Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 114 (2023)

Heft: 4

Artikel: PV-Wechselrichter stabilisieren das Netz = Les onduleurs PV stabilisent le réseau

Autor: Joss, David / Cuony, Peter

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-1053154

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: 17.01.2026

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

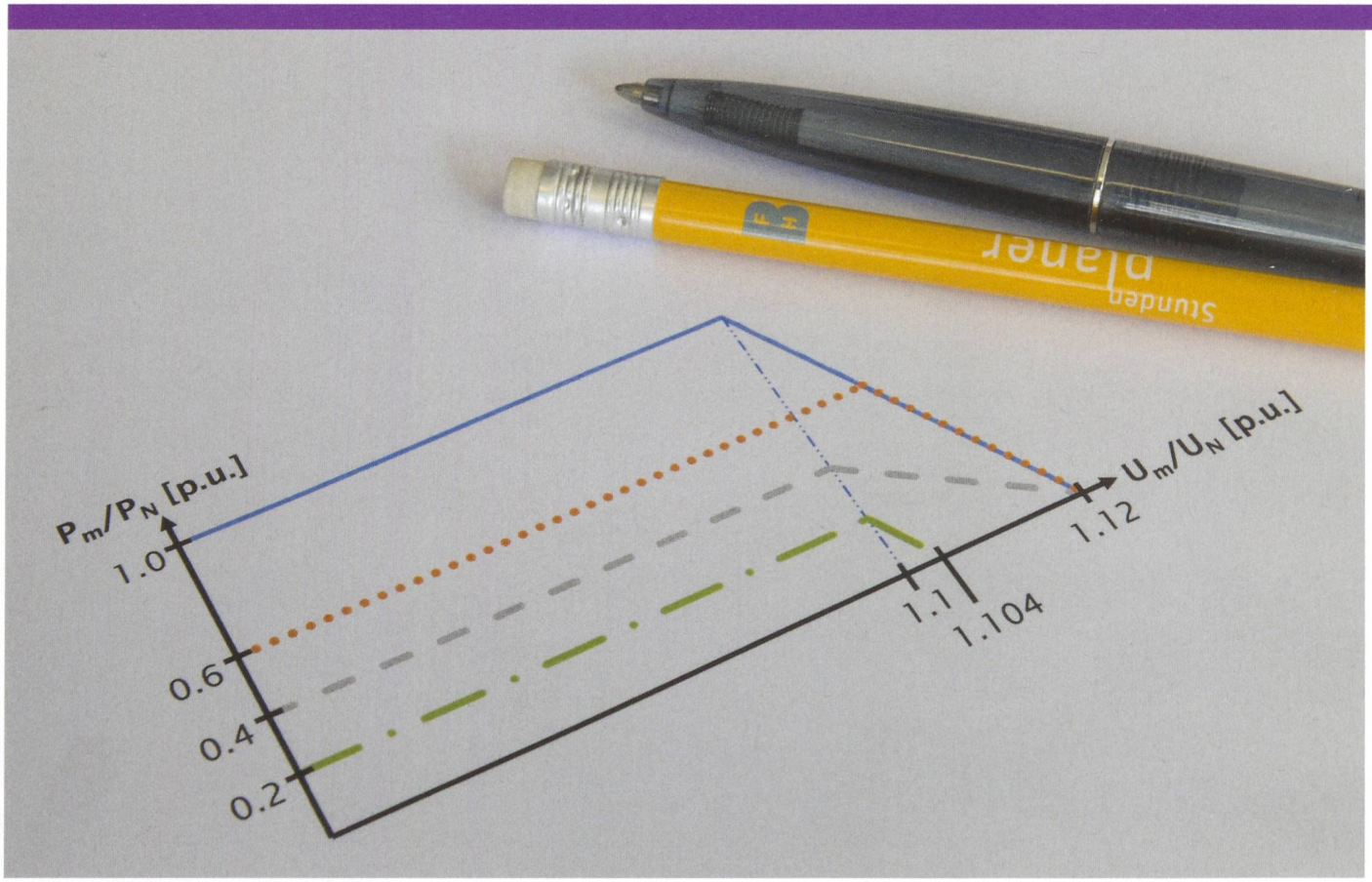


Bild: BFH

PV-Wechselrichter stabilisieren das Netz

Alternative zu Netzausbau bei hoher PV-Einspeisung | Die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung ist ein wichtiges Instrument für eine rasche und effiziente Integration vieler dezentraler PV-Anlagen ins Stromnetz. Im Projekt Goda wurde sie in der Praxis erfolgreich umgesetzt. Messungen im Labor haben ein stabiles Verhalten der Wechselrichter bestätigt.

DAVID JOSS, PETER CUONY

Wenn zahlreiche dezentrale Produktionsanlagen gleichzeitig ins Stromnetz einspeisen, erhöht sich die Spannung. Überschreitet sie die definierten Grenzen, ist das Funktionieren von elektrischen Geräten nicht mehr garantiert. Schlimmstenfalls können die Geräte sogar Schaden nehmen. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) ist deshalb verpflichtet, Massnahmen zu ergreifen, damit die Spannung zu jeder Zeit innerhalb der normierten Grenzen bleibt.

Um die Spannungserhöhung, die durch eine starke Einspeisung von PV-Anlagen verursacht wird, zu begrenzen, greifen VNB heute meist zu traditionellen Netzverstärkungsmassnahmen. Bei einer starken Verbreitung der PV-Anlagen ist dies eine sehr teure Lösung; zudem werden die Fristen zur Umsetzung von Netzverstärkungen dem schnellen Zubau der Photovoltaik immer weniger gerecht.

Die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung, auch P(U) genannt, ist eine in der Schweiz noch kaum angewandte Alternative, die eine äusserst rasche und effiziente Integration von vielen PV-Anlagen ins Stromnetz ermöglicht. Mit der P(U)-Regelung reduziert die PV-Anlage ihre Produktionsleistung (P), sobald die Spannung (U) einen definierten Grenzwert überschreitet. Die PV-Anlage reduziert die Produktion eigenständig und behebt somit das von ihr verursachte Spannungsproblem selbst. Die P(U)-Regelung wird in den PV-Wechselrichtern aktiviert und parametriert, sie funktioniert dezentral, ist nicht auf Kommunikationssysteme angewiesen und ist somit eine kostengünstige und sichere Lösung.

Im Projekt Goda (Grid Optimization with Decentralized Actors) hat Groupe E die P(U)-Regelung bei fünf PV-Anlagen am gleichen Niederspan-

nungsstrang getestet. Die Funktionsweise der PV-Anlagen wurde überprüft und die Produktionsverluste mit Hilfe von künstlicher Intelligenz berechnet. Im Labor für PV-Systeme der Berner Fachhochschule wurden Messungen zur Bestimmung der Zuverlässigkeit, Genauigkeit und Stabilität der Regelung an Wechselrichtern durchgeführt.

