativement faible », explique le scientifique de la BFH-TI Stefan Schori. « Dans la mesure où les coûts d'investissement pour les accumulateurs sont élevés par rapport aux lignes et aux transformateurs et que les équipements de réseau doivent être remplacés d'une manière ou d'une autre à un moment donné, les exploitants de réseau tirent peu d'avantages financiers d'une exploitation des accumulateurs à batterie en fonction des besoins du réseau ».

Groupe E étudie des tarifs dynamiques

La situation serait différente avec l'introduction de tarifs d'électricité dynamiques. Cela constituerait une incitation financière à l'exploitation des accumulateurs aussi en fonction des besoins du réseau. C'est exactement dans cette direction que pense le gestionnaire du réseau Groupe E (Granges-Paccot/FR), lequel a participé directement au projet de recherche.

« Dans une prochaine étape, Groupe E examinera si un comportement de telles batteries pourrait être obtenu par le biais de tarifs variables selon l'heure », affirme Peter Cuony, responsable des produits dans la distribution d'électricité chez Groupe E. « Le gestionnaire du réseau de distribution pourrait par exemple annoncer la veille un tarif de prélèvement et de reprise variable selon les heures sur une interface Internet. Le système de gestion de l'énergie de la batterie pourrait consulter ce tarif et ainsi optimiser financièrement l'utilisation de la batterie pour son propriétaire ».

- Le rapport final du projet « Bat4SG: exploitation optimisée du réseau de stockage décentralisé des clients » est disponible sur <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=45522>
- Le Dr Michael Moser (michael.moser@bfe.admin.ch), responsable du programme de recherche sur les réseaux de l'OFEN, et le Dr Stefan Oberholzer, responsable du programme de recherche sur les batteries de l'OFEN (stefan.oberholzer@bfe.admin.ch) communiquent des informations au sujet du projet de recherche.
- Vous trouverez plus d'articles spécialisés concernant les projets pilotes, de démonstration et les projets phares dans le domaine des batteries [ici](#).