

**Zeitschrift:** bulletin.ch / Electrosuisse  
**Herausgeber:** Electrosuisse  
**Band:** 115 (2024)  
**Heft:** 8

**Artikel:** Ohne Leistungsregelung von PV geht es nicht = La gestion de l'injection PV est indispensable  
**Autor:** Cuony, Peter / Todorov, Helena / Bucher, Christof  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-1075117>

### **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>**



# Ohne Leistungsregelung von PV geht es nicht

**Systembetrachtungen für den Solarstromausbau** | Wenn die Photovoltaik in der Schweiz stark ausgebaut wird, entstehen PV-Produktionsspitzen, die entweder einen Netzausbau erfordern oder abgeregelt werden sollen. Wie würde sich die oft diskutierte 70%-Einspeiselimite- rung für PV-Anlagen aber konkret auf das Stromnetz und die Jahresproduktion auswirken?

PETER CUONY, HELENA TODOROV, CHRISTOF BUCHER

**A**m 9. Juni 2024 haben Volk und Stände das neue Stromversorgungs- gesetz angenommen. Kern dieses Gesetzes ist ein massiver Ausbau der einheimischen erneuerbaren Stromproduktion zur Reduktion der Importabhängigkeit. Die Photovoltaik wird wegen ihres grossen Potenzials vermutlich den grössten Anteil an den im Gesetz geforderten 45 TWh elektrischer Energie ausmachen.

Die Solarstromproduktion variiert stark im Tages- und Jahresverlauf. Der Umgang mit diesen Schwankungen ist eine der Herausforderungen für den

Strommarkt und das Stromnetz. Im Strommarkt führen hohe PV-Produktionsspitzen immer öfter zu negativen Strompreisen, und das Stromnetz muss verstärkt werden, um die Stromspitzen abnehmen zu können.

## Energie und Leistung bei PV

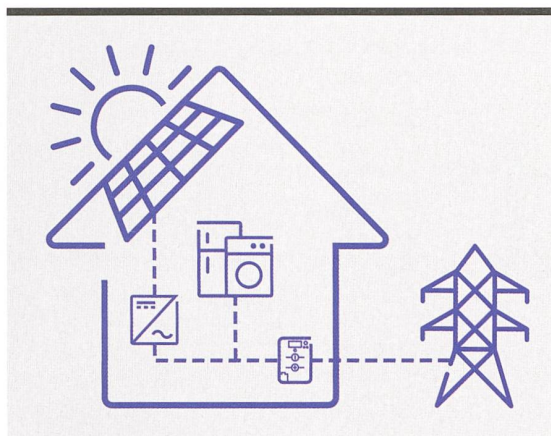
Die PV-Module liefern DC-Leistung, welche vom Wechselrichter in AC-Leistung umgewandelt wird (**Bild 1**). Die Summe der Nennleistungen aller PV-Module, die im Labor unter international standardisierten Testbedingungen (STC=1000 W/m<sup>2</sup>; 25°C) gemessen

werden, ergeben die DC-Nennleistung der PV-Anlage. Zusammen mit der Sonneneinstrahlung am Installationsstandort und der Ausrichtung und Neigung der PV-Module bestimmt die DC-Nennleistung grösstenteils die zu erwartende Jahresproduktion. Eine gut ausgerichtete PV-Anlage produziert im Schweizer Mittelland etwa 1000 kWh Solarstrom pro installierte kW. Wegen den hiesigen Einstrahlungsverhältnissen erreicht eine typische PV-Anlage nie oder nur selten die DC-Nennleistung. Deshalb werden die Wechselrichter optimalerweise so ausgelegt, dass

deren AC-Nennleistung tiefer ist als die DC-Nennleistung. Die AC-Nennleistung entspricht meist der maximalen AC-Leistung, die der Wechselrichter produzieren kann und ist somit für die Dimensionierung der Elektroinstallationen und des Stromnetzes relevant.

Die Resultate in diesem Artikel basieren auf der Auswertung von 654 PV-Anlagen mit einer Leistung grösser als 30 kW, die im 2023 am Verteilnetz von Groupe E angeschlossen waren. **Bild 2a** illustriert das Verhältnis AC- zu DC-Nennleistung und zeigt, dass die Wechselrichter so gewählt wurden, dass sie eine maximale AC-Leistung zwischen 60 und 110% der DC-Nennleistung erreichen und dass der Durchschnitt bei 90% liegt. **Bild 2b** zeigt, dass die maximal gemessenen AC-Leistungen (15-Minuten-Mittelwerte) der PV-Anlagen zwischen 40 und 100% der DC-Nennleistung liegen und dass im Durchschnitt eine maximale Leistung von 79% der DC-Nennleistung erreicht wird.

Obwohl die PV-Produktion generell eine hohe Gleichzeitigkeit aufweist, haben die PV-Anlagen wegen den verschiedenen Ausrichtungen, Installationsarten und lokalen Wetterbedingungen nicht alle maximalen Jahresproduktionsspitzen zur selben Zeit. **Bild 3** zeigt den Zeitpunkt der Produktionsspitzen der 654 PV-Anlagen im Verlauf des Jahres und des Tages. Da die Spitzen zu unterschiedlichen Zeiten entstehen, liegt der maximale Leistungswert des Summenprofils aller PV-Anlagen noch bei 64,5% der Summe der DC-Nennleistungen.

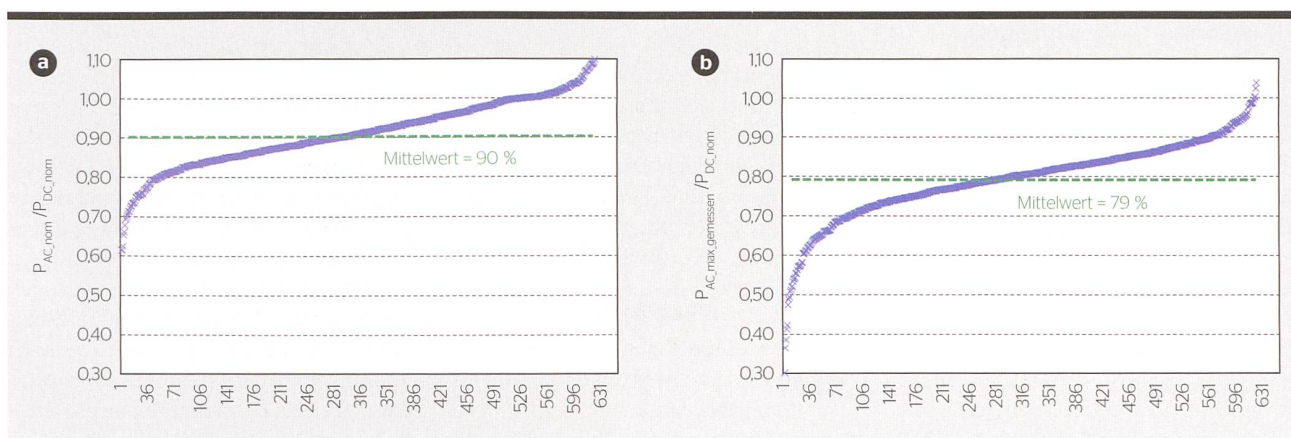


**Bild 1** Schema einer PV-Anlage mit dem Modulfeld, das mit der DC-Nennleistung charakterisiert wird, und dem PV-Wechselrichter mit dessen maximaler AC-Leistung.