Feldversuch

Im Niederspannungsnetz «Neyruz-Daille» hat die Groupe E in den letzten Jahren bereits mehrere Smart-Grid-Projekte durchgeführt und dokumentiert. In diesem Netzgebiet wurde auch der Feldversuch für das Goda-Projekt durchgeführt. An den Niederspannungssträngen verursachen jeweils mehrere kleine PV-Anlagen in der Summe eine Spannungserhöhung, welche in den kommenden Jahren, wenn zusätzliche PV-Anlagen angeschlossen werden, den oberen Schwellenwert nach SN EN 50160:2022 zu überschreiten droht.

Bild 1 zeigt die Situation im Trafokreis an einem sonnigen Sommernachmittag im Jahr 2021 ohne aktivierte spannungsabhängige Wirkleistungsregelung. Bei fünf PV-Anlagen auf dem gleichen Niederspannungsstrang wurde die P(U)-Funktion aktiviert, um diese Spannungserhöhung dezentral und mit einem Beitrag von mehreren PV-Anlagen zu reduzieren. Zwischen März und September 2022 wurden in zwei Etappen unterschiedliche Schwellen für die P(U)-Regelung eingestellt (103,5–105,5 % / 105–107 %). In der Analyse wurden die Daten der Smart Meter ausgewertet. Es konnte gezeigt werden, dass die Wechselrichter bei hoher Netzspannung die Produktionsleistung senkten und die Spannung im Stromnetz wie gewünscht reduzierten (**Bild 2**).

Vergütung der abgeregelten Energie

Der Einsatz der P(U)-Regelung als netzstützende Massnahme hat den Nachteil, dass die Reduktion der Wirkleistung für die PV-Anlagenbetreiber einen Produktionsverlust verursacht. Wenn die netzstützende Massnahme dem VNB bei der Einhaltung der Spannungsgrenzwerte hilft, ist es angezeigt, dass dieser dem Produzenten den Produktionsausfall vergütet. Der Ausfall kann aber nicht gemessen, sondern muss geschätzt werden.

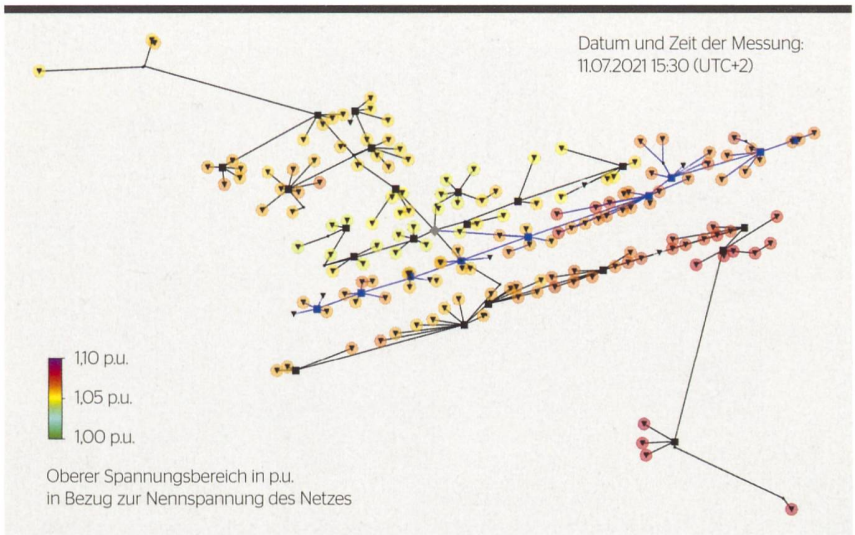


Bild 1 Niederspannungsnetz Neyruz-Daille mit den Spannungen, die von den Smart Metern an einem sonnigen Nachmittag gemessen wurden. Der Strang mit den PV-Anlagen, die am P(U)-Test teilnahmen, ist blau markiert (Trafostation = graues Quadrat; Verteilkabinen = schwarze Quadrate; Hausanschlüsse = Dreiecke).

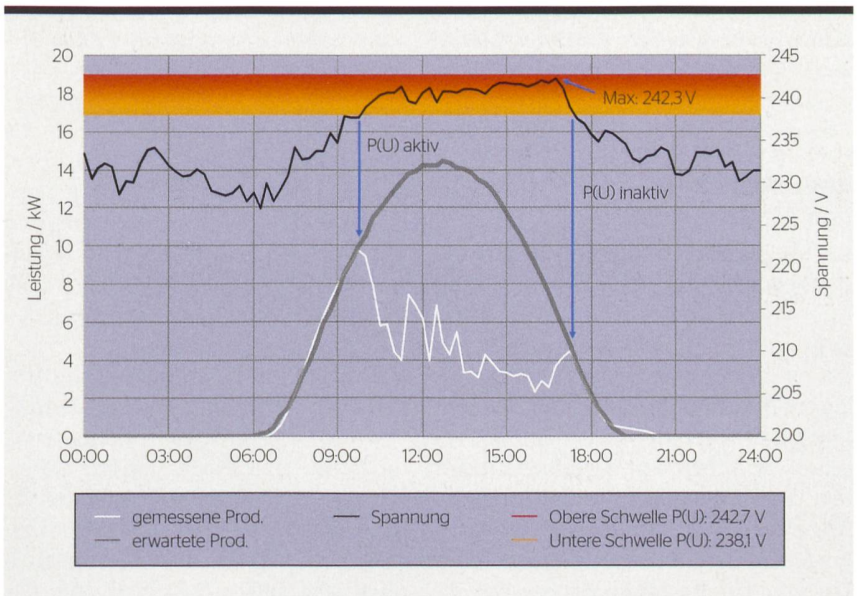


Bild 2 Tagesverlauf der Netzspannung und der Produktion einer PV-Anlage mit aktivierter P(U)-Funktion und die berechnete Produktion ohne P(U)-Funktion am 28.4.2022. Die programmierte Schwelle von 242,7 V (105,5 %) wird dank der Wirkleistungsreduktion zu keinem Zeitpunkt überschritten.

Für die Berechnung der Produktionsverluste hat Groupe E im Rahmen des Goda-Projektes verschiedene Algorithmen entwickelt und getestet, die auf maschinellem Lernen basieren. Die besten Resultate wurden mit Methoden der linearen Regression und mit Ensemblemethoden erzielt.

Die Algorithmen lernten das Produktionsverhalten der PV-Anlage mit der Produktionsmessung von den Smart Metern und das Verhältnis der Produktion im Vergleich zur Produktion von umliegenden, nicht abgeregelten PV-Anlagen. Nach der Lernphase konnten die Algorithmen die Produktionsverluste mit einem Fehler von nur etwa 1 % berechnen. Den Kunden, die ihre PV-Anlage für das Goda-Projekt zur Verfügung gestellt haben, wurde die abgeregelte Energiemenge zum Einspeisetarif vergütet.

