

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 115 (2024)
Heft: 5

Artikel: Wirk- und Blindleistung regeln = Réguler les puissances active et réactive
Autor: Schori, Stefan / Höckel, Michael
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1075089>

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

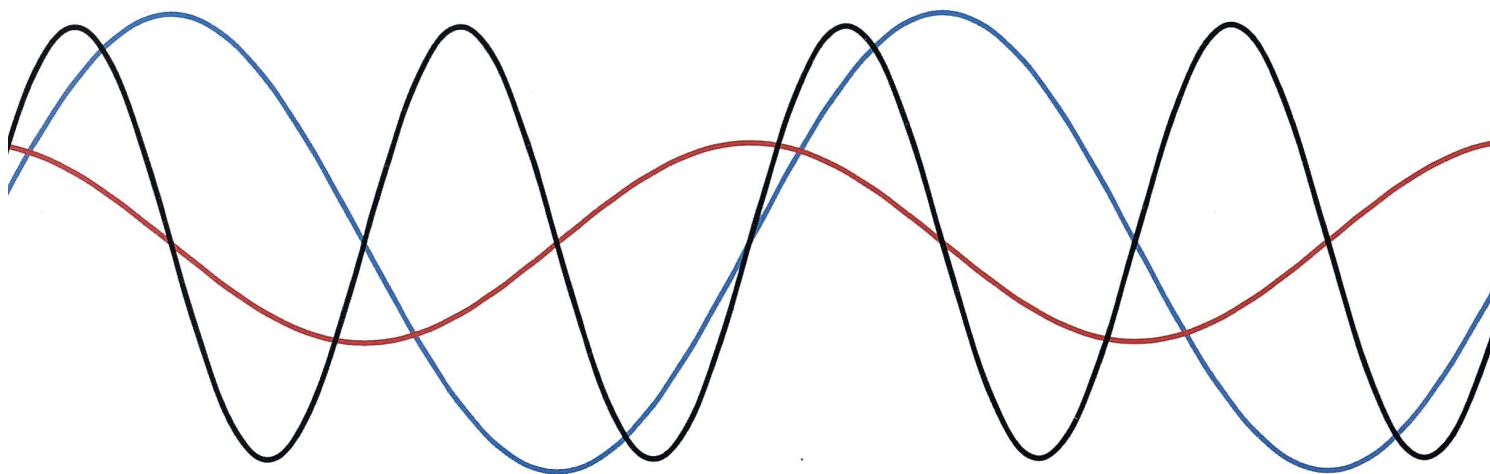
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées 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: 03.04.2026

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



Sinussignale von Spannung, Strom und Leistung.

Wirk- und Blindleistung regeln

Potenziale und Stolpersteine | Moderne Wechselrichter sind in der Lage, sowohl die Wirk- als auch die Blindleistung zu regeln. Dabei können Regelstrategie und Parameterwahl sowie Netztopologie sehr unterschiedliche Auswirkungen auf das Stromnetz haben, insbesondere auf die Spannung. Welche Methoden, Vorteile und mögliche Hindernisse bei der Spannungshaltung gibt es?

STEFAN SCHORI, MICHAEL HÖCKEL

Dezentrale Erzeugungsanlagen, die in das Stromnetz einspeisen, beeinflussen die Auslastung und die Spannung im Verteilnetz. Durch ihre hohe Gleichzeitigkeit und die potenziell hohen Leistungen können PV-Anlagen und Speichersysteme das Spannungsniveau stark beeinflussen. Die SN EN 50160:2022 [1] gibt die Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen vor. Unter normalen Betriebsbedingungen sollte die Versorgungsspannung nicht mehr als $\pm 10\%$ von der Nennspannung abweichen. Wenn die Einspeisung zunimmt, steigt die Spannung im Verteilnetz an und die Reserve zwischen der höchsten auftretenden Spannung und dem oberen Spannungsgrenzwert wird kleiner. Gelangen Stromnetze an ihre Grenzen, sind Massnahmen für einen sicheren Betrieb notwendig. PV-Wechselrichter können mittels autonomer Wirk- und Blindleistungsregelung die Spannung erhöhen oder

absenken. Dadurch können gewisse Netzverstärkungen vermieden oder zumindest zeitlich verschoben werden.

Wirk- und Blindleistung haben wenig gemeinsam

PV-Anlagen speisen Wirkleistung P in das Stromnetz ein, das sie an die angeschlossenen Verbraucher verteilt. Ein geringer Teil fällt als Verlustleistung über den Transformatoren und Leitungen ab. Die Blindleistung Q kann im Gegensatz zur Wirkleistung nicht direkt genutzt werden. Sie wird benötigt, um elektrische Felder (in Kapazitäten) und magnetische Felder (in Induktivitäten) in den Netzbetriebsmitteln und Geräten aufrechtzuerhalten. Blindleistung muss ausbalanciert werden und ist entscheidend für die Spannungsstabilität des Stromnetzes.

Doch wie wird Blindleistung eingespeist beziehungsweise bezogen? Dazu muss die Phasenlage des Stroms, den die Geräte mit dem Netz austauschen,

gegenüber der Spannung verschoben werden. Die Blindleistung wird deshalb auch als Verschiebungsblindleistung bezeichnet. **Bild 1** zeigt eine Situation, bei der induktive Blindleistung von einem Verbraucher bezogen wird. Die Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung beträgt -26° , der Strom eilt der Spannung also nach: Das entspricht einem induktiven Verhalten. Würde der Strom der Spannung vorauslaufen, so wäre das Verhalten kapazitiv. Die Phasenverschiebung von -26° aus **Bild 1** entspricht einem Leistungsfaktor $\cos\varphi$ von 0,9 induktiv. Nebst dem Zeitverlauf zeigt **Bild 1** ein Zeigerdiagramm der Spannung und des Stroms. An der Phasenverschiebung ist zu erkennen, ob es sich um Einspeisung/Verbrauch und induktives/kapazitives Verhalten handelt. In **Bild 1c** ist das Zeigerdiagramm der Leistung aufgeführt. Die Phasenverschiebung von -26° beim Strom führt zu einer Phasenverschiebung zwischen