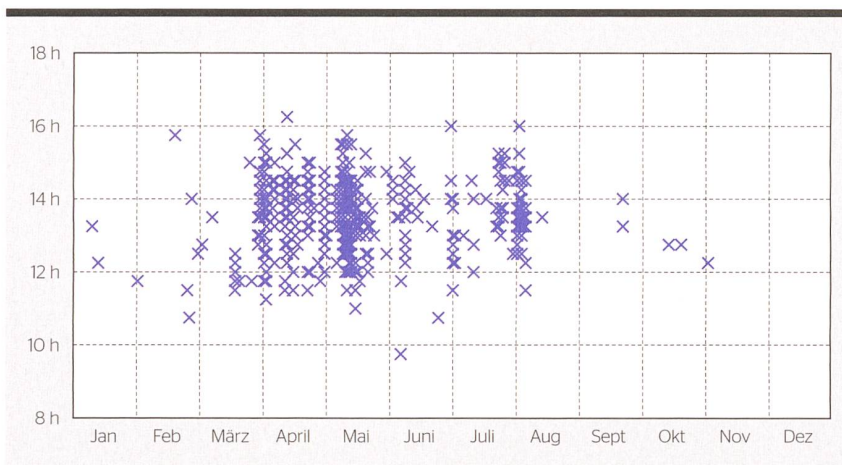
Auf das Zielbild der Schweiz bezogen kann daraus gefolgert werden, dass für eine angestrebte PV-Nennleistung von 40 GW (100%), mit einer installierten Wechselrichterleistung von 36 GW (90%) zu rechnen ist und dass die Summe der individuellen maximalen Leistungen 32 GW (79%) betragen würde. Da nicht alle PV-Anlagen die maximale Produktionsleistung gleichzeitig erreichen, kann von einer maximalen PV-Produktion von 26 GW (65%) ausgegangen werden. Aufgrund der geografischen Verteilung in der Schweiz wäre die Leistungsspitze wahrscheinlich nochmals etwas tiefer.

Bei einer installierten Leistung von 40 GW wäre also «nur» mit einer Produktionsspitze von 26 GW zu rechnen. Da die Stromnetze für einen maximalen Stromverbrauch von 10 GW gebaut wurden, liegen auch die 26 GW weit über dem, was für die Stromnetze verkraftbar wäre. Zudem gibt es noch andere, nicht flexible Produktionstech-

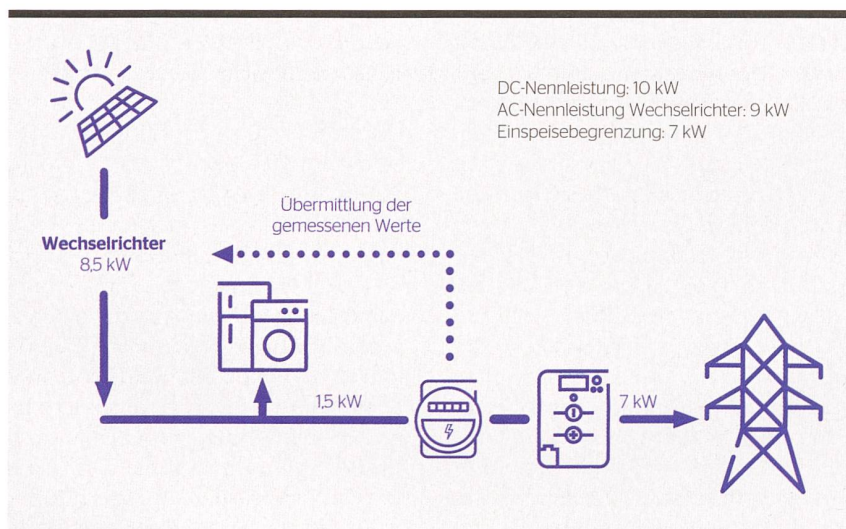
nologien wie Laufwasser-, Kern- und Windkraftwerke, die u. U. auch Strom ins Netz einspeisen. Da der Netzausbau teuer ist, scheint es aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll zu sein, das Stromnetz auf die neuen Produktionsspitzen auszulegen. Bei fehlendem Verbrauch macht es zudem auch mit stärkeren Netzen keinen Sinn, mehr Solarstrom einzuspeisen, wenn dieser nirgends gebraucht werden kann. Studien zeigen, dass ein optimales zukünftiges Stromsystem viel Photovoltaik braucht, aber die PV-Produktionskapazität in Stunden mit hoher PV-Produktion nur dann ausgeschöpft werden soll, wenn der PV-Strom auch sinnvoll gebraucht werden kann. Die Studien empfehlen ein System mit viel Photovoltaik, aber auch einer massiven Abregelung der Einspeisespitzen im Sommer [1,2]. Für ein effizientes Gesamtsystem gibt es keine Alternative zu einer schnellen Einführung der PV-Einspeiselimitierung.



**Bild 2** Analyse von AC- und DC-Nennleistung und Produktions-Lastgängen von 654 PV-Anlagen (>30 kVA) auf dem Verteilnetz von Groupe E im Jahr 2023. Die Werte sind in aufsteigender Reihenfolge geordnet. **a)** Auslegung der Wechselrichterleistung im Verhältnis zur DC-Nennleistung. **b)** Maximal gemessene Produktionsleistung der Lastgangmessung im Verhältnis zur DC-Nennleistung.



**Bild 3** Zeitpunkt der gemessenen PV-Produktionsspitzen der 654 PV-Anlagen im Tages- und Jahresverlauf im Jahr 2023.



**Bild 4** Schema einer möglichen Implementierung einer dynamischen Leistungsregelung beim Wechselrichter und einer fixen Einspeisebegrenzung am Hausanschlusspunkt. Der Wechselrichter darf mehr als die Einspeisebegrenzung produzieren, limitiert die Leistung so, dass die Einspeisebegrenzung jederzeit eingehalten wird.

### Umsetzungsmöglichkeiten für die Einspeiselimitierung

Produziert eine PV-Anlage Strom, kann er für den Eigenverbrauch genutzt oder als Überschuss ins Stromnetz eingespeist werden. Wenn die Einspeisung für das Stromnetz zu gross wird, muss sie abgeregelt werden können. Gewöhnlich bestimmt der Wechselrichter die DC-Spannung auf dem Modulfeld so, dass die produzierte Leistung so hoch ist, wie dies die Sonneneinstrahlung ermöglicht. Soll die Produktion reduziert werden, kann der Wechselrichter die Spannung auf dem Modulfeld erhöhen, was den produzierten Strom und somit die produzierte Leistung sofort reduziert. Technisch ist also die Mög-

lichkeit zur Abregelung der Einspeisung gegeben, aber wie diese im Stromsystem am besten umgesetzt wird, noch unklar. Für die Umsetzung der Einspeiselimitierung gibt es folgende Ansätze, die vom Verteilnetzbetreiber verfolgt werden können:

- Definierte Vorgaben am Einspeisepunkt mit einer fixen Einspeiselimitierung (z.B. AC-Leistung darf 70% der DC-Leistung nie überschreiten) [3] oder einer dynamischen Einspeiselimitierung in Abhängigkeit von der Spannung, auch P(U) genannt [4].
- Fernsteuerung mit einer lokalen Schnittstelle mit Ein/Aus oder einer Stufenregelung über Schaltkontakte vom Netzbetreiber (z.B. Rundsteuer-

ung oder Smart-Meter-Schaltkontakte) oder einer protokollbasierten Fernsteuerung (basierend auf etablierten Scada-Fernwirktechniken).

- Weitere Ansätze, die in der Schweiz erst in Pilotprojekten praktiziert werden, wie zum Beispiel eine Fernsteuerung über ein Freigabesignal einer zentralen Plattform via proprietäre Kommunikationskanäle der Wechselrichterhersteller [5], finanzielle Anreize mit variablen oder dynamischen Einspeisepreisen (Energie und/oder Netz) oder einer Reduzierung der PV-Produktion über eine Erhöhung der Netzspannung.