Der Einsatz der P(U)-Regelung als netzstützende Massnahme wird bei die-

Bilder: Groupe E; BFH

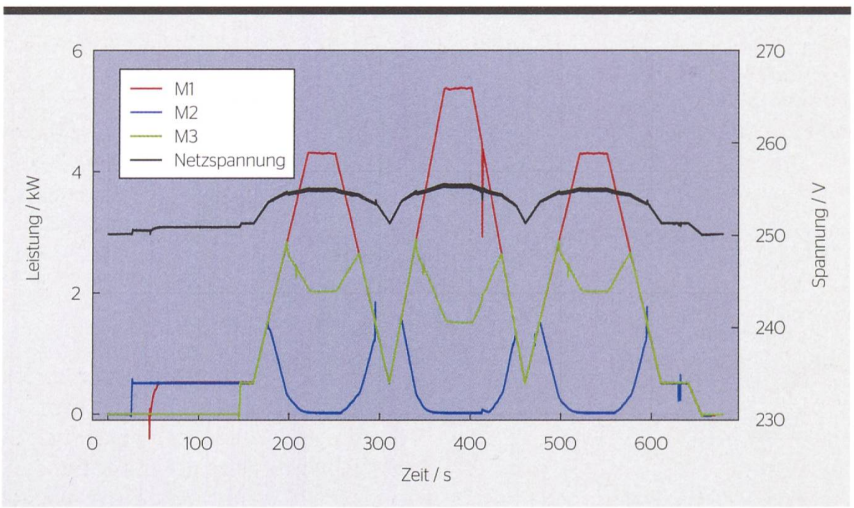


Bild 3 P(U)-Regelverhalten von drei parallel gemessenen Wechselrichtern am selben Verknüpfungspunkt. Aufgrund der Einstellungen und der Genauigkeit der internen Spannungsmessung reagieren sie unterschiedlich früh und intensiv auf die Netzspannung (schwarz), welche sie auch selbst beeinflussen (P_{DC} var., U_{AC} konst., hohe Netzimpedanz zum Niederspannungssimulator).

sem Vergütungsansatz vom Netz finanziert. Für die Kunden entstehen also weder Vor- noch Nachteile, wenn ihre Anlagen bei der Netzstützung mithelfen.

Regelverhalten von Wechselrichtern

Mit Messungen im Labor für Photovoltaiksysteme der BFH wurde das P(U)-Verhalten von einigen Wechselrichtern als Ergänzung zum Feldtest detailliert analysiert. Das Augenmerk lag auf der Zuverlässigkeit und Genauigkeit der Regelung sowie dem Unterschied zwischen den einzelnen Geräten. Die Messungen sollten zudem zeigen, welchen Einfluss die Einstellungen an den Geräten auf die Stabilität der P(U)-Regelung haben. Dafür wurden die Wechselrichter im Labor an einen PV-Simulator und einen Niederspannungssimulator angeschlossen. Die Simulatoren können z.B. die DC-Leistung variieren und gleichzeitig die AC-Spannung konstant halten – oder umgekehrt. Dies ermöglicht wiederholbare Messungen zum Vergleich der Wechselrichter. Die Geräte wurden sowohl einzeln als auch als Gruppe am selben Verknüpfungspunkt parallel ausgemessen.

Die Laboranalysen haben bestätigt, dass mit den Standardeinstellungen für P(U) in den Wechselrichtern eine zuverlässige Wirkleistungsregelung erreicht werden kann. Die Wechselrichter zeigen grundsätzlich in allen durchgeführten Messszenarien das erwartete Verhalten der Wirkleistungsreduktion beim Überschreiten einer vorgegebenen Spannungsschwelle, womit sie die Netzspannung selbst stabilisieren. Exemplarisch zeigt dies **Bild 3** gut – jedes Gerät folgt der Netzspannung und reduziert ab einem gewissen Spannungsniveau seine Wirkleistung, wobei die grossen Unterschiede im Verhalten unübersehbar sind.

Einige Wechselrichter reagieren sehr rasch, während andere ihre Leistung erst mit einer grösseren Verzögerung drosseln. Das Reglerdesign, unterschiedliche Standardparameter und vor allem die Toleranzen der Spannungsmessung haben vermutlich einen grossen Einfluss auf das Regelverhalten. Die Labormessungen zeigen grosse Abweichungen der Leistungsregelung gegenüber dem Erwartungswert.

Es wird beobachtet, dass die Wirkleistung im ungünstigsten Fall real kaum abgeregelt wird, obwohl theoretisch keine Einspeisung mehr stattfinden sollte. Eine Plustoleranz in der Spannungsmessung der Wechselrichter zeigt sich somit direkt in der sich final einstellenden Netzspannung. Dies sollte bei der Definition der Grenzwerte berücksichtigt werden – nötigenfalls ist eine Sicherheitsmarge vorzusehen.

Vereinzelt lassen sich Unstetigkeiten und Kurzzeitschwankungen in der Einspeiseleistung beobachten. Diese zeigen sich häufig nach einer Phase der Abregelung beim Wechsel in den uneingeschränkten Einspeisebetrieb. Zumeist fällt die Leistung kurz (ca. 3 s) und teilweise einige Male hintereinander zusammen. Je Gerät unterscheiden sich die Reaktionen im Effekt stark. Die kleinsten Einbrüche betragen rund 15 bis 20 %. Die grössten gemessenen Leistungsschwankungen belaufen sich auf bis zu 80 % der zur Verfügung stehenden Leistung, was erheblich ist. Die Herkunft dieses Effekts ist Gegenstand künftiger Analysen.

Durch die Variation von Parametern, welche die Regelung potenziell kritisch beeinflussen könnten, wurde die Stabilität analysiert. Diese Parameter sind der Gradient der P(U)-Kennlinie, der Sollwertfilter und die Zeitkonstante. Je nach Wechselrichter lassen sich nicht alle Parameter verändern.

Die Messungen zeigen, dass es selbst mit hohen Gradienten (bis über 400 %/V) sowie mit der Minimierung der Zeiten für Sollwertfilter und Zeitkonstanten gegen null Sekunden keine sich langfristig einstellenden Instabilitäten gibt. Die Wechselrichter können durch die Begrenzung der Änderungs-

Politische Rahmenbedingungen

Damit die P(U)-Regelung einen Beitrag für eine effiziente Integration der Photovoltaik ins Stromnetz leisten kann, ist es wichtig, dass der Verteilnetzbetreiber (VNB) diese Flexibilität der Photovoltaik diskriminierungsfrei und mit einem standardisierten Ansatz einfordern kann. Für ein solches Vorgehen fehlt heute noch die gesetzliche Grundlage. Im Rahmen der aktuellen Überarbeitung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sind sich Bundesrat, Nationalrat und Ständerat einig, dass die VNB eine «garantierte» Nutzung der netzdienlichen Flexibilität für die Abregelung eines bestimmten Anteils der Einspeisung einfordern können (StromVG, Art. 17b^{bis}, Abs. 3). Unklar ist noch, was mit dem «bestimmten Anteil» gemeint ist sowie ob und wie die Abregelung vergütet werden muss. Es bleibt zu hoffen, dass diese Gesetzesanpassung baldmöglichst eine effiziente Umsetzung der P(U)-Regelung ermöglichen wird.

