

dossier.

Wie bringt man 50 GW ins Netz?

Lösungsvorschläge | Um die Energiestrategie realisieren zu können, braucht die Schweiz noch viel PV. Die Stromnetze können diese Solarleistung aber nicht aufnehmen. Wie soll der Netzanschluss angepasst werden, damit das Optimum erzielt wird?

Comment intégrer 50 GW au réseau?

Propositions de solutions | Pour réaliser sa stratégie énergétique, la Suisse doit encore installer beaucoup de PV. Or, les réseaux électriques ne peuvent pas absorber cette puissance solaire. Comment adapter au mieux le raccordement au réseau?



CHRISTOF BUCHER, DAVID JOSS

Im Jahr 2022 betrug die von der Swissgrid publizierte maximale vertikale Netzlast 8,4 GW. Diese Leistung kann mit einer gewissen Marge vom Übertragungsnetz an die unteren Netzebenen weitergegeben werden. Aufgrund der generell asymmetrischen Netzplanung bezüglich Leistungsfluss dürfte die maximale dezentrale Einspeisung nicht ganz an diesen Wert gelangen. Sollen in der Schweiz also PV-Anlagen mit einer Anschlussleistung von 25 oder gar 50 GW ans Verteilnetz angeschlossen werden, müssen die Verteilnetze selbst unter Annahme eines Gleichzeitigkeitsfaktors von 60 bis 70 % massiv ausgebaut werden.

In einem aktuellen Diskussionspapier¹⁾ der Berner Fachhochschule BFH, das im Rahmen des Sweet-Edge-Konsortiums erarbeitet wurde, wird dieser Gedanke weitergeführt. Angenommen, die Verteilnetze würden so ausgebaut, dass sie beispielsweise 25 GW ins Übertragungsnetz zurückspeisen könnten – was würde dort mit dieser Leistung geschehen?

Solarstrom im europäischen Kontext

Alle Nachbarländer der Schweiz verfolgen ähnlich hohe Ausbauziele für PV-Anlagen wie die Schweiz. Die PV-Leistung von Deutschland, Österreich, Italien und Frankreich dürfte künftig die vertikale Netzlast dieser Länder überschreiten. Zwar ist der Gleichzeitigkeitsfaktor europäischer PV-Anlagen kleiner als derjenige der PV-Anlagen eines Schweizer Verteilnetzes, doch selten hat die ganze Schweiz sonniges Wetter, während es im Umland bewölkt ist.

An sonnigen Stunden wird deshalb künftig nicht nur die Schweiz Solarstrom im Überfluss haben, sondern auch die Nachbarländer. Dies schmälert die Exportmöglichkeiten entsprechend. Falls doch exportiert werden kann, dann zu tiefen Preisen. Energietechnisch und volkswirtschaftlich scheint der Ausbau der Verteilnetze auf die volle potenzielle PV-Rückspeisung vor diesem Hintergrund wenig sinnvoll zu sein. Dies lässt sich natürlich nicht auf die Übertragungsnetze oder auf punktuelle Anschlussengpässe übertragen. Ohne entsprechenden Ausbau dieser Kapazitäten werden insbesondere im europäischen Kontext viele Anlagen nicht gebaut werden können.

Dezentrale Energie für dezentrale Versorgung

Nach dieser Logik ist es ein Trugschluss, den Ausbau der Photovoltaik im Grundsatz an den Verteilnetzausbau zu koppeln. Und es wäre fatal, Solarstrom nicht als wichtigste neue Energiequelle für die nächsten 20 Jahre zu betrachten, denn keine andere Kraftwerkstechnologie ist derzeit in der Schweiz in der Lage, die Produktion jährlich um 1 TWh zu steigern.

Im Vergleich zur Jahresenergie generiert Solarstrom hohe Leistungsspitzen. Eine nach Süden ausgerichtete Anlage hat Leistungsspitzen von bis zu 1 kW pro MWh Jahresertrag. Rund die Hälfte dieses Energieertrags einer durchschnittlichen PV-Anlage fällt jedoch in einem Leistungsband von rund 15 bis 20 % der Nennleistung an (Bild 1). Zieht man den lokalen Verbrauch (Eigenverbrauch,

En 2022, la charge réseau verticale maximale publiée par Swissgrid – c'est-à-dire la quantité d'énergie maximale soutirée par les consommateurs raccordés au réseau de transport – a atteint 8,4 GW. Cette puissance peut être transférée avec une certaine marge du réseau de transport vers les niveaux de réseau inférieurs. En raison de la planification généralement asymétrique du réseau en ce qui concerne le flux de puissance, l'injection décentralisée maximale ne devrait pas tout à fait atteindre cette valeur. Par conséquent, si des installations photovoltaïques (PV) d'une puissance totale de raccordement de 25 voire 50 GW doivent être raccordées au réseau de distribution suisse, celui-ci devra être massivement renforcé, et ce, même en supposant un facteur de simultanéité de 60 à 70 %.