Diese Ansätze können für verschiedene Anwendungsfälle grösstenteils auch kombiniert werden. Die Anforderungen der Einspeiselimitierung gelten jeweils für den Einspeisepunkt; der Produzent darf dabei immer unbegrenzt für den Eigenverbrauch produzieren.

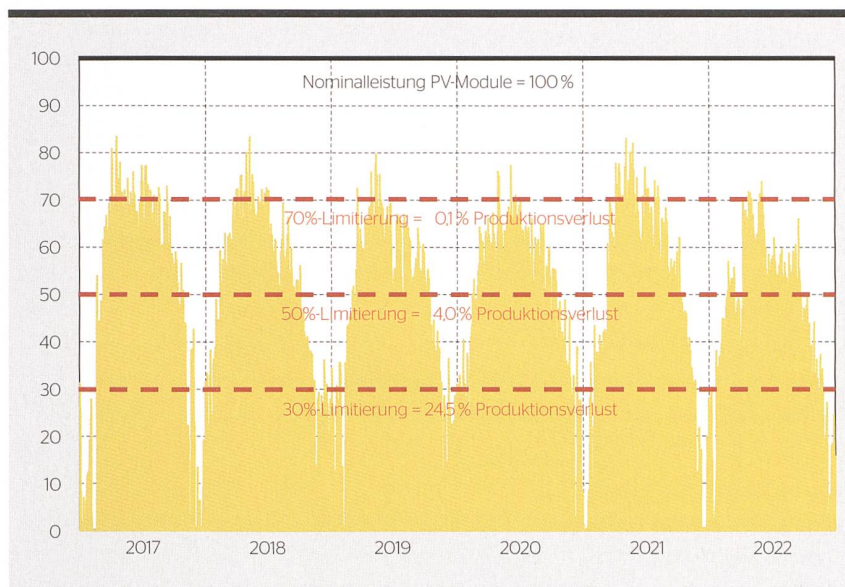
### 70%-Einspeiselimitierung

Bei der 70%-Einspeisebegrenzung wird festgelegt, dass am Netzanschlusspunkt die eingespeiste Leistung nie mehr als 70% der DC-Nennleistung betragen darf. Eine solche Einspeisebegrenzung auf 70% wurde in Deutschland 2012 eingeführt, dann aber aufgrund der Energiekrise 2023 wieder abgeschafft. Im Rahmen des neuen Stromversorgungsgesetzes wird sie derzeit häufig von den Schweizer Netzbetreibern diskutiert. Da eine 70%-Begrenzung auf einer PV-Anlage problemlos mit allen anderen Ansätzen kombiniert werden kann, geht es also nicht darum, den besten Ansatz zu wählen, sondern die beste Kombination von Ansätzen zu ermitteln.

Dynamische Einspeiselimitierungen wie in **Bild 4** dargestellt, werden heute schon in Situationen praktiziert, in denen eine PV-Anlage ohne Verstärkung des Anschlusses z.B. nur 50% der DC-Nennleistung einspeisen darf. In diesem Fall ist die dynamische Regelung der Einspeisung in der Regel finanziell günstiger als die Verstärkung des Anschlusses. Ob eine dynamische Leistungsregelung, eventuell in Verbindung mit einem Batteriespeicher oder einer Stromtankstelle, sinnvoll ist, muss in jedem Projekt individuell geprüft werden. Bei einer Einspeisebegrenzung auf 70% lohnt sich eine dynamische Leistungsrege-

lung für die meisten PV-Anlagen jedoch kaum, da eine Begrenzung auf 70 % praktisch keine Produktionsverluste mit sich bringt. Eine Begrenzung der Produktion ist hier einfacher und kostengünstiger und kann einfach im Wechselrichter parametrierbar werden. Der Wechselrichter kann auch so gewählt werden, dass seine maximale Produktionsleistung die maximale Einspeiseleistung nicht übersteigt.

Aber wie wirkt sich eine Einspeiselimittierung auf die erwartete PV-Produktion aus? **Bild 5** zeigt das Produktionsprofil einer typischen PV-Anlage über sechs Jahre. Die maximal produzierte AC-Leistung variiert leicht von Jahr zu Jahr und liegt bei ungefähr 80 % der DC-Nennleistung. Wenn die Produktion der Anlage in den analysierten sechs Jahren auf 70 % der DC-Nennleistung limitiert gewesen wäre, hätte dies die Produktion um 0,1 % reduziert. Bei einer Limitierung auf 50 % bzw. 30 % würde der Produktionsverlust bei 4,0 % und 24,5 % liegen. Wie aber in **Bild 2b** aufgezeigt wurde, variiert die maximale AC-Leistung stark zwischen verschiedenen PV-Anlagen und somit auch die Auswirkung einer 70%-Limitierung und die damit verbundenen Produktionsverluste. Bezogen auf die Analyse der 654 PV-Anlagen im Jahr 2023 hätte eine 70%-Produktionslimitierung die individuellen Leistungsspitzen im Verhältnis zur DC-Nennleistung um 0 bis 35 % reduziert (**Bild 6a**), und die Produktionsverluste würden zwischen 0 und 3 % liegen (**Bild 6b**). Nur vereinzelte PV-Anlagen haben bei einer fixen Einspeiselimittierung Produktionsverluste



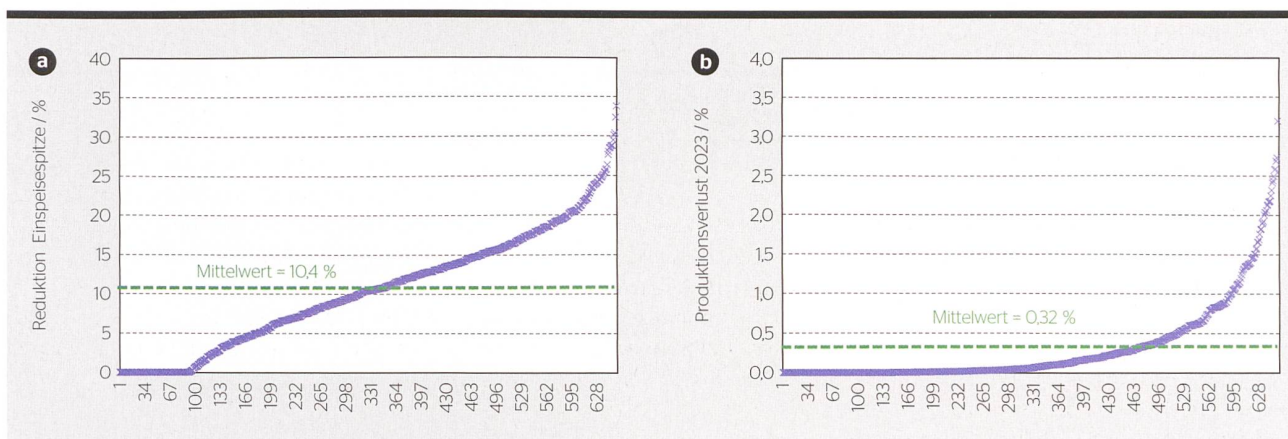
**Bild 5** Produktionsprofil einer typischen PV-Anlage (703 kW/601 kVA, Ost-West mit 6° Neigung, DC-Nennleistung auf 100 % normalisiert) und die berechneten Produktionsverluste bei verschiedenen Limitierungsgrenzen.

über 1 %, und nur eine PV-Anlage einen Produktionsverlust über 3 %. Bei der geplanten Limitierung der Einspeisung würden die Werte je nach Eigenverbrauch natürlich tiefer ausfallen.