Bild: BFH

raten und durch ein robustes Reglerdesign eine zufriedenstellende Stabilität gewährleisten. Ein Gerät schwingt mit kleiner Amplitude leicht um den Erwartungswert, sofern die anderen auch aktiv regeln. Selten zeigte sich eine gegenseitige Beeinflussung, welche schlimmstenfalls bis zu einer temporären Bistabilität führt, ehe die korrekte Leistung eingestellt wird. Ausser den beschriebenen Kurzzeitschwankungen, welche weitestgehend unabhängig von den Einstellungen zu sein scheinen, konnten zudem vereinzelt leichte Überschwinger oder Oszillationen aufgrund realitätsfremder Regeleinstellungen festgestellt werden. Die beschriebenen Beobachtungen aus den Labormessungen sind exemplarisch in **Bild 4** dargestellt.

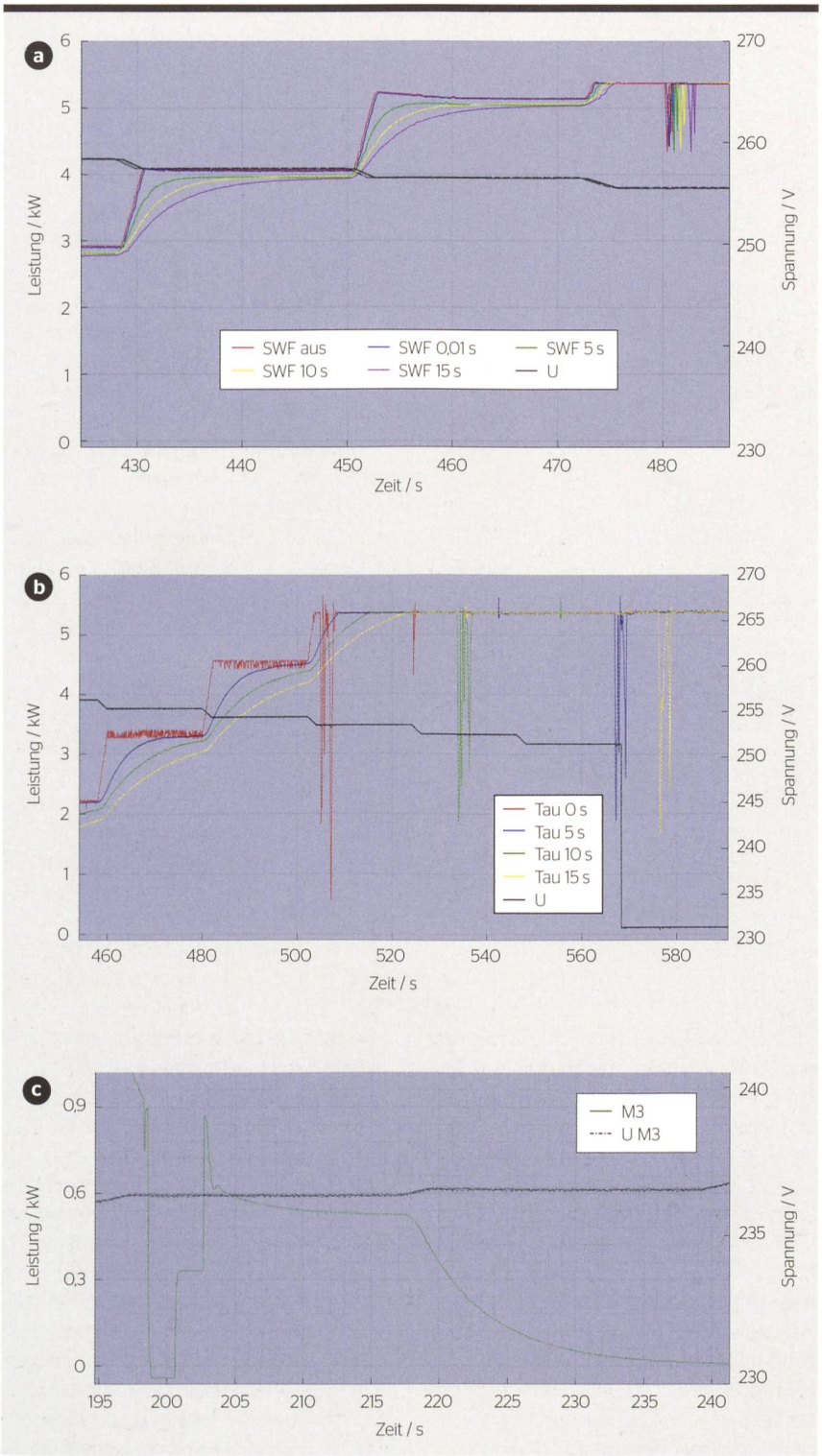


Bild 4 Beispiele von beobachteten Phänomenen bei den Messungen. **a)** Leichte Überschwinger der Regelung mit Sollwertfilterzeit 0 s sowie Kurzzeiteinbrüche (15–20 % P_m) bei Rückkehr zum ungeregelten Zustand. **b)** Oszillationen mit Tau 0 s und massive Kurzzeiteinbrüche (bis zu 80 % P_m). **c)** Kurzzeiteinbruch im Übergang zur voll abgeregelten Phase.

Bild: BFH

Fazit

Im Projekt Goda – Grid Optimization with Decentralized Actors – konnten die Groupe E und das Team der Berner Fachhochschule zeigen, dass die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung zuverlässig funktioniert. Die PV-Anlagen reduzieren die rückgespeiste Wirkleistung, wenn die Spannung den Schwellenwert übersteigt.

Die P(U)-Regelung ist mit Standardeinstellungen stabil, obwohl in der effektiven Umsetzung erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Wechselrichtern und deren Phasenreserve beobachtet werden. Sogar bei PV-Anlagen, die am selben Verknüpfungspunkt angeschlossen sind, kann sich das Regelverhalten stark unterscheiden, wie die Messungen zeigen. Die Wechselrichter tragen folglich einen unterschiedlich grossen Anteil zur Spannungsstabilisierung bei.