Un document de réflexion actuel¹⁾, élaboré par la Haute école spécialisée bernoise BFH dans le cadre du consortium Sweet-Edge, poursuit cette idée. En supposant que les réseaux de distribution soient renforcés de manière à pouvoir réinjecter, par exemple, 25 GW dans le réseau de transport, que s'y passerait-il avec cette puissance ?

L'électricité solaire dans le contexte européen

Tous les pays voisins de la Suisse poursuivent des objectifs de développement des installations PV aussi élevés que ceux de la Suisse. Les puissances PV de l'Allemagne, de l'Autriche, de l'Italie et de la France devraient à l'avenir dépasser les charges verticales des réseaux de ces pays. Bien que les installations photovoltaïques de différents pays ne produisent pas de l'électricité exactement en même temps, elles ont quand même un facteur de simultanéité élevé.

Par conséquent, aux heures ensoleillées, la Suisse ne sera pas la seule à disposer d'électricité solaire en abondance : les pays voisins en auront également. Les possibilités d'exportation s'en trouveront d'autant réduites. Et s'il sera possible d'exporter, ce sera à bas prix. Des points de vue de la technique énergétique et de l'économie nationale, le renforcement des réseaux de distribution jusqu'à atteindre la totalité du potentiel de réinjection PV semble peu judicieux dans ce contexte. Ceci ne peut évidemment pas être transposé aux réseaux de transport ou aux goulots d'étranglement ponctuels au niveau du raccordement. Sans un développement correspondant de ces capacités, de nombreuses installations ne pourront pas être construites, en particulier dans le contexte européen.

Une énergie décentralisée pour un approvisionnement décentralisé

Selon cette logique, lier par principe le développement du photovoltaïque au renforcement du réseau de distribution serait une erreur. Et il serait fatal de ne pas considérer le photovoltaïque comme la principale nouvelle source d'énergie pour les 20 prochaines années, car aucune autre technologie de centrale électrique n'est actuellement en mesure d'augmenter la production de 1 TWh par an en Suisse.

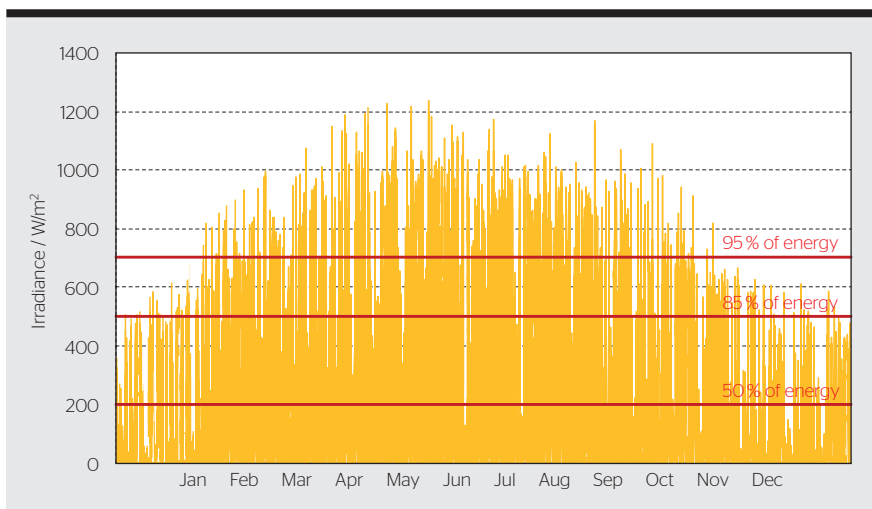
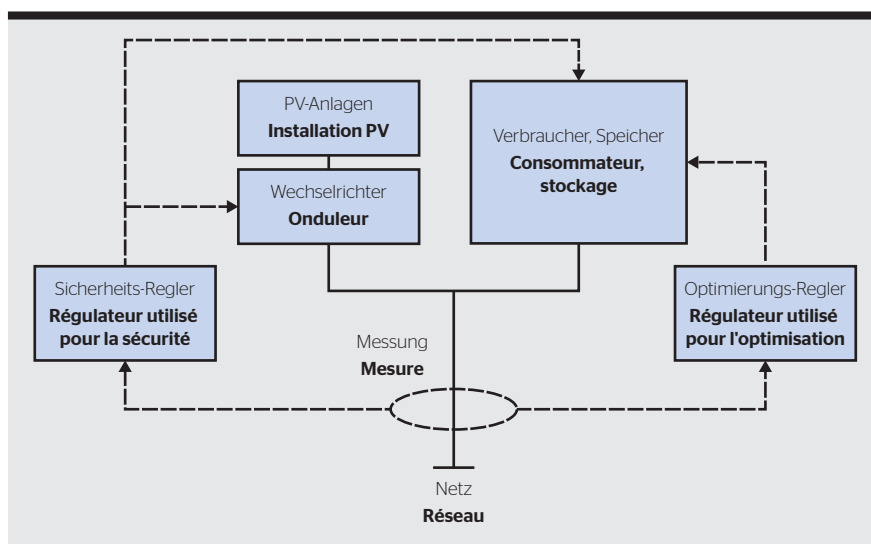