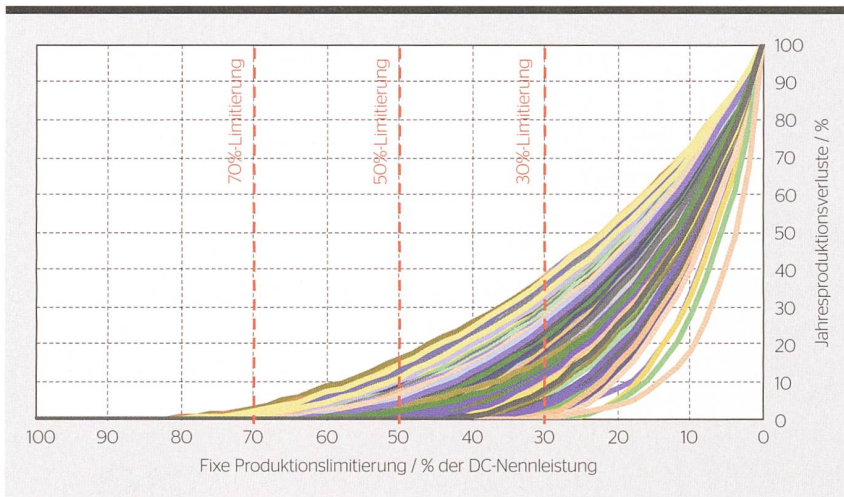
Die Ausrichtung und Neigung der PV-Module sowie der Standort spielen eine wichtige Rolle bei den erwarteten maximalen Produktionsleistungen und somit auch den Produktionsverlusten bei einer fixen Einspeiselimittierung. **Bild 7** zeigt die berechneten Produktionsverluste der 654 analysierten PV-Anlagen bei fixen Leistungslimitierungen von 100 % bis 0 %. Die Limitierungen bei 70 %, 50 % und 30 % der DC-Nennleistung zeigen die Variabili-

tät der zu erwartenden Produktionsverluste auf.

Eine fixe Produktionslimitierung bei 70 % hätte im Jahr 2023 bei den 654 analysierten Anlagen die maximalen Einspeiseleistungen im Durchschnitt um 10 % reduziert und nur vernachlässigbare Produktionsverluste verursacht. Bei PV-Anlagen mit Eigenverbrauch und dynamischer Regelung sind die Produktionsverluste noch tiefer. Diese Analysen zeigen, dass eine 70%-Limitierung für Verteilnetze vorteilhaft ist und den Produzenten keine oder nur sehr tiefe Produktionsverluste verursacht. Wie hier gezeigt wurde, schwanken die Produktionsspitzen der



**Bild 6** Berechneter Effekt einer 70%-Limitierung auf die Produktion von 654 PV-Anlagen auf dem Verteilnetz von Groupe E im Jahr 2023. Die Werte sind in aufsteigender Reihenfolge abgebildet. **a)** Reduktion der Einspeisespitze in % der DC-Nennleistung, **b)** Produktionsverluste im Verhältnis zur Jahresproduktion.



**Bild 7** Produktionsverluste der 654 PV-Anlagen in Abhängigkeit für fixe Leistungslimitierungen von 100 bis 0 %.

PV-Anlagen stark und sind vom Netzbetreiber schwer zu prognostizieren. Für die Netzplanung verwenden die Netzbetreiber deshalb meist die AC-Nennleistungen der Wechselrichter. Diese sind aber, wie weiter oben gezeigt, in Niederspannungsnetzen durchschnittlich um 10 % und auf höheren Netzebenen um bis zu 25 % zu hoch. Die Einführung der 70%-Einspeiselimitierung würde den Netzbetreibern mehr Planungssicherheit geben, und diese könnten dadurch die in der Netzplanung üblicherweise einkalkulierten Margen reduzieren. Aus Systemsicht kann daher eine generelle Einführung einer 70%-Limitierung für alle PV-Anlagen insbesondere im Zusammenhang mit den Herausforderungen in der Niederspannung sinnvoll sein.

Da die Produktionsspitzen aber nicht gleichzeitig auftreten und somit

die 70%-Limitierung nicht bei allen Anlagen zur gleichen Zeit greift, ist der positive Effekt einer 70%-Limitierung auf höheren Netzebenen deutlich geringer. **Bild 8** zeigt das Summenprofil der 654 gemessenen Anlagen für das Jahr 2023 und das berechnete Summenprofil, wenn alle Anlagen auf 70 % begrenzt worden wären.

Die Analysen zur 70%-Limitierung sind hier immer von einer Limitierung der Produktion ausgegangen. Limitieren darf der Verteilnetzbetreiber aber nur die Einspeisung, und Produzenten dürfen immer beliebig viel für den Eigenverbrauch produzieren. Die realistisch zu erwartenden Effekte einer 70%-Einspeise-Limitierung sind deshalb kleiner.

### Fazit

PV-Anlagen im Netz von Groupe E produzieren im Durchschnitt 80 % der

DC-Nennleistung des Modulfeldes. Eine Limitierung der Produktion auf 70 % würde die individuellen Produktionsspitzen um durchschnittlich 10 % reduzieren, die Jahresproduktion aber nur sehr geringfügig reduzieren. Obwohl der Effekt auf den höheren Spannungsebenen geringer ist, kann eine flächendeckende Einführung einer 70%-Einspeiselimitierung sinnvoll sein. Die 70%-Einspeiselimitierung hat grosse Vorteile bei der Umsetzung. Sie kann bei allen PV-Anlagen identisch eingefordert und einfach implementiert werden und erhöht die Planungssicherheit für den Verteilnetzbetreiber deutlich. Für ein effizientes System mit hohem PV-Anteil müssen aber zwingendermassen auch andere Ansätze zur Einspeisebegrenzung eingeführt werden.

### Referenzen

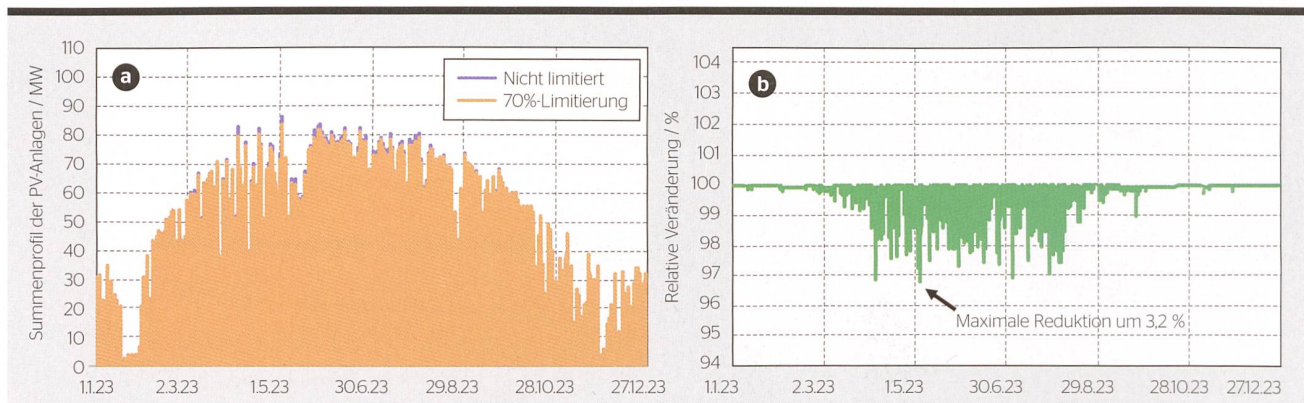
- [1] Jan Remund, Michael Schmutz, Marc Perez, Richard Perez, «Firm PV power generation for Switzerland», Report on behalf of Swiss Federal Office of Energy, 2022. [www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68985&Load=true](http://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68985&Load=true)
- [2] Roger Nordmann, Sonne für den Klimaschutz - Ein Solarplan für die Schweiz, Zytglogge, 2019.
- [3] Lars Huber, «Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen». [www.pv2grid.ch/netzintegration/leistungsbegrenzung](http://www.pv2grid.ch/netzintegration/leistungsbegrenzung)
- [4] David Joss, Peter Cuony, «PV-Wechselrichter stabilisieren das Netz», Bulletin Electrosuisse 4/2023, S. 14. [www.bulletin.ch/de/news-detail/pv-wechselrichter-stabilisieren-das-netz.html](http://www.bulletin.ch/de/news-detail/pv-wechselrichter-stabilisieren-das-netz.html)
- [5] James Brown, «Flexible Exports for solar PV», Final trial report, Arena's Advancing Renewables Program, 2023. [arena.gov.au/assets/2024/01/SA-Power-Networks-Flexible-Exports-for-Solar-PV-Trial-Final-Report.pdf](http://arena.gov.au/assets/2024/01/SA-Power-Networks-Flexible-Exports-for-Solar-PV-Trial-Final-Report.pdf)