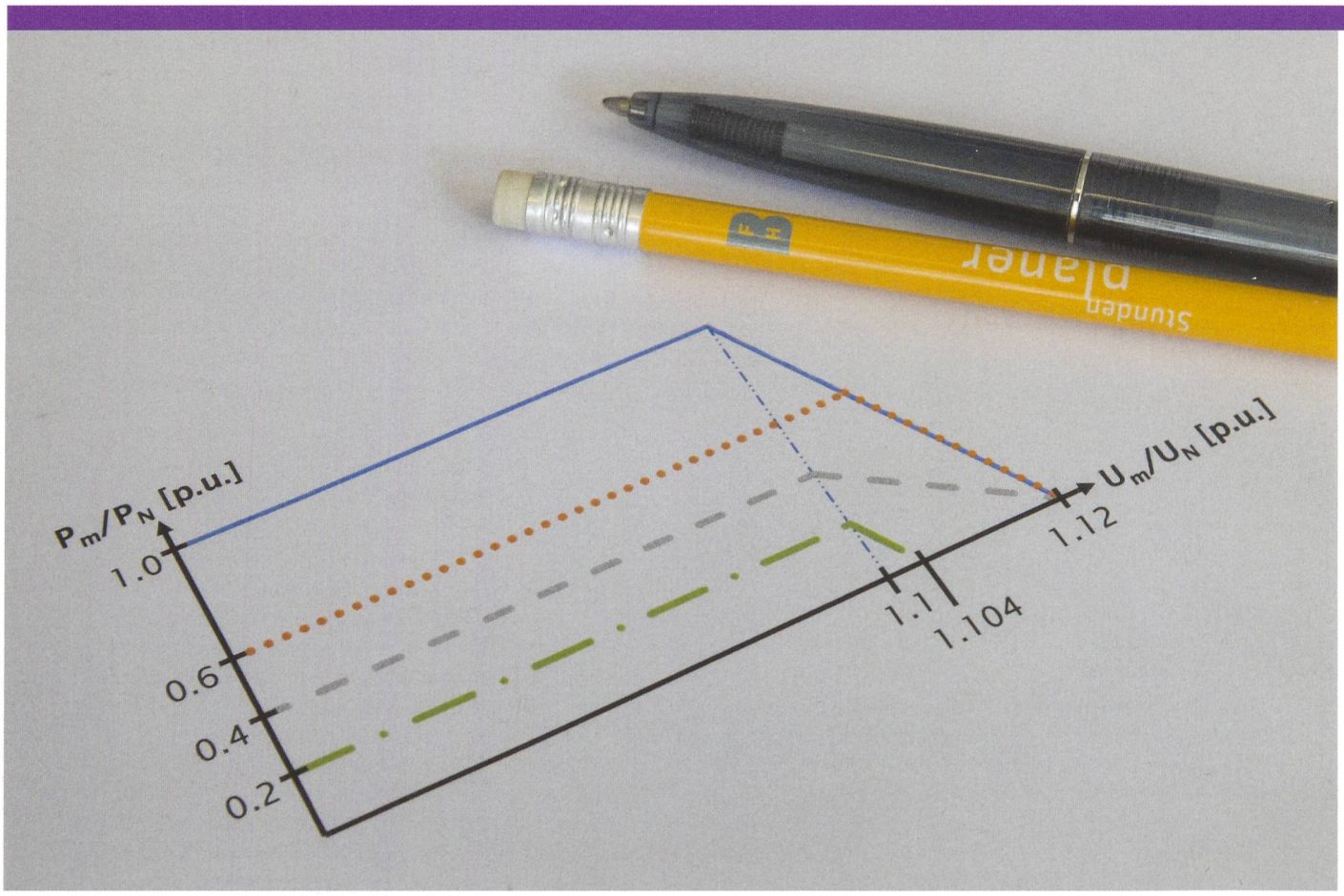
Mit den im Projekt etablierten Schätzmethoden kann die vermiedene Einspeisung jedoch zufriedenstellend bestimmt und die Produzenten auf dieser Basis für ihren Beitrag zur Netzstützung kompensiert werden. Durch Aktivierung von P(U) bei Wechselrichtern in Netzgebieten mit sich abzeichnenden Spannungshaltungsproblemen und durch Nutzung des vorgestellten Vergütungsansatzes konnte eine intelligente Alternative zur Netzverstärkung erprobt und vorgestellt werden.

Links zum Goda-Projekt
→ www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=49396
→ www.bfh.ch/pvlab-projekte-goda

Autoren
David Joss ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am PV-Lab.
→ BFH, 3400 Burgdorf
→ david.joss@bfh.ch

Peter Cuony ist Leiter Produkte bei Groupe E.
→ Groupe E AG, 1763 Granges-Paccot
→ peter.cuony@groupe-e.ch

Das Projekt Goda wird durch das Pilot- und Demonstrationsprogramm des Bundesamts für Energie BFE unterstützt. Projektpartner sind die Groupe E SA und die BFH.



Les onduleurs PV stabilisent le réseau

Une alternative au renforcement du réseau | La régulation de la puissance active en fonction de la tension est essentielle pour permettre une intégration rapide et efficace de nombreuses installations PV décentralisées dans le réseau électrique. Dans le projet Goda, cette solution a été mise en œuvre avec succès dans un quartier pilote, et des mesures en laboratoire ont confirmé un comportement stable des onduleurs.

DAVID JOSS, PETER CUONY

Lorsque de nombreuses installations de production décentralisées alimentent simultanément le réseau électrique, la tension augmente. Or, si celle-ci dépasse les limites définies, le fonctionnement des appareils connectés au réseau n'est plus garanti. Dans le pire des cas, des appareils électriques peuvent subir des dommages chez les clients. Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) est donc tenu de prendre des mesures pour que la tension reste à tout moment dans les limites définies par les normes européennes.

Pour limiter l'augmentation de la tension provoquée par une forte injection de production provenant d'installations photovoltaïques (PV), les GRD recourent aujourd'hui généralement à des mesures traditionnelles de renforcement du réseau: ils remplacent les câbles existants par des câbles de section supérieure, ou les transformateurs par des plus puissants. Il s'agit-là de solutions très coûteuses dans le contexte d'une forte augmentation du nombre d'installations photovoltaïques, indispensable à la transition énergétique. De plus, les délais de mise en œuvre de ces renforcements peinent à suivre la croissance rapide du photovoltaïque.

La régulation de la puissance active en fonction de la tension, également appelée P(U), constitue une alternative encore peu utilisée en Suisse, qui permet une intégration plus rapide et plus efficace de nombreuses installations PV dans le réseau électrique. Avec la régulation P(U), l'installation PV réduit sa puissance de production (P) dès que la tension (U) dépasse une valeur limite définie. L'installation PV réduit la production de manière autonome et remé-

Figure: BFH

die ainsi elle-même au problème de tension qu'elle a provoqué.

La régulation P(U) est activée et paramétrée dans les onduleurs PV. Elle fonctionne de manière décentralisée, ne dépend pas de systèmes de communication et constitue une solution efficiente et fiable. Les onduleurs doivent cependant proposer cette fonction et les techniciens qui les mettent en service doivent maîtriser sa mise en œuvre. La régulation P(U) n'est toutefois pas sans conséquence pour le propriétaire de l'installation PV puisqu'elle peut entraîner des pertes de production. Celles-ci doivent donc être identifiées et rétribuées si elles participent à limiter les renforcements de réseau à charge du distributeur.