Bild 1 In den Leistungsspitzen der solaren Einstrahlung ist nur wenig Energie. Bei einer typischen PV-Anlage fällt über die Hälfte des Ertrags in den untersten 20 % der Leistung an.

Figure 1 Il n'y a que peu d'énergie dans les pics de puissance du rayonnement solaire. Plus de la moitié de la production d'une installation PV typique est générée dans les 20 % inférieurs de la puissance.

Bild 2 Blockschema der Elektroinstallation eines Gebäudes. Das Energiemanagementsystem optimiert den Eigenverbrauch und stellt sicher, dass keine unzulässigen Leistungsspitzen ins Netz abgegeben werden.

Figure 2 Schéma fonctionnel de l'installation électrique d'un bâtiment. Le système de gestion de l'énergie optimise la consommation propre et garantit qu'aucun pic de puissance inadmissible ne soit injecté dans le réseau.



unabhängig von der Abrechnungslösung) ab, bleibt im Leistungsband oberhalb von 20 % der Anlagenleistung nicht mehr viel Energie übrig, selbst wenn die hohen Leistungsspitzen noch auftreten können.

Lösungsansätze für viel Solarstrom im Netz

Das BFH-Diskussionspapier stellt die folgenden Lösungsansätze und Diskussionspunkte zur Debatte. Diese richten sich an verschiedene Interessensgruppen und sind teilweise gegenseitig voneinander abhängig.

Begrenzung der Anschlussleistung: Die garantierte Netzanschlusskapazität pro Anlage soll stark reduziert werden können. Diese Möglichkeit muss regulatorisch geschaffen und mit kostenwahren Anreizen belohnt werden: Wer für dieselbe ins Netz eingespeiste Energie nur die Hälfte der Netzanschlusskapazität in Anspruch nimmt, trägt erheblich zur Netzentlastung bei und soll entsprechend honoriert werden. Im Mantelerlass [1] wurden dazu erstmals die nötigen Grundlagen geschaffen.

Par rapport à l'énergie annuelle qu'il fournit, le photovoltaïque génère des pics de puissance élevés: une installation orientée vers le sud présente des pics de puissance pouvant atteindre 1 kW par MWh de production annuelle. Or, environ la moitié de la production annuelle d'énergie d'une installation PV moyenne est générée dans la bande de puissances inférieures à environ 15 à 20 % de la puissance nominale (figure 1). Si l'on déduit la consommation locale (consommation propre, indépendamment de la solution de facturation), il ne reste plus beaucoup d'énergie dans la bande de puissances supérieures à 20 % de la puissance nominale de l'installation, même si des pics de puissance élevés peuvent encore se produire.

Approches de solutions pour intégrer beaucoup d'électricité solaire dans le réseau

Le document de réflexion de la BFH soumet au débat les approches de solutions et les points de réflexion suivants. Ceux-ci s'adressent à différents groupes d'intérêts et sont en partie interdépendants.