### Autoren

**Peter Cuony** ist Leiter Produkte Verteilnetz bei Groupe E.  
→ 1763 Granges-Paccot  
→ [peter.cuony@groupe-e.ch](mailto:peter.cuony@groupe-e.ch)

**Helena Todorov** ist Data Scientist bei Groupe E.  
→ [helena.todorov@groupe-e.ch](mailto:helena.todorov@groupe-e.ch)

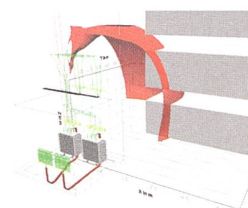
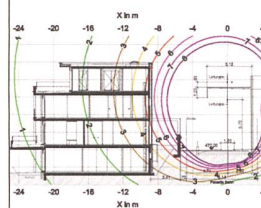
**Christof Bucher** ist Professor für Photovoltaiksysteme an der Berner Fachhochschule.  
→ BFH, 3400 Burgdorf  
→ [christof.bucher@bfh.ch](mailto:christof.bucher@bfh.ch)



**Bild 8 a)** Summenprofil der 654 nicht limitierten PV-Anlagen (blau) und mit einer berechneten 70%-Limitierung jeder Anlage (orange) und **b)** die relative Veränderung der Summe der Produktionsleistungen mit einer 70%-Limitierung.

FACHTAGUNGEN ELECTROSUISSE

Wo sich die  
Branche trifft



messen  
analysieren

## NIS - Nichtionisierende Strahlung

beraten  
simulieren

Beispiele aus unserer Dienstleistung

- ↪ Lückenlose Messung von Bahnmagnetfeldern mit hoher zeitlicher Auflösung
- ↪ Messung von Magnetfeldern bei zeitgleicher Erfassung der Ströme mit Hilfe von Netzanalysatoren
- ↪ Frequenzselektive Messungen
- ↪ Selektive Messungen von Funkdiensten
- ↪ Isotrope Messungen hoch- und niederfrequenter Felder
- ↪ Magnetfeldsimulationen von Starkstromanlagen gemäss NISV
- ↪ Berechnung von Strahlungswerten für Orte mit empfindlicher Nutzung (OMEN) im Bereich von Mobilfunkanlagen
- ↪ Beratungen zu NISV und PR-NIS



[electrosuisse.ch/  
alle-tagungen](http://electrosuisse.ch/alle-tagungen)

electro  
suisse

**ARNOLD**

ENGINEERING UND BERATUNG  
AG für EMV und Blitzschutz

CH-8152 Opfikon / Glattbrugg  
Wallisellerstrasse 75  
Telefon 044 828 15 51  
[info@arnoldeub.ch](mailto:info@arnoldeub.ch), [www.arnoldeub.ch](http://www.arnoldeub.ch)



# La gestion de l'injection PV est indispensable

**Considérations systémiques pour le développement du solaire** | La forte croissance du photovoltaïque en Suisse générera des pics de production PV qui nécessiteront soit un renforcement important du réseau, soit une limitation de l'injection. Mais quel serait l'impact concret sur le réseau et sur la production photovoltaïque d'une limitation de l'injection à 70 % de la puissance nominale ?

PETER CUONY, HELENA TODOROV, CHRISTOF BUCHER

**L**e 9 juin 2024, le peuple et les cantons ont accepté la nouvelle loi sur l'approvisionnement en électricité. Celle-ci repose essentiellement sur un développement massif de la production d'électricité renouvelable indigène afin de réduire notre dépendance aux importations. En raison de son grand potentiel, le photovoltaïque (PV) représentera probablement la plus grande part des 45 TWh d'énergie électrique supplémentaires exigés par la loi.

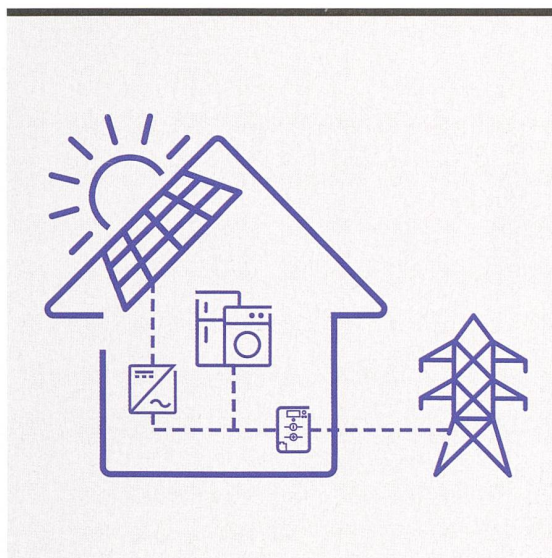
La production d'électricité solaire varie fortement au cours de la journée et de l'année. La gestion de ces variations constitue l'un des défis auxquels sont confrontés aussi bien le marché de l'électricité que le réseau électrique. Sur le marché de l'électricité, les pics élevés de production photovoltaïque entraînent de plus en plus souvent des prix négatifs de l'électricité, et le réseau électrique doit être renforcé pour pouvoir les absorber.

## Énergie et puissance dans le domaine du PV

Les panneaux PV fournissent une puissance DC, qui est convertie en puissance AC par l'onduleur (**figure 1**). La somme des puissances nominales de tous les panneaux PV, mesurées en laboratoire dans des conditions de test standardisées au niveau international (STC = 1000 W/m<sup>2</sup>; 25°C), correspond à la puissance nominale DC de l'installation PV. Avec l'ensoleillement du site

de l'installation, l'orientation et l'inclinaison des panneaux PV, celle-ci détermine en grande partie la production électrique annuelle attendue. Sur le Plateau suisse, une installation PV bien orientée produit environ 1000 kWh d'électricité solaire par kW installé. En raison des conditions de rayonnement locales, une installation PV typique n'atteint jamais ou que rarement sa puissance nominale DC. C'est pourquoi les onduleurs sont généralement choisis de telle sorte que leur puissance nominale AC soit inférieure à la puissance nominale DC. La puissance nominale AC correspond généralement à la puissance AC maximale que peut produire l'onduleur et est donc pertinente pour le dimensionnement des installations et du réseau électriques.

Les résultats présentés dans cet article se basent sur l'analyse de 654 installations PV d'une puissance supérieure à 30 kW raccordées au réseau électrique de Groupe E en 2023. La **figure 2a** illustre le rapport entre les puissances nominales AC et DC, et montre que les onduleurs ont été choisis de manière à atteindre une puissance AC maximale comprise entre 60 et 110 % de la puissance DC nominale, avec une moyenne à 90 %. La **figure 2b** montre que les puissances AC maximales mesurées (moyennes sur 15 min) des installations PV se situent entre 40 et 100 % de la puissance DC nominale et qu'en moyenne, une installation PV atteint une puissance maximale équivalant à 79 % de sa puissance DC nominale.