Dans le cadre du projet Goda (Grid Optimization with Decentralized Actors), Groupe E a testé la régulation P(U) sur cinq installations PV situées sur le même départ basse tension. Le fonctionnement des installations PV a été vérifié et les pertes de production ont été calculées à l'aide de l'intelligence artificielle. Des mesures ont été effectuées au Laboratoire des systèmes photovoltaïques (PV-Lab) de la Haute école spécialisée bernoise (Berner Fachhochschule, BFH) pour déterminer la fiabilité, la précision et la stabilité de la régulation sur des onduleurs de différents fabricants.

Essais sur le terrain

Groupe E a déjà réalisé et documenté plusieurs projets smart grid au cours des dernières années dans le réseau basse tension Neyruz-Daille. Les essais sur le terrain du projet Goda ont également été réalisés sur ce réseau, qui accueille aujourd'hui déjà un grand nombre d'installations PV. Or, le cumul de ces installations provoque une augmentation de la tension sur les lignes basse tension, qui risquent dès lors de franchir le seuil supérieur de tension défini dans la norme SN EN 50160:2022, et ce, au plus tard dans les années à venir, lorsque des installations photovoltaïques supplémentaires seront raccordées.

La **figure 1** montre la situation sur l'ensemble du réseau basse tension alimenté par le transformateur lors d'un après-midi d'été ensoleillé en 2021, sans activation de la fonction P(U). Au cours de ce projet, cette dernière a été activée pour cinq installations PV sur le même départ basse tension afin de réduire l'augmentation de tension. Entre mars et septembre 2022, deux courbes P(U) ont été définies et testées avec un abaissement de la puissance sur les plages 103,5–105,5 % et 105–107 % de la tension nominale (230/400 V). Les données des compteurs intelligents (smart meters) ont été évaluées pour analyser le comportement des onduleurs. Il a pu être démontré que ces derniers diminuaient la puissance de production lorsque la tension du réseau dépassait les seuils définis, et que la tension dans le réseau électrique était réduite comme souhaité **(figure 2)**.

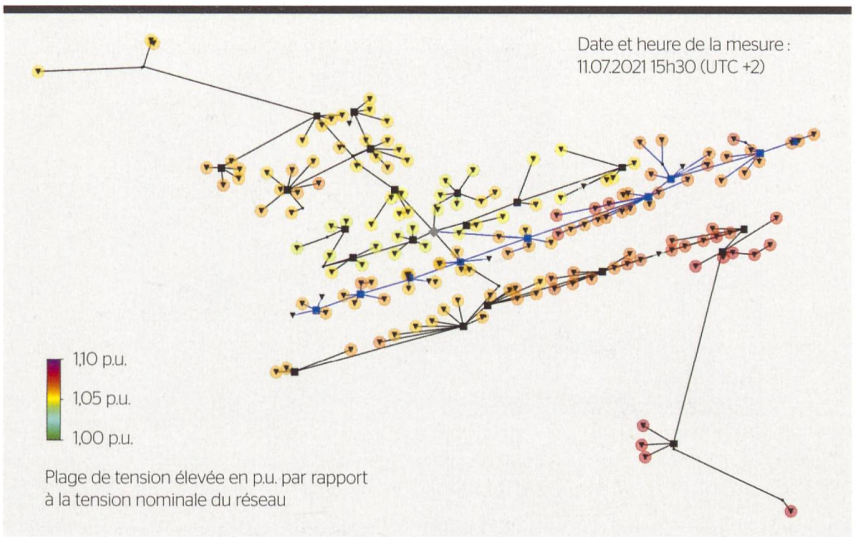


Figure 1 Réseau basse tension Neyruz-Daille avec les tensions mesurées par les smart meters lors d'un après-midi ensoleillé. Le départ basse tension avec les installations PV qui ont participé aux essais P(U) est marqué en bleu, la station de transformation est indiquée par un carré gris, les cabines de distribution par des carrés noirs et les raccordements domestiques par des triangles.

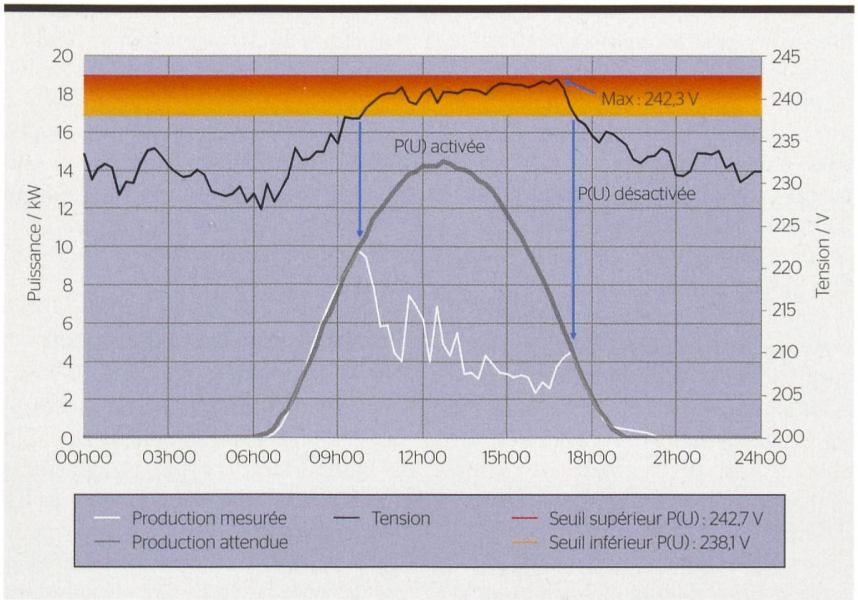


Figure 2 Évolution journalière de la tension du réseau et de la production d'une installation PV avec la fonction P(U) activée, et production calculée de l'installation PV sans la régulation P(U) le 28.04.2022. Le seuil programmé de 242,7 V (105,5 % de la tension nominale) n'est dépassé à aucun moment grâce à la réduction de la puissance active par l'installation PV.