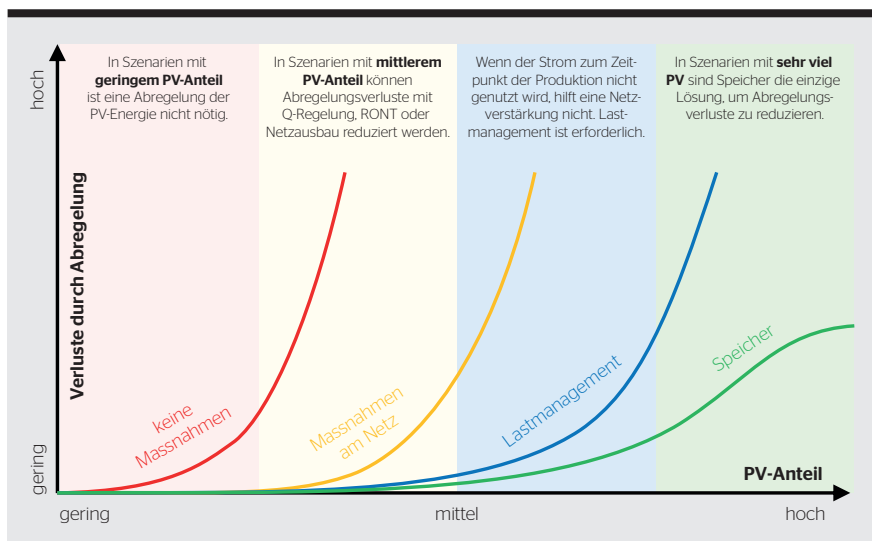
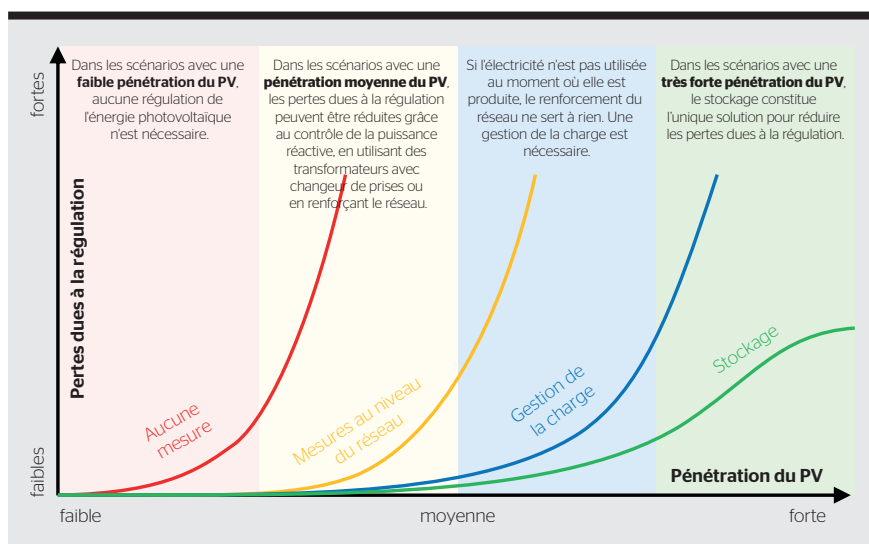


Bild 3 Qualitative Darstellung der Abregelungsverluste von PV-Anlagen bei verschiedenen Massnahmen. Netzausbau hilft nur dann, wenn die Energie gleichzeitig anderswo abgenommen werden kann.

Figure 3 Représentation qualitative des pertes dues à la régulation des installations PV pour différentes mesures. L'extension du réseau n'est utile que si l'énergie peut être simultanément prélevée ailleurs.



Dezentrale, intelligente Lösungen: Damit möglichst viel Solarstrom genutzt werden kann, sollen PV-Anlagen, wo immer sinnvoll, mit Eigenverbrauchsreglern ausgerüstet werden. Diese sollen – anders als heute üblich – aber nicht nur den Eigenverbrauch maximieren, sondern gleichzeitig die Überlastung des Netzanschlusses verhindern. Der Netzbetreiber soll Anreize für ein entsprechendes Verhalten schaffen. **Bild 2** zeigt das Blockdiagramm eines entsprechenden Systems.