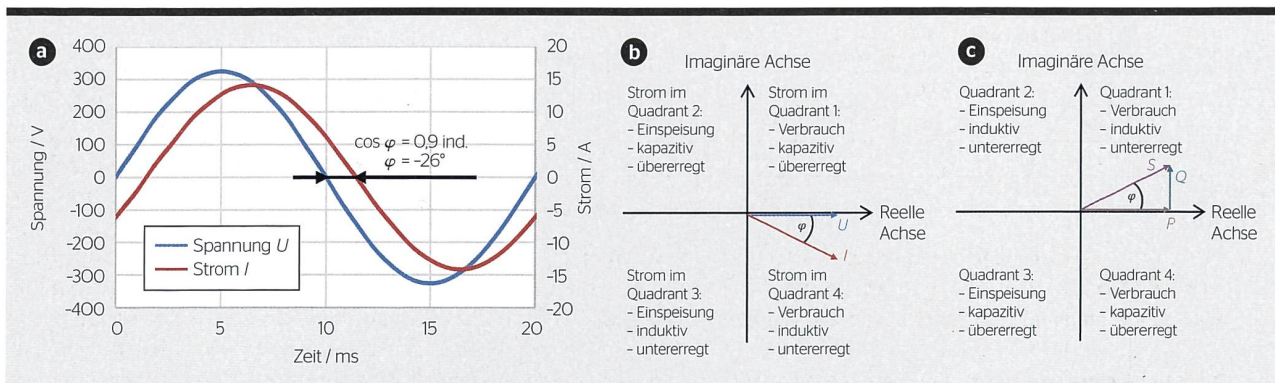


Bild 1 a) Phasenverschiebung im Zeitverlauf und b) in Zeigerdarstellung. Je nachdem, welche Phasenverschiebung der Strom zur Spannung hat, befindet sich dieser in einem anderen Quadranten. c) Das entsprechende Leistungsdiagramm. Darstellung im Verbrauchersystem.

der Scheinleistung S und der ϕ° -Achse von $+26^\circ$. Der Imaginärteil der Scheinleistung hat jeweils das zum Strom inverse Vorzeichen.

Je nach gewünschter Wirk- und Blindleistung kann auch ein Wechselrichter die Phasenverschiebung einstellen. Es handelt sich jeweils um die Schein-, Wirk- und (Verschiebungs-) Blindleistung der Grundschwingung, also 50 Hz. Im Zusammenhang mit Blindleistungsregelung ist vom Parameter $\cos \varphi$ die Rede. Dieser beschreibt den Cosinus des Winkels zwischen der Wirkleistung und der Scheinleistung gemäss Bild 1.

Wie wird die Spannung beeinflusst?

Die Höhe der Spannungsanhebung durch eine PV-Anlage ergibt sich durch die Dimensionierung des Netzes und die eingespeiste Wirkleistung. Bild 2 zeigt die Längselemente der Netzimpedanz: der Widerstand R und die Reaktanz X_L der Induktivitäten. Der Widerstand wird im Wesentlichen durch die Widerstände der Leitungen bestimmt. Den grössten Anteil an der Reaktanz X_L machen die Induktivitäten der Leitungen und die Streuinduktivität des Transformators der Netzebene 6 aus. Die Querelemente (Kapazitäten C und Isolationsleitwerte G) werden nicht dargestellt, da sie für den Spannungsabfall nicht wesentlich sind.

Wird durch eine PV-Anlage ein Strom ins Netz eingespeist, fliesst er durch den Widerstand R und die Reaktanz X_L , was einen Spannungsabfall ΔU_{Netz} verursacht. Die «Technischen Regeln für die Beurteilung von Netzurückwirkungen DACHCZ» geben

die in Bild 2 aufgeführte Näherungsformel zur Bestimmung der Spannungsänderung am Anschlusspunkt an [2]. Sie zeigt, dass eine Änderung der Wirkleistung ΔP primär wegen des Widerstands R eine Spannungsänderung bewirkt. Dagegen verändert die Blindleistung ΔQ die Spannung insbesondere aufgrund der Reaktanz X_L .

Eine zusätzliche Einspeisung von Wirkleistung ($\Delta P < 0$ MW) verursacht gemäss Bild 2 einen negativeren Wert von ΔU_2 . Mit der aufgeführten Formel ist klar, dass dadurch die Spannung U_2 am Anschlusspunkt ansteigt. Folglich könnte die Spannung durch eine Reduktion der eingespeisten Wirkleistung reduziert werden. Alternativ oder zusätzlich zur Reduktion der Wirkleistung kann Blindleistung zur Absenkung der Spannung U_2 genutzt werden. Wird der Wechselrichter so eingestellt, dass er zusätzlich induktive Blindleistung bezieht ($\Delta Q > 0$ Mvar), führt dies zu einem positiveren Wert des Spannungsabfalls ΔU_2 und somit zu einer Absenkung der Spannung U_2 .

Da es sich in der Realität um komplexe Spannungen und Ströme mit

Betrag und Winkel handelt, ist die Näherungsformel vor allem für Abschätzungen geeignet.

Wie sollen Wechselrichter dimensioniert werden?

Damit ein Wechselrichter Blindleistung im notwendigen Umfang beziehen kann, muss er entsprechend dimensioniert sein. Wurde er wie in Tabelle 1 so ausgelegt, dass die maximale Erzeugungswirkleistung der Anlage der maximalen Scheinleistung des Wechselrichters entspricht, so kann bei einem Blindleistungsbezug nicht die volle Wirkleistung eingespeist werden. Für einen Leistungsfaktor $\cos \varphi$ von 0,9 müsste die Wirkleistung jedoch nur um 10% reduziert werden, was zudem einen positiven Effekt auf die Spannung hätte.

Wenn die Wirkleistung nicht reduziert werden soll, muss der Wechselrichter grösser dimensioniert werden, damit zusätzlich zur maximalen Wirkleistungserzeugung auch Blindleistung bezogen werden kann. Tabelle 2 gibt für einige Werte von $\cos \varphi$ einen Überblick, um wie viel Prozent grösser

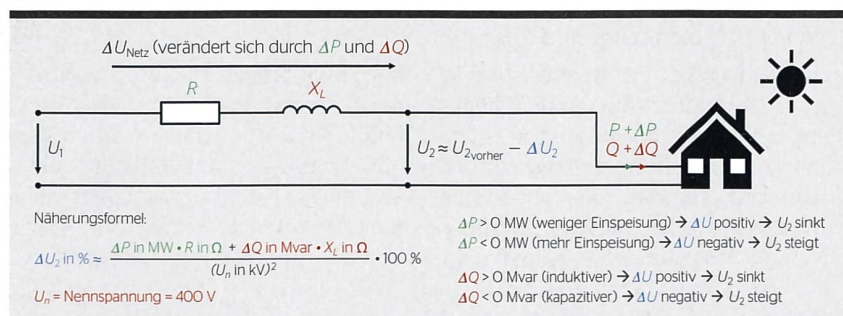


Bild 2 Vereinfachtes Schema eines Netzanschlusses. Die Näherungsformel erlaubt eine ungefähre Abschätzung der Spannungsänderung in Prozent (absolut) am Anschlusspunkt.