Rémunération de l'énergie régulée

L'utilisation de la régulation P(U) comme mesure de soutien du réseau

Figures: Groupe E; BFH

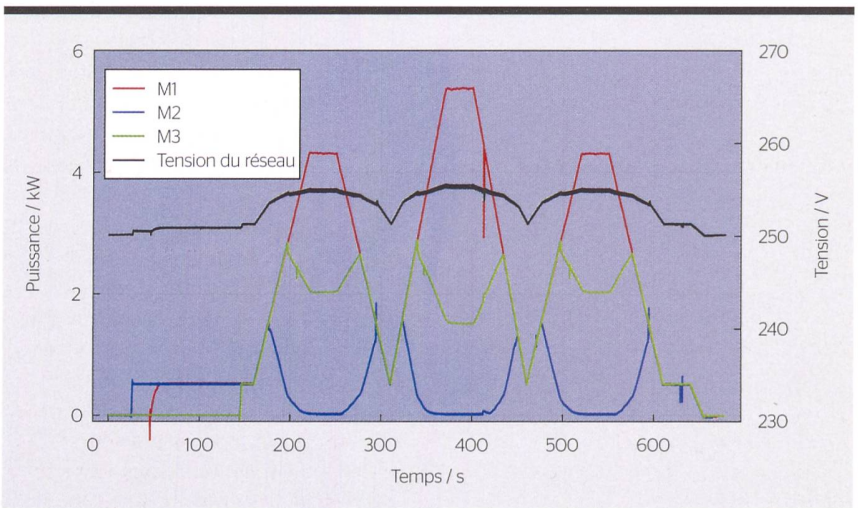


Figure 3 Comportement de la régulation P(U) de trois onduleurs mesurés en parallèle au même point de connexion. En raison des réglages et de la précision de leur mesure interne de la tension, les onduleurs réagissent plus ou moins tôt et intensément à la tension du réseau (en noir), qu'ils influencent également eux-mêmes (P_{DC} variable, U_{AC} constant, impédance de réseau élevée vers le simulateur basse tension).

présente l'inconvénient que la réduction de la puissance active entraîne une perte de production pour les exploitants des installations PV concernées. Si la mesure de soutien du réseau aide le GRD à respecter les valeurs limites de tension, il est indiqué que celui-ci rembourse la perte de production au producteur. La perte ne peut toutefois pas être mesurée, mais doit être calculée.

Pour calculer ces pertes de production, Groupe E a développé et testé, parallèlement au projet Goda, différents algorithmes basés sur le machine learning. Les meilleurs résultats ont été obtenus avec des méthodes de régression linéaire et des méthodes d'apprentissage ensembliste.

Les algorithmes ont ainsi appris à estimer la production écrêtée en utilisant des mesures de production de l'installation en question et la mise en relation de celles-ci avec les mesures de production des installations PV environnantes non régulées. Après la phase d'apprentissage, les algorithmes ont pu calculer les pertes de production avec une erreur d'environ 1 % seulement. Les producteurs qui ont mis leur installation PV à disposition pour les essais effectués dans le cadre du projet Goda ont été rémunérés pour leur perte de production au tarif de rachat valable pour la production injectée au réseau.

La contribution d'une installation PV au soutien de la tension, et donc sa perte de production, dépend fortement de son positionnement topographique dans le réseau. Cette approche avec rémunération de la perte de production par le GRD présente l'avantage qu'elle permet un traitement non discriminatoire des producteurs qui n'ont ainsi ni avantage ni inconvénient quand leur installation participe au soutien du réseau.

Comportement de régulation des onduleurs

Des mesures effectuées au PV-Lab de la BFH ont permis d'analyser en détail le comportement P(U) de plusieurs onduleurs de différents fabricants, en complément des tests sur le terrain. L'accent a été mis sur la fiabilité et la précision de la régulation ainsi que sur les différences entre les divers appareils. Les mesures devaient en outre montrer l'influence des réglages des appareils sur la stabilité de la régulation P(U). Pour ce faire, les onduleurs ont été raccordés en laboratoire à un simulateur PV et à un simulateur réseau basse tension. Les simulateurs peuvent, par exemple, faire varier la puissance DC tout en maintenant la tension AC constante – ou inversement. Cela permet d'effectuer des mesures reproductibles pour comparer les onduleurs. Les appareils ont été mesurés en parallèle, individuellement et en groupe, au même point de connexion. Plusieurs points de connexion représentant des situations proches ou éloignées du transformateur MT/BT ont été simulés.

Les analyses de laboratoire ont confirmé qu'il est possible d'obtenir une régulation fiable de la puissance active avec les réglages standards de P(U) dans les onduleurs. Dans tous les scénarios de mesure réalisés, les onduleurs présentent le comportement attendu de réduction de la puissance active en cas de dépassement d'un seuil de tension prédéfini, ce qui leur permet de stabiliser la tension du réseau elle-même. La **figure 3** le montre bien à titre d'exemple : chaque appareil suit la tension du réseau et réduit sa puissance active à partir d'un certain niveau de tension, mais des différences de comportement importantes entre les divers appareils sont évidentes.

Certains onduleurs réagissent très rapidement, tandis que d'autres ne limitent leur puissance qu'après un délai plus important. La conception du régulateur, les différents paramètres standards et, surtout, les tolérances de la mesure de la tension exercent probablement une grande influence sur le com-

Cadre politique

Pour que la régulation P(U) puisse contribuer à une intégration efficace du photovoltaïque dans le réseau électrique, il est important que le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) puisse exiger cette flexibilité photovoltaïque sans discrimination et avec une approche standardisée. Aujourd'hui, il manque encore une base légale pour une telle approche. Dans le cadre de la révision actuelle de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl), le Conseil fédéral, le Conseil national et le Conseil des États sont d'accord pour que les GRD puissent exiger une utilisation « garantie » de la flexibilité utile au réseau pour la régulation d'une certaine part de l'injection (LApEl, art. 17b^{bis}, al. 3). Ce que signifie « une certaine part » n'est pas encore clair, ni si et comment la régulation doit être rémunérée. Il reste à espérer que cette adaptation de la loi permettra au plus vite une mise en œuvre efficace de la régulation P(U).

Figure: BFH

portement de régulation. Les mesures en laboratoire montrent ainsi de grands écarts de la régulation de puissance par rapport à la valeur attendue.

On observe que, dans le pire des cas, la puissance active n'est pratiquement pas régulée en réalité, bien qu'il ne devrait théoriquement plus y avoir d'injection. Une tolérance dans la mesure de la tension des onduleurs se reflète donc directement dans le maintien de la tension du réseau. Il convient d'en tenir compte lors de la définition des valeurs limites pour le réseau, et de prévoir une marge de sécurité si nécessaire.