Netzstabilität mit dezentraler Regelleistung: Netzstabilisierende Lasten, wie direkt am Netz angeschlossene Asynchronmotoren, als auch ohmsche Lasten fallen zunehmend weg. Obwohl sie sich heute technisch einfach realisieren lassen, sind keine Kompensationsmassnahmen bei neuen, flexiblen Verbrauchern und Produzenten vorgesehen. Wenn man gedrosselten PV-Wechselrichtern sowie Batteriespeichern, Ladegeräten und Energiemanagern eine Frequenz-Leistungs-Kennlinie mit Regelreserve vor-

Limitation de la puissance de raccordement: la capacité de raccordement au réseau garantie par installation doit pouvoir être fortement réduite. Cette possibilité doit être créée par la réglementation et récompensée par des incitations économiques: celui qui, pour la même énergie injectée dans le réseau, n'utilise que la moitié de la capacité du raccordement au réseau, contribue considérablement au délestage de ce dernier et doit être récompensé en conséquence. Les bases nécessaires ont été créées pour la première fois dans l'acte modificateur unique (Mantel-erlass) [1].

Des solutions décentralisées et intelligentes: afin de pouvoir utiliser le plus d'électricité solaire possible, les installations PV doivent être équipées de régulateurs de consommation propre chaque fois que cela est judicieux. Contrairement à ce qui se passe habituellement aujourd'hui, ceux-ci ne doivent pas seulement maximiser la consommation propre, mais aussi simultanément

geben würde, würde sich die aktive Regelleistung am Netz umgehend vervielfachen. Dafür ist jedoch eine europa-weite, koordinierte Anpassung der aktuellen Regelmärkte notwendig.

Anti-Islanding: Wechselrichter von PV-Anlagen führen ständig Anti-Islanding-Tests durch, indem sie dynamisch geringe Mengen an Blindleistung mit dem Netz austauschen. Gelingt es ihnen, so die Netzfrequenz zu beeinflussen, befinden sie sich in einer von ihnen beeinflussbaren Netzinsel. Dann müssen sie sich vom Netz trennen. Dieses Konzept wurde für geringe Wechselrichterleistung an grossen Netzen entwickelt, nicht jedoch für wechselrichterdominierte Netze. Sollen Wechselrichter künftig mehr Systemverantwortung übernehmen, werden sie zunehmend netzstützende und dereinst netzbildende Funktionen übernehmen müssen. Anti-Islanding in der heutigen Form dürfte da keinen Bestand mehr haben.

Netzanschluss-Schutz: Die Notwendigkeit der Netzanschluss-Schutzfunktionen von PV-Anlagen ist unbestritten. Die heutige Ausgestaltung ist jedoch nicht mehr zeitgemäss und ignoriert die Relevanz der Wechselrichter zur Unterstützung der Netzstabilität. Regelung, Fault-Ride-Through und NA-Schutz müssen sorgfältig aufeinander abgestimmt werden. Der Fokus soll dabei auf der korrekten Funktionsweise der PV-Anlagen als Gesamtsystem liegen.

Smart Metering: Der Smart-Meter-Rollout wurde oft als zu teuer und nicht notwendig kritisiert. Die Aussage der vom BFE beauftragten Studie [2], dass dank Smart Meter Kosten gespart werden können, war gerade unter Netzbetreibern umstritten. Im Kontext der Dezentralisierung des Energiesystems können Smart Meter jedoch zu einem wertvollen Kontrollinstrument der Netzbetreiber werden. Mit geeigneten Analysetools können die Netzbetreiber täglich vollautomatisiert prüfen, welche Anlagen sich korrekt verhalten und welche nicht. Es braucht keine Kontrolle der Inbetriebnahme durch den Netzbetreiber, um zu überprüfen, ob die $Q(U)$ -Kennlinie oder die Wirkleistungsbegrenzung korrekt eingestellt sind. Bereits am Tag nach der Inbetriebnahme kann das Smart-Metering-System Alarm schlagen, wenn ein Produzent die Rückspeisevorgaben verletzt.