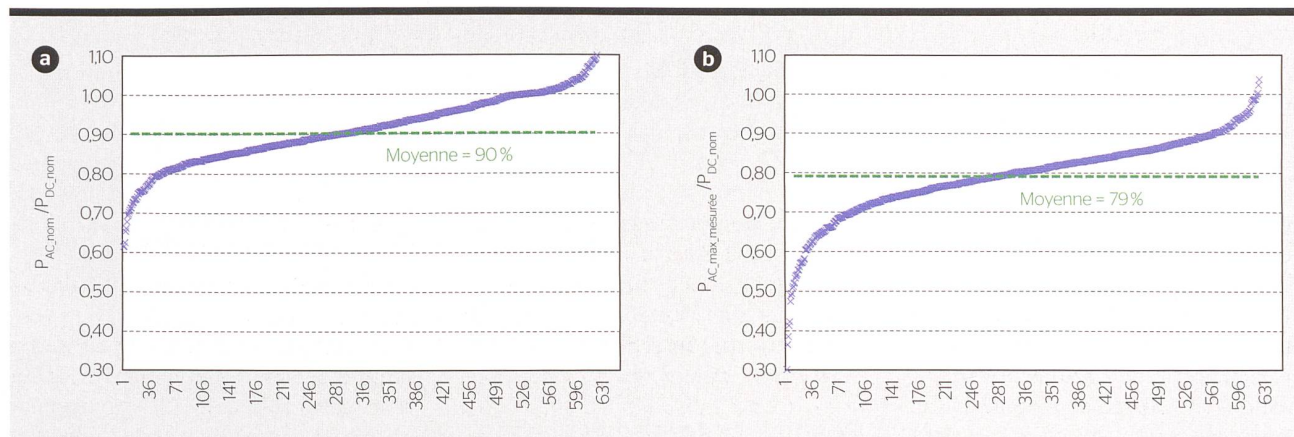
**Figure 1** Schéma d'une installation PV, dont les panneaux en toiture sont caractérisés par la puissance nominale DC, et l'onduleur PV par sa puissance maximale AC.

Bien que la production PV présente généralement une grande simultanéité, les systèmes PV n'atteignent pas tous leurs pics de production annuels maximaux au même moment en raison des différentes orientations, types d'installation et conditions météorologiques locales. La **figure 3** montre à quels moments surviennent les pics de production des 654 installations PV au cours de l'année ainsi que de la journée. Comme ceux-ci se produisent à des moments différents, la valeur de puissance maximale de la somme de toutes les installations PV n'atteint que 64,5 % de la somme des puissances nominales DC.

Si l'on se réfère à l'image cible de la Suisse, on peut en déduire que pour une puissance photovoltaïque nominale visée de 40 GW (100 %), il faut compter

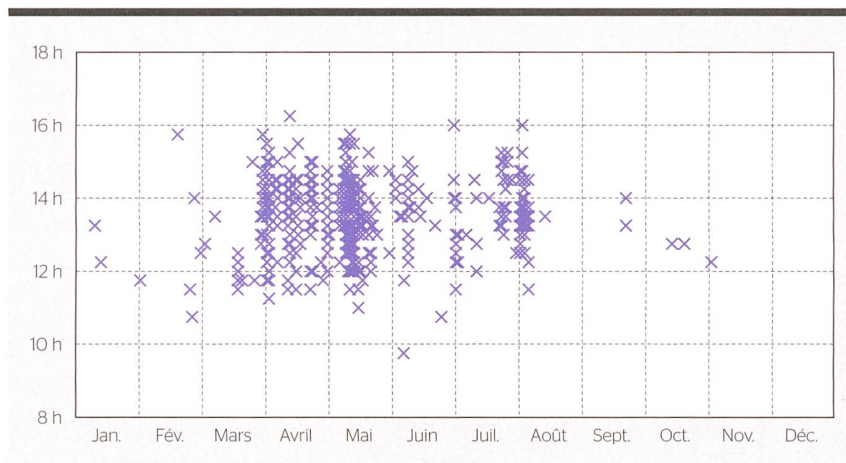
avec une puissance d'onduleur installée de 36 GW (90 %), et que la somme des puissances maximales individuelles serait de 32 GW (79 %). Comme toutes les installations PV n'atteignent pas leur puissance de production maximale en même temps, on peut s'attendre à une production PV maximale de 26 GW (65 %). En raison de leur répartition géographique dans toute la Suisse, le pic de puissance devrait probablement être encore un peu plus bas.

Pour une puissance installée de 40 GW, il faudrait donc s'attendre à un pic de production de 26 GW «seulement». Comme les réseaux électriques ont été construits pour une consommation maximale d'électricité de 10 GW, ces 26 GW sont néanmoins bien supérieurs à ce que les réseaux électriques

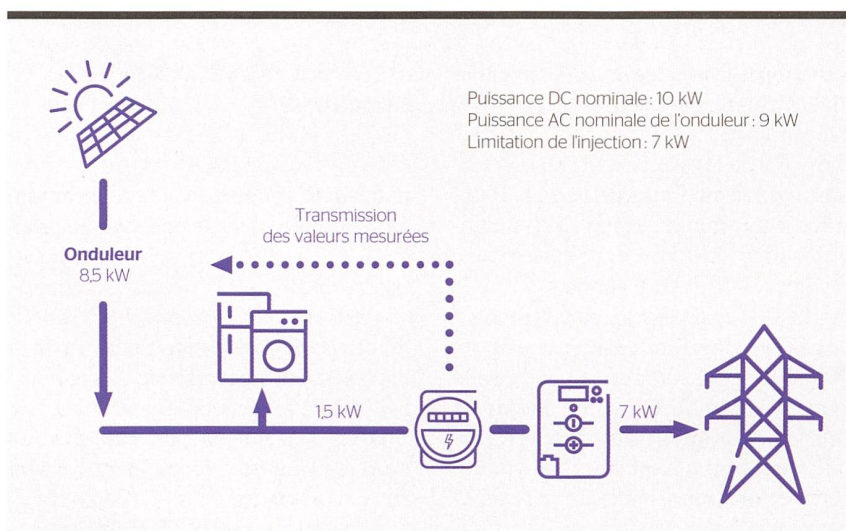


**Figure 2** Analyse des puissances nominales AC et DC et des courbes de production de 654 installations PV (>30 kVA) raccordées au réseau électrique de Groupe E en 2023. Les valeurs sont classées par ordre croissant. **a)** Dimensionnement de la puissance nominale AC de l'onduleur par rapport à la puissance nominale DC. **b)** Puissance de production maximale mesurée par rapport à la puissance nominale DC.

Figures : Groupe E



**Figure 3** Moments auxquels sont survenus en 2023 les pics de production mesurés pour les 654 installations PV, au cours de la journée et de l'année.