cos φ	Nennscheinleistung in kVA	Blindleistung in kvar	Wirkleistung in kW	Reduktion der Wirkleistung
1	100	0	100	0%
0,95	100	31	95	-5%
0,9	100	44	90	-10%
0,8	100	60	80	-20%

Tabelle 1 Beispiel für einen Wechselrichter einer 100-kW-PV-Anlage, der auf eine Scheinleistung von 100 kVA begrenzt ist. Damit beim Betrieb mit maximaler Scheinleistung noch Blindleistung fließen kann, muss die Wirkleistung reduziert werden.

cos φ	Wirkleistung in kW	Blindleistung in kvar	Nennscheinleistung in kVA	Dimensionierung
1	100	0	100	0%
0,95	100	33	105	+5%
0,9	100	48	111	+11%
0,8	100	75	125	+25%

Tabelle 2 Beispiel für einen Wechselrichter, der für die Blindleistungsregelung grösser dimensioniert ist. Die maximale Wirkleistung von 100 kW soll in jedem Fall fließen können. Daher muss der Wechselrichter für eine gleichzeitige Blindleistungsregelung grösser dimensioniert werden.

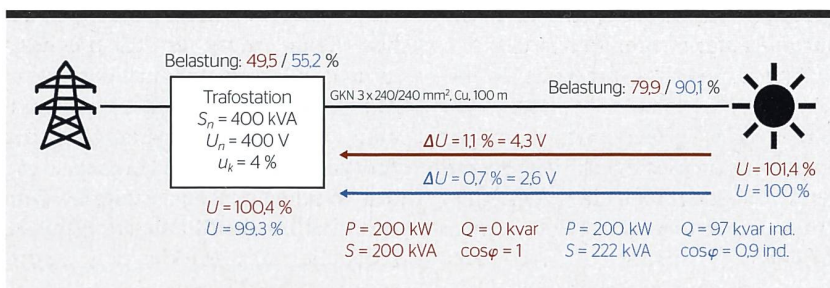


Bild 3 Spannungen bei einer Einspeisung mit 200 kW ohne (rot) und mit (blau) Blindleistung. Die Spannungswerte in Prozent beziehen sich auf eine Nennspannung von 400 V, was 100 % entspricht.

die Scheinleistung des Wechselrichters dimensioniert sein muss. Dabei führt schon eine um 11 % grössere Dimensionierung dazu, dass ein Verhältnis von 48:100 zwischen Blind- zu Wirkleistung möglich ist. **Tabelle 1** und **Tabelle 2** gelten für induktive und für kapazitive Blindleistung.

Höhe der Spannungsänderung

Entscheidend ist, um welchen Betrag die Spannung durch die Wirkleistungseinspeisung angehoben wird und um welchen Betrag sie durch Regelung der Wirk- bzw. Blindleistung abgesenkt werden kann. Das Beispiel in **Bild 3** zeigt die Zusammenhänge auf. Die Topologien realer Netze sind komplexer und erfordern entsprechende Netzsimulationen. **Bild 3** (rot) zeigt eine Spannungserhöhung von 1,1% (absolut)

durch eine Einspeisung von 200 kW über ein 100 m langes Kabel des Typs GKN 3x240/240 mm². Im gleichen Bild ist die Spannungsanhebung dargestellt, wenn gleichzeitig eine induktive Blindleistung von 97 kvar bezogen wird (blau, cos φ = 0,9 induktiv). Der induktive Blindleistungsbezug senkt die Spannung bei der PV-Anlage um 1,4% (absolut). Dabei wird nicht nur die Spannung am Anschlusspunkt der PV-Anlage abgesenkt. Wegen der Streuinduktivität des Transformators wird die Spannung am Transformator sekundärseitig um 1,1% (absolut) reduziert. In diesem Fall hat also der Transformator wegen der höheren Induktivität sogar den grösseren Einfluss auf die Spannung als die Leitung.

Bild 4 stellt die berechnete Spannung am Anschlusspunkt der PV-An-

lage aus **Bild 3** für drei Leistungsszenarien in Abhängigkeit der Leitungslänge dar. Das Szenario mit 200 kW Einspeisung ohne Blindleistung hat die höchsten Spannungen zur Folge. Wird zusätzlich eine induktive Blindleistung von 97 kvar induktiv bezogen, so wird die Spannung um 1,3 bis 1,9% (absolut) abgesenkt. Eine Wirkleistungsreduktion von 30% auf 140 kW senkt die Spannung um 0,3 bis 0,7% (absolut). Zu beachten ist die Zunahme der Leitungsauslastung um etwa 10% (absolut) bei Blindleistungsbezug. Demgegenüber bewirkt die Reduktion der Wirkleistung auf 140 kW eine Abnahme der Leitungsauslastung um etwa 24% (absolut). Dies ist besonders interessant, weil durch eine Reduktion der Spitzenleistung von PV-Anlagen um 30% der Jahresenergieertrag maximal nur um etwa 7% geringer ausfällt [3]. Die Leitungsauslastung nimmt mit zunehmender Leitungslänge etwas ab. Dies hängt damit zusammen, dass die Spannung mit zunehmender Leitungslänge zunimmt und der Strom der PV-Anlage bei gleichbleibender Leistung leicht sinkt. Weiter fällt bei der Betrachtung der Netzverluste auf, dass diese mit zunehmender Wirkleistung sowie auch mit zusätzlicher Blindleistung zunehmen.

Gemäss Näherungsformel in **Bild 2** ist das Verhältnis R/X_L entscheidend für den Einfluss der Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung auf die Spannung. Aufgrund des höheren Widerstands R haben Aluminiumleitungen ein grösseres R/X_L -Verhältnis als Kupferleitungen. Bei Leitungen mit einem grossen R/X_L -Verhältnis hat die Wirkleistung einen grösseren Einfluss auf die Spannung als die Blindleistung. Die Reaktanz X_L ist bei beiden Leitungstypen identisch, und der Einfluss der Blindleistung auf die Spannung ist vergleichbar. Folglich ist das R/X_L -Verhältnis der Netzimpedanz eine wichtige Kennzahl bei der Festlegung der Randbedingungen für die Wirk- und Blindleistungsregelung.