Klassische Massnahmen im Netz: Die hier vorgestellten Massnahmen stehen nicht in Konkurrenz zu klassischen Massnahmen im Netz, sondern ergänzen diese. Dank Blindleistungsregelung, dynamischem Mittelspannungsmanagement und anderen bewährten Konzepten kann die Aufnahmekapazität der Verteilnetze für Solarstrom bereits heute erhöht werden. Auch die punktuelle Netzanschlussverstärkung und der strategische Netzausbau werden Teil der Netzplanung bleiben. Wenn aber nicht gleichzeitig zur Produktion anderswo ein Bedarf an Solarstrom besteht, kann dieser auch bei ausgebauten Netzen nicht uneingeschränkt eingespeist werden (Bild 3).

Normen und Regeln für den Netzanschluss: Regeln und harmonisierte Normen für Stromnetze waren bisher fest in der Hand der einzelnen Verteilnetzbetreiber, die

empêcher la surcharge du raccordement au réseau. L'exploitant du réseau doit créer des incitations pour un comportement adéquat. La figure 2 montre le schéma fonctionnel d'un système correspondant.

Stabilité du réseau avec puissance de réglage décentralisée: les charges utilisées pour la stabilisation du réseau, telles que les moteurs asynchrones directement raccordés au réseau ou encore les charges ohmiques, disparaissent de plus en plus. Bien qu'elles soient aujourd'hui techniquement faciles à réaliser, aucune mesure de compensation n'est prévue au niveau des nouveaux consommateurs et producteurs flexibles. Si l'on imposait aux onduleurs photovoltaïques bridés ainsi qu'aux systèmes de stockage par batterie, aux chargeurs et aux systèmes de gestion d'énergie une caractéristique fréquence-puissance avec réserve de réglage, la puissance active de réglage serait instantanément multipliée sur le réseau. Ceci nécessiterait toutefois une adaptation coordonnée des marchés actuels de puissance de réglage à l'échelle européenne.

Anti-islanding: les onduleurs des installations PV effectuent en permanence des tests « anti-islanding » en échangeant de manière dynamique de faibles quantités de puissance réactive avec le réseau. S'ils parviennent ainsi à exercer un effet sur sa fréquence, ils se trouvent dans un îlot de réseau qu'ils peuvent influencer. Ils doivent alors se déconnecter du réseau. Ce concept a été développé pour des onduleurs de faible puissance sur de grands réseaux, mais pas pour des réseaux dominés par des onduleurs. Si les onduleurs doivent à l'avenir assumer davantage de responsabilités au niveau du système, ils devront de plus en plus assumer des fonctions de soutien au réseau et, un jour, de formation du réseau. L'anti-islanding sous sa forme actuelle ne devrait alors plus avoir de raison d'être.

Protection du raccordement au réseau: la nécessité des fonctions de protection du raccordement au réseau des installations PV est incontestée. La conception actuelle n'est toutefois plus adaptée et elle ne reconnaît pas la pertinence des onduleurs en tant que soutien à la stabilité du réseau. La régulation, la tenue aux creux de tension et la protection RI doivent être soigneusement coordonnées. L'accent doit être mis sur le fonctionnement correct des installations PV en tant que système global.

Smart metering: le déploiement des compteurs intelligents a souvent été critiqué comme étant trop onéreux et non nécessaire. L'affirmation de l'étude commandée par l'OFEN [2], selon laquelle les compteurs intelligents permettent de réaliser des économies, a notamment été contestée par les gestionnaires de réseau. Dans le contexte de la décentralisation du système énergétique, les compteurs intelligents peuvent toutefois devenir un instrument de contrôle précieux pour les gestionnaires de réseau. Grâce à des outils d'analyse appropriés, ceux-ci peuvent vérifier quotidiennement et de manière entièrement automatisée quelles installations se comportent correctement et lesquelles ne le font pas. Il n'est pas nécessaire que le

lokale Anschlussbedingungen festlegten. In der Schweiz sind heute über 150 000 PV-Anlagen ans Netz angeschlossen, welche diesen Bedingungen weitestgehend entsprechen (vgl. Retrofit-Programm der ElCom). Ein kleiner, aber wachsender Teil der Anlagen ist mit aussereuropäisch gebauten Wechselrichtern ausgerüstet, die internationalen Anforderungen entsprechen und in der Schweiz eingesetzt werden dürfen, sofern die Anforderungen deckungsgleich mit den lokalen sind. Mit der zunehmenden Globalisierung des Wechselrichtergeschäfts ist es eher unwahrscheinlich, dass ein international tätiger Wechselrichterhersteller auf die individuellen Anforderungen eines Schweizer Netzbetreibers eingeht. Die Photovoltaik- und Netzbranchen tun gut daran, im Normenwesen zusammenzuarbeiten und, wann immer möglich, anerkannte und bewährte Konzepte zu harmonisieren und gemeinsam einzuführen.