**Figure 4** Schéma d'une régulation dynamique de la puissance au niveau de l'onduleur avec une limitation fixe de l'injection au point de raccordement. L'onduleur peut produire plus, mais régule la puissance de manière à ce que la limite d'injection soit respectée à tout moment.

pourraient supporter. En outre, il existe d'autres technologies de production non flexibles, telles que les centrales au fil de l'eau, nucléaires et éoliennes, qui peuvent également injecter de l'électricité dans le réseau. Comme l'extension du réseau est coûteuse, il ne semble pas pertinent, d'un point de vue économique, d'adapter le réseau électrique aux nouveaux pics de production. De plus, en cas de consommation insuffisante, il ne serait pas judicieux – même avec des réseaux plus puissants – d'injecter davantage d'électricité solaire si celle-ci ne peut être utilisée nulle part. Des études montrent qu'un futur système électrique optimal a besoin de beaucoup de photovoltaïque, mais que

la capacité de production PV ne peut être exploitée aux heures de forte production photovoltaïque que si l'électricité produite ainsi peut être utilisée de manière judicieuse. Les études recommandent donc un système avec beaucoup de photovoltaïque, mais aussi avec une limitation massive des pics d'injection en été [1,2]. Pour un système global efficace, il n'y a pas d'alternative: une limitation de l'injection PV doit être introduite rapidement.

#### Possibilités de mise en œuvre d'une limitation de l'injection

Lorsqu'une installation photovoltaïque produit de l'électricité, celle-ci peut être utilisée pour la consommation

propre, ou injectée dans le réseau électrique lorsqu'il y a un surplus de production. Si l'injection devient trop importante pour le réseau électrique, elle doit pouvoir être régulée. Habituellement, l'onduleur ajuste la tension DC du champ de modules de telle sorte que la puissance produite soit aussi élevée que le permet le rayonnement solaire. Si la production doit être réduite, l'onduleur peut augmenter la tension du champ de modules, ce qui réduit immédiatement le courant produit et donc la puissance générée. Techniquement, il est donc possible de recourir à une régulation de l'injection, mais la meilleure façon de la mettre en œuvre dans le système électrique n'est pas encore claire. Diverses approches peuvent être suivies par le gestionnaire du réseau de distribution pour la mise en œuvre de la limitation de l'injection:

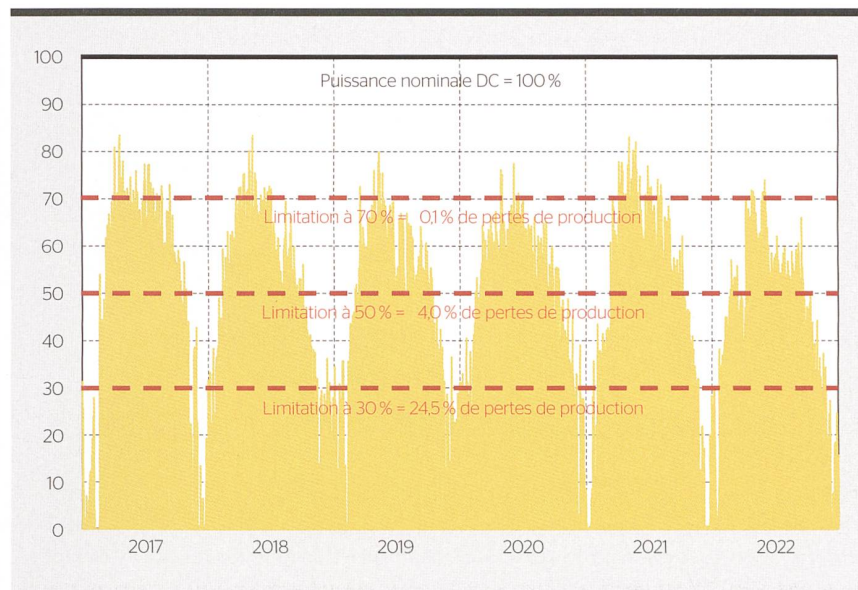
- des consignes définies au point de raccordement au réseau avec une limitation fixe de l'injection (par exemple, la puissance AC ne doit jamais dépasser 70% de la puissance DC) [3], ou une limitation dynamique de l'injection en fonction de la tension, également appelée  $P(U)$  [4];
- une commande à distance avec une interface locale marche/arrêt ou une régulation par paliers via des contacts de commutation (par exemple avec une télécommande centralisée ou des contacts de commutation de compteurs intelligents), ou une commande à distance basée sur un protocole (reposant sur des techniques de télécommande Scada établies);
- d'autres approches, qui ne sont mises en pratique en Suisse que dans le cadre de projets pilotes, telles qu'une commande à distance via un signal d'autorisation d'injection provenant d'une plateforme centrale [5], des incitations financières au moyen de prix de rachat variables ou dynamiques (énergie et/ou réseau), ou une réduction de la production PV via une augmentation de la tension du réseau.

Ces approches peuvent aussi être en grande partie combinées pour différents cas d'application. Les exigences en matière de limitation de l'injection s'appliquent toujours au point d'injection, et le producteur peut toujours produire de manière illimitée pour sa propre consommation.

### Limitation de l'injection à 70 %

Limiter l'injection à 70 % consiste à définir qu'au point de raccordement au réseau, la puissance injectée ne doit jamais dépasser 70 % de la puissance nominale DC. Une telle limitation de l'injection à 70 % a été introduite en Allemagne en 2012, mais a ensuite été supprimée en 2023 en raison de la crise énergétique. Dans le cadre de la nouvelle loi sur l'approvisionnement en électricité, elle fait actuellement souvent l'objet de discussions chez les gestionnaires de réseau suisses. Étant donné qu'une limitation à 70 % de l'injection d'une installation PV peut être combinée sans problème avec toutes les autres approches, il ne s'agit pas de choisir la meilleure approche, mais de déterminer la meilleure combinaison d'approches.

Les régulations dynamiques telles que celle illustrée dans la **figure 4** sont déjà mises en œuvre aujourd'hui dans les situations où, sans renforcement du raccordement, une installation PV n'a le droit d'injecter par exemple que 50 % de la puissance nominale DC. Dans ce cas, la régulation dynamique de la puissance est généralement plus avantageuse financièrement que le renforcement du raccordement. Quant à savoir si une régulation dynamique de la puissance – éventuellement associée à un système de stockage par batterie ou à une station de recharge pour véhicules électriques – est judicieuse, cette question doit être examinée individuellement pour chaque projet. Pour la plupart des installations PV, il ne vaut toutefois guère la peine de recourir à

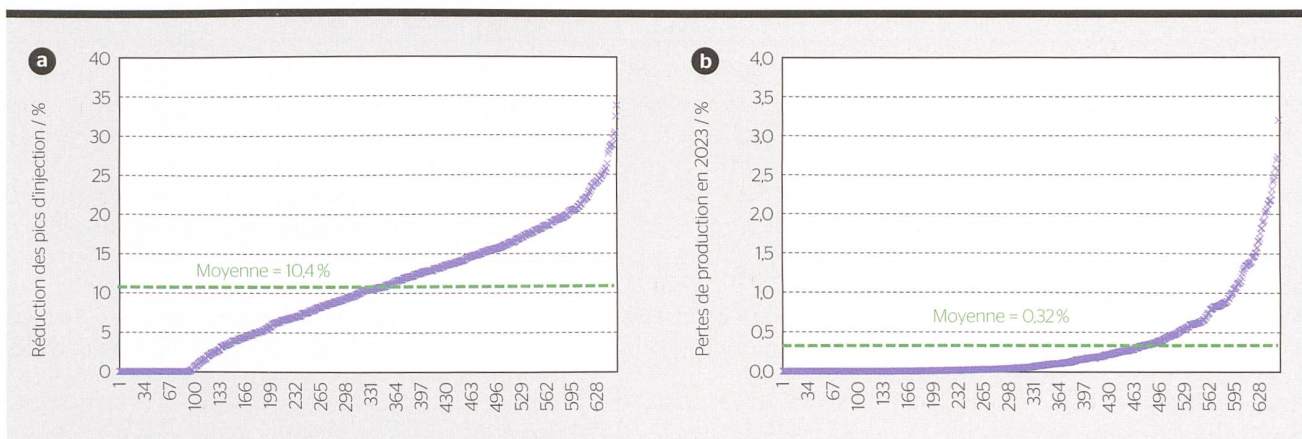


**Figure 5** Profil de production d'une installation PV typique (703 kW/601 kVA, est-ouest avec une inclinaison de 6°, puissance nominale DC normalisée à 100 %) et pertes de production calculées pour différents niveaux de limitations.