Potenziale der PV-Regelung

Weil sowohl die Wirkleistung als auch die Blindleistung die Spannung beeinflussen, kann ihre Regelung zur Spannungshaltung genutzt werden. Beide Regelungsarten können Verletzungen der Spannungsgrenzwerte bis zu einem

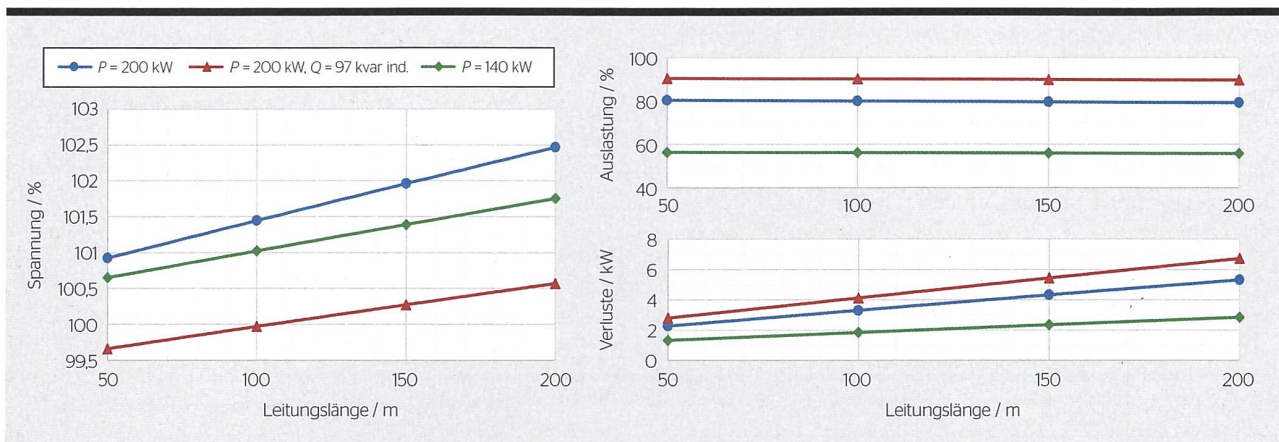


Bild 4 Spannung am Anschlusspunkt, Leitungsauslastung (Referenz für Nennstrom: 60 °C, Industrielast) und Netzverluste bei drei verschiedenen Szenarien bezüglich Wirkleistung und Blindleistung einer PV-Anlage bei verschiedenen Leitungslängen.

gewissen Grad vermeiden und die Netzstabilität bei Spannungsschwankungen unterstützen. Das kann den Anschluss von PV-Anlagen ohne Netzverstärkung in Fällen mit wenig Reserve zum Spannungsgrenzwert ermöglichen.

Mit der Wirkleistungsregelung kann die eingespeiste Leistungsspitze – und gleichzeitig die Netzverluste – wirksam reduziert werden. Zudem verringert sie die Betriebsmittelauslastung. Zwar wurde dieser Aspekt hier nicht betrachtet, er ist jedoch für die Netzplanung und den Netzbetrieb wichtig.

Die Blindleistungsregelung ermöglicht eine Veränderung der Spannung, ohne dass die Wirkleistung reduziert werden muss. Günstige Bedingungen für die Regelung sind vorhanden, wenn die Netzimpedanz eine relevante Reaktanz X_L aufweist und das R/X_L -Verhältnis dabei möglichst klein ist.

Stolpersteine

Aufgrund der komplexen Zusammenhänge im Stromnetz ist es nicht trivial, den Einfluss der Regelung vieler Anlagen präzise abzuschätzen. Modellierung und Simulation können dabei helfen, diverse Szenarien zu untersuchen und die optimalen Einstellungen zu ermitteln. Zur Spannungshaltung mit PV-Anlagen sind unterschiedliche Methoden anwendbar. Typischerweise werden die Regelung der Wirkleistung $P(U)$, der Blindleistung $Q(U)$, des Leis-

tungsfaktors $\cos\varphi(P)$ oder eine konstante Einstellung des Leistungsfaktors $\cos\varphi$ auf einen bestimmten Wert, oft 0,9, in Betracht gezogen. Auch die Begrenzung der eingespeisten Wirkleistung kann sinnvoll sein.

Die Wirkleistungsregelung reduziert die Einspeiseleistung und somit den Jahresenergieertrag (meist geringfügig) [3]. Bei konstanter Wirkleistung belastet die Blindleistungsregelung die Betriebsmittel zusätzlich. Daher sind Auslastungsreserven zu beachten. Zudem muss berücksichtigt werden, dass die zusätzliche Blindleistung vom vorgelagerten Netz bereitgestellt werden muss. Wichtig ist auch das korrekte Einstellen der Blindleistungsregelung. Wird ein falsches Vorzeichen eingestellt, erhöht sich die Spannung, anstatt abgesenkt zu werden, was zu Überspannungen und Abschaltungen von PV-Anlagen führen kann. Ausserdem bestimmt das R/X_L -Verhältnis der Netzimpedanz am Anschlusspunkt das Potenzial von Wirk- und Blindleistungsregelung.

PV-Regelung als wichtige, intelligente Massnahme

Die Regelung bzw. Steuerung von Wirk- und Blindleistung sind wesentliche Hilfsmittel für einen effizienten Zubau von PV-Anlagen. Sie helfen beim Einhalten des Spannungsbands, was Investitionen in das Netz vermeiden oder verschieben kann. Der Vorteil

ist, dass jeder Wechselrichter autonom auf die Spannung oder Wirkleistung am Anschlusspunkt reagieren kann – ohne Kommunikation.

Branchenempfehlungen wie die «NA/EEA-NE7 – CH 2020» helfen bei der Bestimmung von Regelkurven und Einstellungen [4]. Aktuell erarbeitet eine neue Arbeitsgruppe «Spannungshaltung im Niederspannungsnetz» des VSE eine Branchenempfehlung, die den Verteilnetzbetreibern bei der Wahl von Strategien zur Spannungshaltung helfen soll.

Referenzen

- [1] SN EN 50160:2022, Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen, Electrosuisse, 2022.
- [2] Technische Regeln für die Beurteilung von Netzrückwirkungen D-A-CH-CZ, Teil A: Grundlagen, VSE, ÖE, CSRES, VDE FNN 2021. www.strom.ch/dachcz
- [3] M. Markstaler, K. Frick, M. Höckel, «Wie viel Photovoltaik verträgt das Verteilnetz?», Bulletin Electrosuisse 8/2023, S. 15. www.bulletin.ch/de/news-detail/wie-viel-pv-vertraegt-das-verteilnetz.html
- [4] Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz (NA/EEA-NE7 – CH 2020), VSE, 2020.