Was bringt der Mantelerlass?

Im sogenannten «Mantelerlass» (Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, verabschiedet am 29. September 2023) werden insbesondere im Energie- und Stromversorgungsgesetz (EnG und StromVG) diverse Weichen für eine zukunftsgerichtete Netzintegration von Solarstrom gestellt. Einerseits werden verbindliche Ziele für Strom aus Erneuerbaren Energien gesetzt (45 GWh Strom aus erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft bis 2050), andererseits wird die Abregelung von PV-Anlagen erstmals erlaubt (StromVG Art. 17c, Nutzung von Flexibilität). Zudem werden Rahmenbedingungen für die Bewirtschaftung von Flexibilitäten gesetzt. Die Netzentgelte für Strom, der in Speicher geladen und später wieder ins Netz abgegeben wird, können rückerstattet werden (StromVG, Art. 14a). Mit den neu ermöglichten «Lokalen Elektrizitätsgemeinschaften» (LEG, StromVG Art. 17d-e) soll für lokal produzierten Strom, der die Region nicht verlässt, bis zu 60 % weniger an das Netz bezahlt werden müssen. Auch dies kann ein wertvoller Anreiz sein, die Rückspeisung ins Übertragungsnetz zu begrenzen.

Fazit

Der Schlüssel zur Integration von mehr Solarstrom ins Netz wird heute oft in Massnahmen am Netz, beispielsweise dem Netzausbau gesehen. Mit dem Netzausbau kann aber das Gleichgewicht von Solarstromproduktion und Verbrauch in der Schweiz nur bedingt beeinflusst werden. Die in diesem Artikel diskutierten Lösungen ergänzen den Netzausbau und können die Netzintegration von PV-Anlagen in verschiedener Ausprägung unterstützen. Einige davon sind einfach umsetzbar und werden teilweise heute schon angewandt, andere sind komplex und entsprechend schwer realisierbar. Oft sind mehrere Anspruchsgruppen involviert.

Die wichtigste Schlussfolgerung ist, dass PV-Anlagen ihre Nennleistung nicht unregelmäßig ans Verteilnetz abgeben sollen und die Verteilnetze entsprechend nicht auf die Nennleistung der PV-Anlagen ausgebaut werden müssen.

gestionnaire de réseau contrôle la mise en service pour vérifier si la courbe caractéristique $Q(U)$ ou la limitation de la puissance active est correctement réglée. Dès le lendemain de la mise en service, le système de smart metering peut donner l'alerte si un producteur ne respecte pas les consignes de réinjection.

Mesures classiques dans le réseau: les mesures présentées ici ne sont pas en concurrence avec les mesures classiques mises en œuvre dans le réseau, mais les complètent. Grâce à la régulation de la puissance réactive, à la gestion dynamique de la moyenne tension et à d'autres concepts éprouvés, il est déjà possible d'augmenter la capacité d'absorption de la production photovoltaïque au niveau des réseaux de distribution. Le renforcement ponctuel du raccordement et l'extension stratégique du réseau resteront également des éléments de la planification du réseau. Mais s'il n'y a pas, ailleurs, de demande d'électricité solaire simultanée à la production, celle-ci ne pourra pas être injectée sans restriction, même si les réseaux sont renforcés (figure 3).

Normes et règles pour le raccordement au réseau: les règles et les normes harmonisées pour les réseaux électriques se trouvaient jusqu'à présent fermement entre les mains des différents gestionnaires de réseau de distribution, qui définissaient les conditions locales de raccordement. En Suisse, plus de 150 000 installations PV sont aujourd'hui raccordées au réseau et répondent largement à ces conditions (voir le programme de modernisation de l'ElCom). Une petite partie, mais croissante, de ces installations sont équipées d'onduleurs construits en dehors de l'Europe, qui répondent aux exigences internationales et peuvent être utilisés en Suisse dans la mesure où celles-ci correspondent aux exigences locales. Avec la mondialisation croissante du secteur des onduleurs, il est peu probable qu'un fabricant d'onduleurs actif au niveau international réponde aux exigences individuelles d'un exploitant de réseau suisse. Les secteurs du photovoltaïque et des réseaux feraient bien de coopérer en matière de normes et, chaque fois que cela est possible, d'harmoniser et d'introduire conjointement des concepts reconnus et éprouvés.