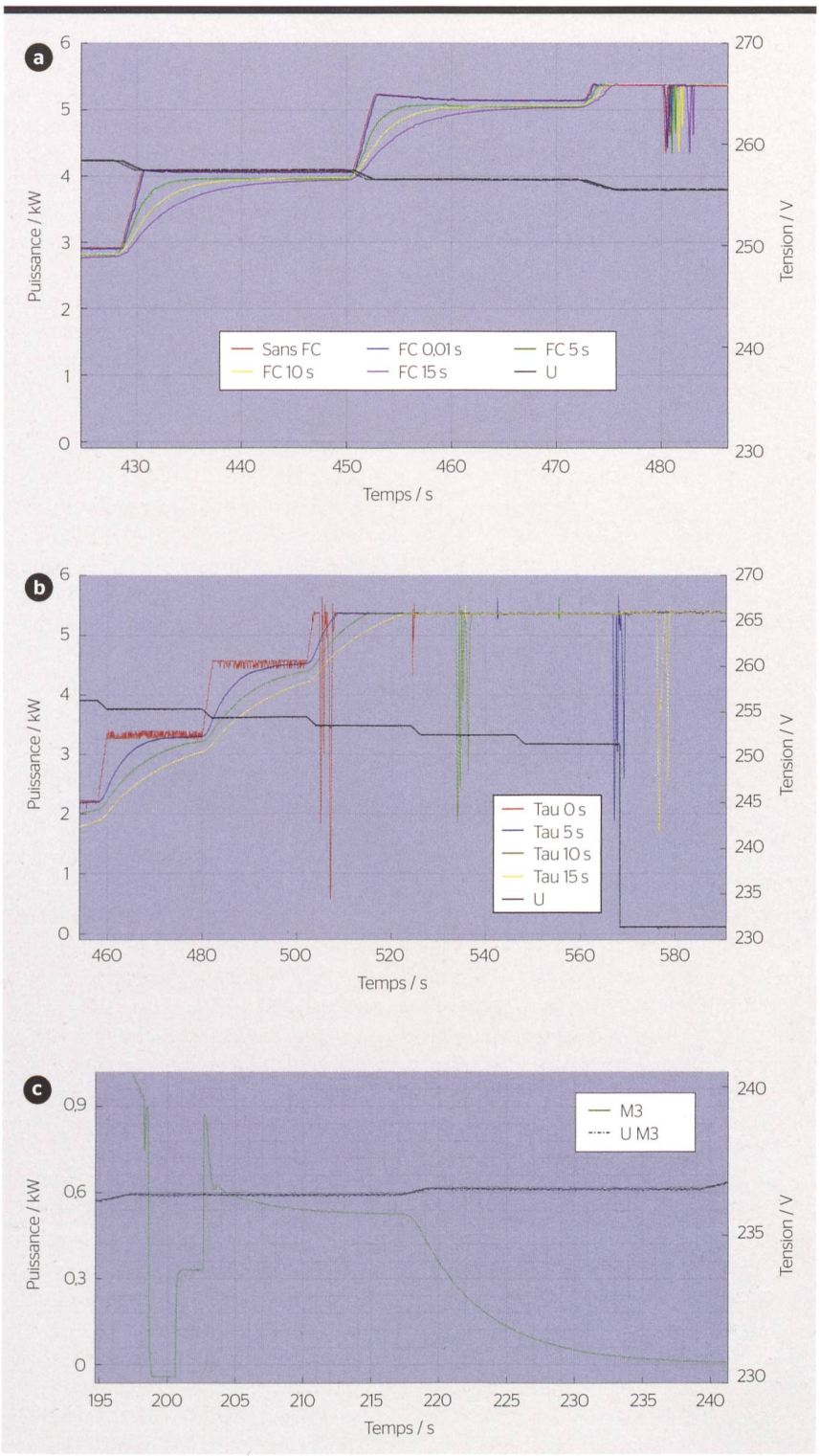


Figure 4 Exemples de phénomènes observés lors des mesures. **a)** Légères suroscillations de la régulation avec un temps de filtrage de la consigne (FC) de 0 s ainsi que des chutes de courte durée (15-20 % P_m) lors du retour à la situation non régulée. **b)** Oscillations avec une constante de temps tau = 0 s et chutes massives de courte durée (jusqu'à 80 % P_m). **c)** Chute de courte durée lors du passage à la phase entièrement régulée à zéro.

Figure: BFH

On observe parfois des discontinuités et des fluctuations de courte durée dans la puissance d'injection. Celles-ci apparaissent souvent après une phase de régulation lors du passage à un mode d'injection illimité. La plupart du temps, la puissance chute brièvement (environ 3 s) et parfois plusieurs fois de suite. L'effet des réactions varie fortement d'un appareil à l'autre. Les plus petites chutes de puissance sont de l'ordre de 15 à 20 %. Les plus grandes variations mesurées atteignent jusqu'à 80 % de la puissance disponible, ce qui est considérable. L'origine de ces effets fera l'objet d'analyses futures.

La stabilité a été analysée en faisant varier les paramètres qui pourraient potentiellement influencer la régulation de manière critique. Ces paramètres sont le gradient (ou la pente) de la courbe caractéristique P(U), le filtre de consigne et la constante de temps (tau). Il n'est cependant pas possible de modifier tous les paramètres sur tous les types d'onduleurs.

Les mesures montrent que même avec des gradients élevés (jusqu'à plus de 400 %/V) ainsi qu'avec la minimisation des temps pour les filtres de valeur de consigne et des constantes de temps proches de zéro, il n'y a pas d'instabilité qui s'installe à long terme. Les onduleurs peuvent garantir une stabilité satisfaisante par une limitation des variations et une conception robuste du régulateur. Un appareil mesuré oscille légèrement autour de la valeur attendue avec une faible amplitude, à condition que les autres onduleurs régulent également activement. Il est rare que l'on constate une influence mutuelle qui, dans le pire des cas, pourrait provoquer une bistabilité temporaire avant que la puissance correcte ne soit réglée. Outre les fluctuations à court terme décrites, qui semblent largement indépendantes des réglages, de légères oscillations ou des dépassements ont pu être constatés de manière isolée en raison de réglages extrêmes non pertinents pour la pratique. Les observations décrites lors des mesures en laboratoire sont représentées à titre d'exemples dans la **figure 4**.

Conclusion

Dans le cadre du projet Goda, Groupe E et l'équipe de la BFH ont pu démontrer que la régulation P(U) fonctionnait de manière fiable. Les installations PV réduisent la puissance active injectée lorsque la tension dépasse la valeur seuil.

La régulation P(U) est stable avec des réglages standards, bien que des différences considérables soient observées dans la mise en œuvre effective entre les différents onduleurs et leur marge de phase. Comme le montrent les mesures, le comportement de régulation peut varier fortement même pour les installations PV raccordées au même point de connexion. Les onduleurs contribuent par conséquent au maintien de la tension dans des proportions différentes.

Les méthodes d'estimation établies dans le cadre du projet ont permis de déterminer de manière satisfaisante les pertes de production et de compenser les producteurs pour leur contribution au maintien de la tension du réseau. L'activation de la régulation P(U) pour les onduleurs dans les zones de réseau où des problèmes de maintien de la tension se profilent, et ce, en utilisant l'approche de rémunération, constitue donc un complément ou une alternative intelligente au renforcement du réseau.

Liens vers le projet Goda
→ www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=49396
→ www.bfh.ch/pvlab-projets-goda

Auteurs
David Joss est collaborateur scientifique au PV-Lab de la Haute école spécialisée bernoise (BFH).
→ BFH, 3400 Burgdorf
→ david.joss@bfh.ch

Peter Cuony est responsable des produits pour la distribution électrique chez Groupe E.
→ Groupe E SA, 1763 Granges-Paccot
→ peter.cuony@groupe-e.ch

Le projet Goda est soutenu par le programme pilote et de démonstration de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Les partenaires du projet sont Groupe E SA et la BFH.