Link

→ www.bfh.ch/de/forschung/forschungsbereiche/labor-elektrizitaetsnetze

Autoren

Stefan Schori ist Tenure-Track-Dozent und Gruppenleiter im Labor für Elektrizitätsnetze der Berner Fachhochschule. Er arbeitet in der VSE-Arbeitsgruppe «Spannungshaltung im Niederspannungsnetz» mit.

→ BFH, 2503 Biel

→ stefan.schori@bfh.ch

Michael Höckel führt als Professor für Energiesysteme sowohl das Labor für Elektrizitätsnetze als auch das Labor für Wasserstoffsysteme der Berner Fachhochschule.

→ michael.hoeckel@bfh.ch

OPTIMATIK



Das Energie Business Portal von Optimatik deckt neue Stromgesetz-Anforderungen heute schon ab.

Jetzt Live-Demo vereinbaren!

Lernen Sie unsere Module EVG / ZEV und Digitale Energieberatung kennen!



DISKUTIEREN SIE MIT!

25 Jahre Forum für Elektrofachleute



electrosuisse.ch/forum



JETZT ANMELDEN!



Energiezukunft

05.11.2024 | KUK Aarau



electro suisse



CumulusPower von Centiel:

Modulare USV Swiss made, 10 kW bis 3,6 MW

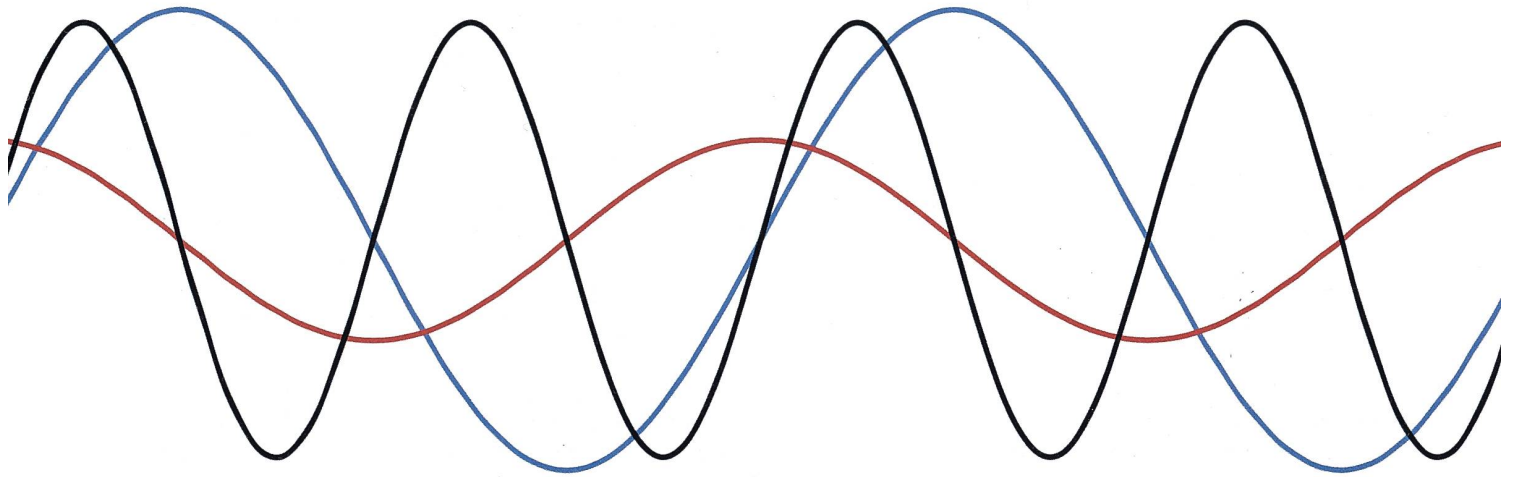
Höchste Verfügbarkeit dank verteilter, aktiv-redundanter Architektur, herausragende Überlastfähigkeit, minimierte Gesamtbetriebskosten und hohe Flexibilität machen die Cumulus Power zur optimalen Lösung für Rechenzentren sowie andere unternehmenskritische Anwendungen.



Bern / Zug
www.usv.ch

usv.ch

CTA Energy Systems



Signaux sinusoïdaux de tension, de courant et de puissance.

Réguler les puissances active et réactive

Potentiels et difficultés | Les onduleurs modernes sont en mesure de réguler aussi bien la puissance active que réactive. Dans ce contexte, la stratégie de régulation et le choix des paramètres ainsi que la topologie du réseau peuvent avoir des effets très différents sur le réseau, et notamment sur la tension. Quelles sont les méthodes utilisées pour le maintien de la tension, et quels sont les avantages et les obstacles ?

STEFAN SCHORI, MICHAEL HÖCKEL

Les installations de production décentralisées qui injectent de l'électricité dans le réseau influencent la charge et la tension du réseau de distribution. En raison de leur grande simultanéité et de leurs puissances potentiellement élevées, les installations photovoltaïques (PV) et les systèmes de stockage d'énergie peuvent fortement influencer le niveau de tension. La norme SN EN 50160:2022 [1] spécifie les caractéristiques de la tension dans les réseaux publics de distribution d'électricité. Dans des conditions d'exploitation normales, la tension d'alimentation ne doit pas s'écarter de plus de $\pm 10\%$ de la tension nominale. Lorsque l'injection croît, la tension dans le réseau de distribution augmente et la réserve entre la tension atteinte la plus élevée et la limite supérieure de tension diminue. Lorsque les réseaux électriques atteignent leurs limites, il devient donc nécessaire de prendre des mesures pour garantir une exploitation sûre. Les

onduleurs PV peuvent augmenter ou diminuer la tension au moyen d'une régulation autonome de la puissance active et réactive. Cela permet d'éviter certains renforcements du réseau ou du moins de les reporter dans le temps.

Les puissances active et réactive ont peu en commun

Les installations PV injectent de la puissance active P dans le réseau électrique, qui la distribue aux consommateurs raccordés. Une petite partie est perdue sous forme de puissance dissipée dans les transformateurs et les lignes. Contrairement à la puissance active, la puissance réactive Q ne peut pas être utilisée directement. Elle est nécessaire pour maintenir les champs électriques (dans les capacités) et les champs magnétiques (dans les inductances) dans les équipements du réseau et dans les appareils connectés. La puissance réactive doit être compensée et est essentielle pour la stabilité de la tension du réseau électrique.