Qu'apporte l'acte modificateur unique?

Dans l'acte modificateur unique (loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, adoptée le 29 septembre 2023), divers jalons sont posés – notamment dans les lois sur l'énergie et sur l'approvisionnement en électricité (LEne et LApEl) – pour une intégration d'électricité solaire au réseau orientée vers l'avenir. D'une part, des objectifs contraignants sont fixés pour l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (45 GWh d'électricité issue d'énergies renouvelables hors hydroélectricité d'ici 2050) et, d'autre part, la régulation des installations photovoltaïques est autorisée pour la première fois (LApEl, art. 17c, utilisation de la flexibilité). De plus, des conditions-cadres sont fixées pour la gestion des flexibilités. Les redevances de réseau pour l'électricité emmagasinée dans des sys-

Der Trend zum Eigenverbrauch geht dabei in die richtige Richtung, muss jedoch noch mit zuverlässigen Massnahmen zur Netzentlastung verknüpft werden. Die künftigen neuen Regelungen im StromVG, insbesondere der neue Art. 17c, schaffen dafür die nötige Grundlage. Damit kann Zeit und Geld bei der raschen Umsetzung der Energiestrategie gespart werden.

Referenzen | Références

- [1] www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/de
 [2] www.ecoplan.ch/download/smmu_sb_de.pdf

Links | Liens

- www.bfh.ch/pvlab
 → www.sweet-edge.ch

Autoren | Auteurs

Prof. Dr. **Christof Bucher** ist Leiter des PV-Labors an der Berner Fachhochschule.
 Prof. Dr. **Christof Bucher** est directeur du laboratoire PV de la Haute école spécialisée bernoise BFH.
 → BFH, 3400 Burgdorf
 → christof.bucher@bfh.ch

David Joss ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am PV-Labor.

David Joss est collaborateur scientifique au sein du laboratoire PV de la BFH.
 → david.joss@bfh.ch

¹⁾ Dieses Diskussionspapier wurde auf der Grundlage von Ergebnissen aus Forschungs- und Pilotprojekten im In- und Ausland durch das EDGE-Konsortium erarbeitet. EDGE wird durch das SWEET-Programm des Bundesamts für Energie gefördert.

²⁾ Ce document de réflexion a été élaboré sur la base des résultats de projets de recherche et de projets pilotes menés en Suisse et à l'étranger par le consortium EDGE. EDGE est soutenu par le programme SWEET de l'Office fédéral de l'énergie.

tèmes de stockage et restituée ultérieurement au réseau peuvent être remboursées (LApEl, art. 14a). Avec les « communautés locales d'électricité » (LEne, LApEl, art. 17d-e) nouvellement rendues possibles, il faudra payer jusqu'à 60 % de moins au réseau pour l'électricité produite localement qui ne quitte pas la région. Ceci peut également constituer une précieuse incitation à limiter les réinjections dans le réseau de transport.

Conclusion

Il est aujourd'hui souvent considéré que la clé d'une intégration plus importante d'électricité solaire au réseau réside dans des mesures prises sur le réseau, par exemple dans son renforcement. Or, le renforcement du réseau ne permet d'influencer que de manière limitée l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité solaire en Suisse. Les solutions discutées dans cet article viennent s'ajouter au renforcement du réseau et peuvent favoriser de différentes manières l'intégration des installations PV au réseau. Certaines sont faciles à mettre en œuvre et sont déjà partiellement appliquées aujourd'hui, d'autres sont complexes et donc difficilement réalisables. Souvent, plusieurs parties prenantes sont impliquées.

La principale conclusion est la suivante: les installations PV ne doivent pas fournir leur puissance nominale au réseau de distribution sans régulation, et les réseaux de distribution ne doivent donc pas être renforcés conformément à la puissance nominale des installations PV. La tendance vers la consommation propre va dans le bon sens, mais doit encore être associée à des mesures fiables de délestage du réseau. Les nouvelles réglementations à venir dans la LApEl, notamment le nouvel art. 17c, créent la base nécessaire à cet effet. Cela permettra d'économiser du temps et de l'argent lors de la mise en œuvre rapide de la stratégie énergétique.