Mais comment la puissance réactive est-elle injectée ou prélevée ? Pour ce faire, la phase du courant que les appareils échangent avec le réseau doit être décalée par rapport à la tension. La **figure 1** montre une situation dans laquelle de la puissance réactive inductive est prélevée par un consommateur. Le déphasage entre le courant et la tension est de -26° , le courant est donc en retard sur la tension : cela correspond à un comportement inductif. Si le courant était en avance sur la tension, le comportement serait capacitif. Le déphasage de -26° de la **figure 1** correspond à un facteur de puissance $\cos\varphi$ de 0,9 inductif. Outre la représentation temporelle, la **figure 1** montre une représentation vectorielle de la tension et du courant. Le déphasage permet de déterminer s'il s'agit d'une injection ou d'une consommation, et si le comportement est inductif ou capacitif. La **figure 1c** présente le diagramme vectoriel de la puissance. Le déphasage du

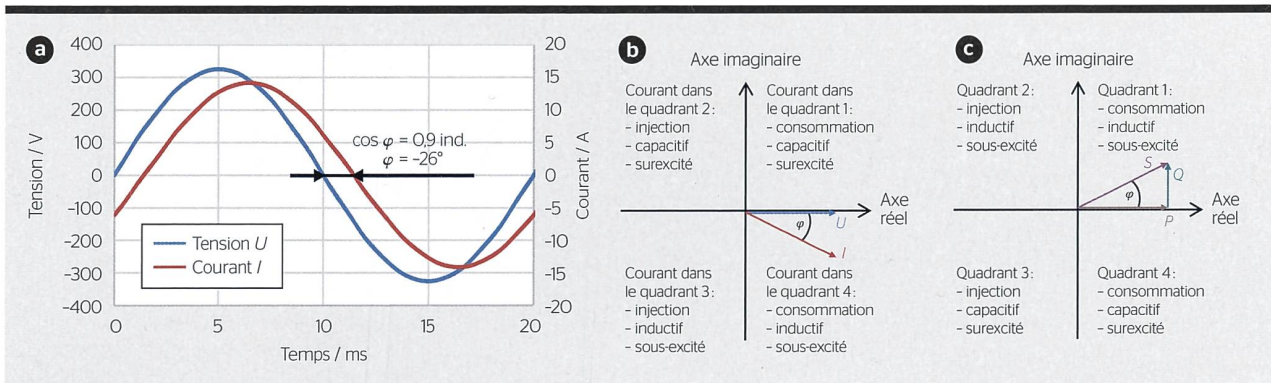


Figure 1 a) Représentation temporelle et b) représentation vectorielle du déphasage. Le courant change de quadrant selon son déphasage par rapport à la tension. c) Diagramme de puissance correspondant : représentation dans le système vectoriel du consommateur.

courant de -26° entraîne un déphasage de $+26^\circ$ entre la puissance apparente S et l'axe 0° . La partie imaginaire de la puissance apparente est toujours de signe inverse à celle du courant.

Un onduleur peut également régler le déphasage en fonction des puissances active et réactive souhaitées. Il s'agit ici toujours des puissances apparente, active et réactive de l'oscillation fondamentale, c'est-à-dire à 50 Hz. Dans le contexte de la régulation de la puissance réactive, on parle du paramètre $\cos\phi$. Celui-ci décrit le cosinus de l'angle entre la puissance active et la puissance apparente (figure 1).

Comment la tension est-elle influencée ?

L'ampleur de l'augmentation de la tension due à une installation PV dépend du dimensionnement du réseau ainsi que de la puissance active injectée. La figure 2 montre les éléments longitudinaux de l'impédance du réseau: la résistance R et la réactance X_L des inductances. La résistance est essentiellement déterminée par les résistances des lignes basse tension. Les inductances des lignes basse tension et l'inductance de fuite du transformateur du niveau de réseau 6 constituent la majeure part de la réactance X_L . Les éléments transversaux (capacités C et conductances de l'isolation G) ne sont pas représentés, car ils ne sont pas essentiels pour la chute de tension.

Si un courant est injecté dans le réseau par une installation PV, il passe par la résistance R et la réactance X_L , ce qui provoque une chute de tension $\Delta U_{réseau}$. Les « Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau

D-A-CH-CZ» indiquent la formule d'approximation présentée à la figure 2 pour déterminer la variation de tension au point de raccordement [2]. Elle montre qu'une modification de la puissance active ΔP entraîne une modification de la tension en premier lieu à cause de la résistance R . En revanche, la puissance réactive ΔQ modifie la tension surtout en raison de la réactance X_L .

Une injection supplémentaire de puissance active ($\Delta P < 0$ MW) provoque, selon la figure 2, une valeur plus négative de ΔU_2 . Avec la formule indiquée, il apparaît clairement que cela mène à une augmentation de la tension U_2 au point de raccordement. Par conséquent, la tension pourrait être réduite en diminuant la puissance active injectée. Une alternative, ou un complément, à la réduction de la puissance active consisterait à utiliser la puissance réactive pour abaisser la tension U_2 . Si l'onduleur est réglé de manière à prélever également de la puissance réactive inductive ($\Delta Q > 0$ Mvar), cela mène à une valeur plus positive de la chute de tension ΔU_2 et donc à une baisse de la tension U_2 .

Comme il s'agit dans la réalité de tensions et de courants complexes avec une valeur absolue et un angle, la formule d'approximation convient surtout pour des estimations.

Comment les onduleurs doivent-ils être dimensionnés ?

Pour qu'un onduleur puisse prélever la quantité nécessaire de puissance réactive, il doit être dimensionné en conséquence. S'il est conçu, comme dans le tableau 1, de telle sorte que la puissance active maximale de production de l'installation corresponde à la puissance apparente maximale de l'onduleur, il n'est alors pas possible d'injecter la totalité de la puissance active en cas de prélèvement de puissance réactive. Pour un facteur de puissance $\cos\phi$ de 0,9, la puissance active ne devrait toutefois être réduite que de 10%, ce qui aurait en outre un effet positif sur la tension.

Si réduire la puissance active n'est pas une option, l'onduleur doit être dimensionné avec plus de marge afin de permettre un prélèvement de puissance réactive en cas de production maxi-

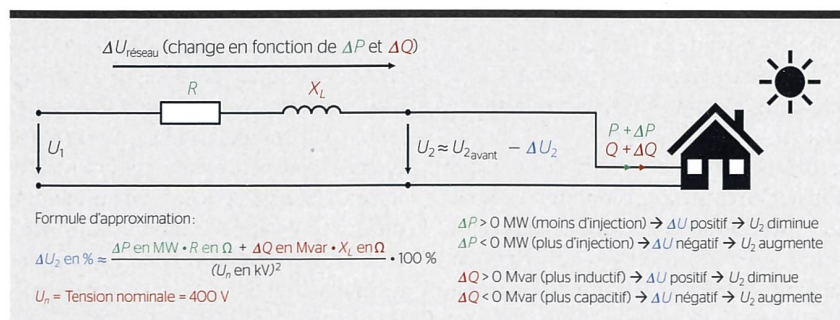


Figure 2 Schéma simplifié d'un raccordement au réseau. La formule d'approximation permet d'estimer la variation de tension en pourcentage (absolu) au point de raccordement.

$\cos \varphi$	Puissance apparente nominale en kVA	Puissance réactive en kvar	Puissance active en kW	Réduction de la puissance active
1	100	0	100	0 %
0,95	100	31	95	-5 %
0,9	100	44	90	-10 %
0,8	100	60	80	-20 %

Tableau 1 Exemple avec un onduleur d'une installation PV de 100 kW limité à une puissance apparente de 100 kVA. Lors du fonctionnement à la puissance apparente maximale, la puissance active doit être réduite pour permettre un prélèvement de puissance réactive.

$\cos \varphi$	Puissance active en kW	Puissance réactive en kvar	Puissance apparente nominale en kVA	Dimensionnement
1	100	0	100	0 %
0,95	100	33	105	+5 %
0,9	100	48	111	+11 %
0,8	100	75	125	+25 %

Tableau 2 Exemple avec un onduleur dimensionné plus largement de sorte à permettre la régulation de la puissance réactive. La puissance active maximale de 100 kW doit pouvoir être injectée dans tous les cas. L'onduleur doit donc être dimensionné avec plus de marge pour permettre une régulation simultanée de la puissance réactive.

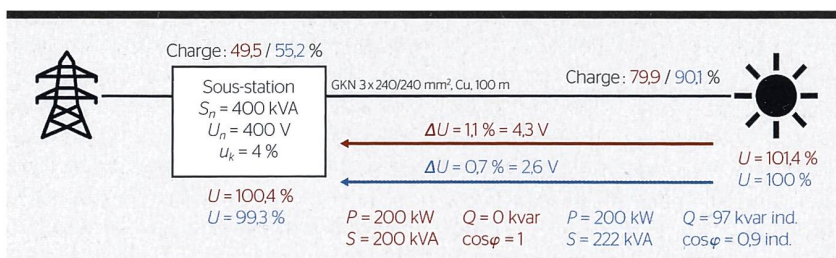


Figure 3 Tensions lors de l'injection d'une puissance active de 200 kW sans (en rouge) et avec (en bleu) puissance réactive. Les valeurs de tension en pourcentage se réfèrent à une tension nominale de 400 V, qui correspond à 100 %.

male de puissance active. Le **tableau 2** donne un aperçu du pourcentage d'augmentation de la puissance apparente de l'onduleur pour quelques valeurs de $\cos \varphi$. Un dimensionnement plus grand de 11 % permet déjà d'obtenir un rapport entre puissance réactive et puissance active de 48:100. Les **tableaux 1** et **2** sont valables pour la puissance réactive inductive et capacitive.

Ampleur de la variation de tension

Les éléments déterminants sont la valeur de l'augmentation de la tension due à l'injection de puissance active ainsi que la valeur de la diminution de la tension qui peut être atteinte grâce à la régulation de la puissance active ou réactive. L'exemple de la **figure 3** illustre ces relations. Les topologies des réseaux

réels sont plus complexes et nécessitent des simulations de réseau correspondantes. La **figure 3** montre (en rouge) une augmentation de la tension de 1,1 % (en valeur absolue) due à une injection de puissance active de 200 kW via un câble de type GKN 3x240/240 mm² d'une longueur de 100 m. L'augmentation de la tension lorsqu'une puissance réactive inductive de 97 kvar est prélevée simultanément ($\cos \varphi = 0,9$ inductif) y est représentée en bleu. Le prélèvement de puissance réactive inductive fait baisser la tension au niveau de l'installation PV de 1,4 % (en valeur absolue). Mais la tension au point de raccordement de l'installation PV n'est pas la seule à être réduite. En raison de l'inductance de fuite du transformateur, la tension au niveau du transformateur est réduite du côté secondaire de 1,1 % (en

valeur absolue). Le transformateur a donc ici, en raison de son inductance plus élevée, même une plus grande influence sur la tension que la ligne.

La **figure 4** présente la tension calculée au point de raccordement de l'installation PV de la **figure 3** pour trois scénarios de puissance en fonction de la longueur de la ligne. Le scénario avec une injection de 200 kW sans puissance réactive mène aux tensions les plus élevées. Si, en plus, une puissance réactive inductive de 97 kvar est prélevée, la tension est abaissée de 1,3 à 1,9 % (en valeur absolue). Une réduction de la puissance active de 30 % à 140 kW fait quant à elle baisser la tension de 0,3 à 0,7 % (en valeur absolue). Il convient de noter l'augmentation d'environ 10 % (en valeur absolue) de la charge de la ligne en cas de prélèvement de puissance réactive. En revanche, la réduction de la puissance active à 140 kW entraîne une diminution de la charge de la ligne d'environ 24 % (en valeur absolue). Ceci est particulièrement intéressant, car une réduction de 30 % des pics de puissance des installations PV ne diminue le rendement énergétique annuel que d'environ 7 % au maximum [3]. La charge de la ligne diminue quelque peu avec l'augmentation de sa longueur. Cela s'explique par le fait que la tension augmente avec la longueur de la ligne et que, sans changement de la puissance, le courant de l'installation PV diminue légèrement. Quant aux pertes au niveau du réseau, elles augmentent avec l'augmentation de la puissance active ainsi qu'avec la puissance réactive supplémentaire.

Selon la formule approximative de la **figure 2**, le rapport R/X_L détermine l'influence de la régulation des puissances active et réactive sur la tension. En raison de leur résistance R plus élevée, les lignes en aluminium ont un rapport R/X_L plus important que les lignes en cuivre. En présence de lignes caractérisées par un rapport R/X_L élevé, la puissance active a une plus grande influence sur la tension que la puissance réactive. La réactance X_L est en effet identique pour les deux types de lignes, et l'influence de la puissance réactive sur la tension est comparable. Par conséquent, le rapport R/X_L de l'impédance du réseau représente un paramètre important lors de la définition des conditions marginales pour la régulation des puissances active et réactive.

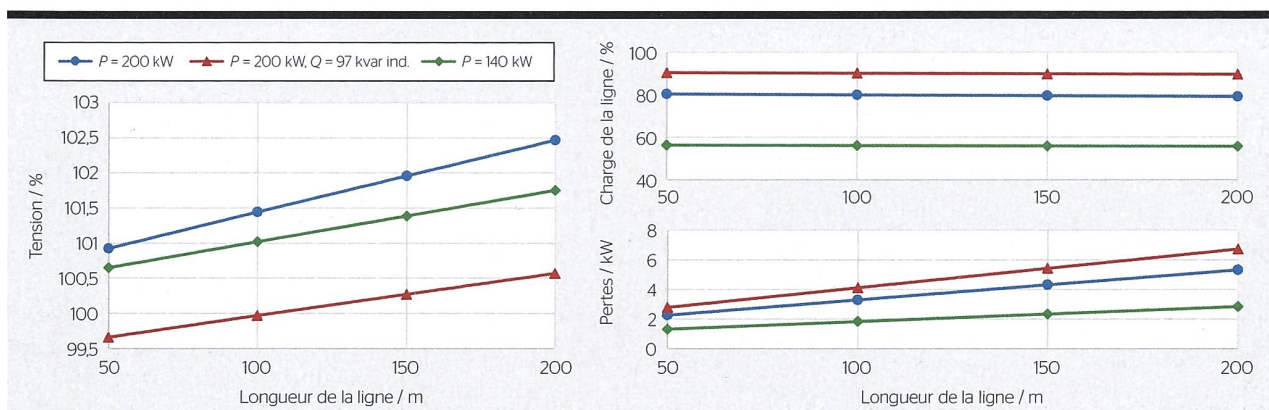


Figure 4 Tension au point de raccordement, charge de la ligne (référence pour le courant nominal : 60 °C, charge industrielle) ainsi que pertes au niveau du réseau, pour différentes longueurs de ligne et pour trois scénarios différents en matière de puissances active et réactive d'une installation PV.

Potentiels de la régulation PV

Comme les puissances active et réactive influencent toutes deux la tension, leur régulation peut être utilisée pour le maintien de la tension. Ces deux types de régulation peuvent, jusqu'à un certain point, éviter des violations des limites de tension et contribuer à la stabilité du réseau en cas de fluctuations de tension. Cela peut permettre le raccordement d'installations PV sans renforcement du réseau dans des cas où la réserve par rapport à la valeur limite de tension est faible.

La régulation de la puissance active permet de réduire efficacement les pics de puissance injectée – et, par la même occasion, les pertes au niveau du réseau. De plus, elle réduit la charge des moyens d'exploitation. Bien que cet aspect n'ait pas été examiné ici, il constitue un point important pour la planification et l'exploitation du réseau.

La régulation de la puissance réactive permet de modifier la tension sans avoir à réduire la puissance active. Les conditions sont favorables à cette régulation lorsque l'impédance du réseau présente une réactance X_L importante et que le rapport R/X_L est le plus faible possible.

Obstacles

En raison de la complexité des interactions au sein du réseau électrique, il n'est pas trivial d'estimer avec précision l'influence de la régulation de nombreuses installations. La modélisation et la simulation peuvent aider à étudier divers scénarios et à déterminer les réglages optimaux. Différentes méthodes peuvent être utilisées pour le maintien de la tension à l'aide d'instal-

lations photovoltaïques. Parmi celles qui sont typiquement prises en considération se trouvent le réglage de la puissance active $P(U)$, de la puissance réactive $Q(U)$, du facteur de puissance $\cos\varphi(P)$, ou encore un réglage constant du facteur de puissance $\cos\varphi$ à une certaine valeur, souvent 0,9. Il peut également être judicieux de limiter la puissance active injectée.

La régulation de la puissance active réduit la puissance injectée, et donc le rendement énergétique annuel (généralement seulement légèrement) [3]. À puissance active constante, la régulation de la puissance réactive impose une charge supplémentaire aux moyens d'exploitation. Il faut donc tenir compte des réserves de charge. De plus, il est nécessaire de considérer le fait que la puissance réactive supplémentaire doit être fournie par le réseau en amont. Il est également important d'ajuster correctement la régulation de la puissance réactive. Si le signe de la puissance réactive est mal défini, la tension augmente au lieu d'être abaissée, ce qui peut entraîner des surtensions et des déconnexions des installations PV. En outre, le rapport R/X_L de l'impédance du réseau au point de raccordement détermine le potentiel de la régulation des puissances active et réactive.

La régulation PV, une mesure importante et intelligente

La régulation et le contrôle des puissances active et réactive constituent des outils essentiels pour un développement efficace des installations PV. Ils aident au maintien de la tension dans les limites définies, ce qui peut permettre d'éviter

ou de reporter les investissements dans le réseau. L'avantage consiste dans le fait que chaque onduleur peut réagir de manière autonome à la tension ou à la puissance active au point de raccordement – sans communication.

Les recommandations de la branche telles que la « NA/EEA-NE7 – CH 2020 » aident à déterminer les courbes de régulation et les réglages [4]. Actuellement, un nouveau groupe de travail « Maintien de la tension dans le réseau basse tension » de l'AES élabore une nouvelle recommandation de la branche qui doit aider les gestionnaires de réseau de distribution à choisir quelles stratégies utiliser pour le maintien de la tension.

Références

- [1] SN EN 50160:2022, Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics d'électricité, Electrosuisse, 2022.
- [2] Règles techniques pour l'évaluation des répercussions sur le réseau D-A-CH-CZ – Partie A : Bases, AES, ÖE, CSRES, VDE FNN, 2020. www.electricite.ch/dachcz-fr
- [3] M. Markstaler, K. Frick, M. Höckel, «Wie viel Photovoltaik verträgt das Verteilnetz?», Bulletin Electrosuisse 8/2023, p. 15, 2023. www.bulletin.ch/de/news-detail/wie-viel-pv-vertraegt-das-verteilnetz.html
- [4] Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension (RR/PE-NR 7 – CH 2020).

Lien

→ www.bfh.ch/fr/recherche/domaines-de-recherche/laboratoire-reseaux-electriques

Auteurs

Stefan Schori est professeur tenure track et responsable de groupe au sein du laboratoire des réseaux électriques de la Haute école spécialisée bernoise (BFH). Il participe au groupe de travail de l'AES « Maintien de la tension dans le réseau basse tension ».
→ BFH, 2503 Bienne
→ stefan.schori@bfh.ch

Michael Höckel est professeur de systèmes énergétiques et responsable du laboratoire des réseaux électriques ainsi que du laboratoire des systèmes à hydrogène de la Haute école spécialisée bernoise (BFH).
→ michael.hoeckel@bfh.ch