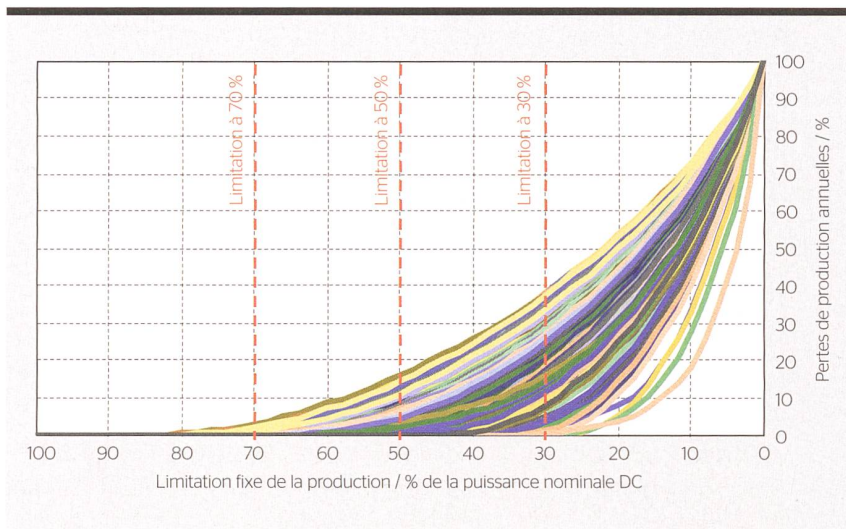
une régulation dynamique de la puissance dans le cas d'une limitation de l'injection fixe à 70 %, car cette dernière n'entraîne pratiquement aucune perte de production. Une limitation fixe de la production est ici plus simple et plus économique, et peut être simplement paramétrée dans l'onduleur. Celui-ci peut également être choisi de telle sorte que sa puissance de production maximale ne dépasse pas la puissance d'injection maximale.

Mais quel est l'impact d'une limitation de l'injection sur la production PV escomptée ? La **figure 5** montre le profil de production d'une installation PV typique sur six ans. La puissance AC

maximale produite varie légèrement d'une année à l'autre et se situe à environ 80 % de la puissance DC nominale. Si la production de l'installation avait été limitée à 70 % de la puissance nominale DC pendant les six années analysées, cela aurait réduit sa production totale de 0,1 %. Si elle avait été limitée à 50 % ou à 30 %, la perte de production aurait été respectivement de 4,0 % ou de 24,5 %. Cependant, comme le montre la **figure 2b**, la puissance AC maximale varie fortement entre les différentes installations photovoltaïques, tout comme, par conséquent, l'impact d'une limitation à 70 % et les pertes de production qui en



**Figure 6** Effet calculé d'une limitation à 70 % sur la production de 654 installations PV raccordées au réseau de distribution de Groupe E en 2023. Les valeurs sont représentées par ordre croissant. **a)** Réduction du pic d'injection en % de la puissance nominale DC. **b)** Pertes de production par rapport à la production annuelle.



**Figure 7** Pertes de production des 654 installations PV en fonction du niveau de limitation, entre 100 % (pas limité) et 0 % (installation interrompue).

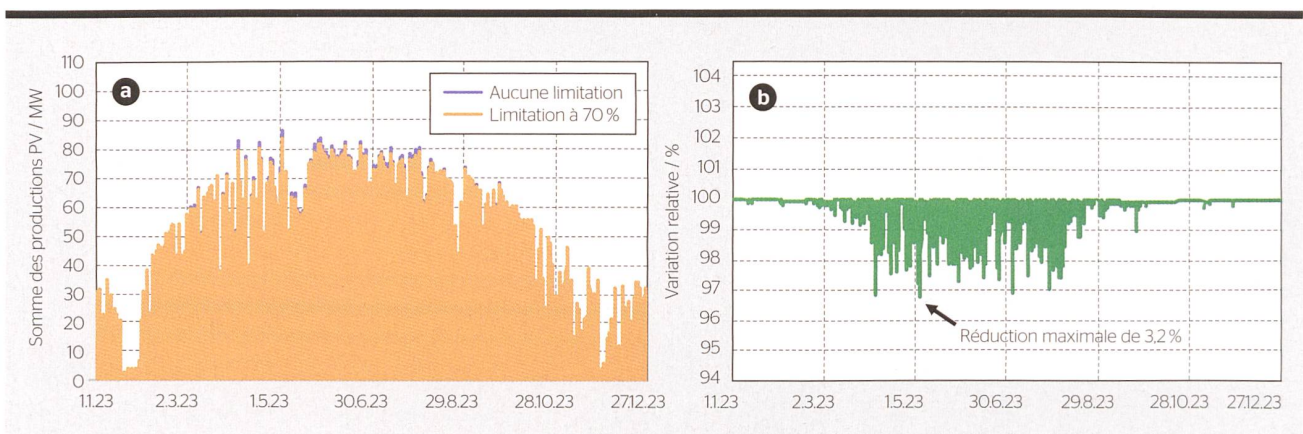
découlent. Si l'on se réfère à l'analyse des 654 installations PV considérées en 2023, une limitation de la puissance de production à 70 % aurait réduit les pics de puissance individuels de 0 à 35 % par rapport à la puissance DC nominale (**figure 6a**), et les pertes de production se seraient situées entre 0 et 3 % (**figure 6b**). Seules quelques installations PV auraient des pertes de production supérieures à 1 % en cas de limitation fixe à 70 %, et seule une installation PV aurait une perte de production supérieure à 3 %. Ces chiffres ont été calculés en limitant la production, mais comme beaucoup de ces installations produisent aussi pour la consommation propre sur site, la limitation, qui est applicable pour l'injection, causerait en réalité des pertes de production plus faibles.

L'orientation et l'inclinaison des panneaux PV ainsi que leur localisation influencent fortement les puissances de production maximales attendues, et donc les pertes de production, en cas de limitation fixe de l'injection. La **figure 7** montre les pertes de production calculées pour les 654 installations PV analysées en cas de limitations de puissance fixes de 100 % à 0 %. Les limitations à 70 %, 50 % et 30 % de la puissance nominale DC montrent la variabilité des pertes de production attendues.

Une limite de production fixe à 70 % aurait réduit, en 2023, en moyenne de 10 % les puissances maximales d'injection pour les 654 installations analysées et n'aurait entraîné que des pertes de production négligeables. Pour les installations PV avec consommation propre et régulation dynamique, les

perdes de production sont en réalité encore plus faibles. Ces analyses montrent qu'une limitation à 70 % est avantageuse pour les réseaux électriques et qu'elle n'entraîne pas ou très peu de pertes de production pour les producteurs. Les pics de production des installations PV varient fortement et sont difficiles à prévoir par le gestionnaire de réseau. Pour la planification du réseau, les gestionnaires de réseau utilisent donc généralement les puissances nominales AC des onduleurs. Or, comme montré plus haut, celles-ci sont en moyenne 10 % trop élevées par rapport aux puissances maximales mesurées dans les réseaux basse tension, et jusqu'à 25 % trop élevées par rapport aux puissances arrivant aux niveaux de réseau supérieurs. L'introduction d'une limitation de l'injection à 70 % offrirait une plus grande sécurité de planification aux gestionnaires de réseau, et ceux-ci pourraient ainsi réduire les marges habituellement calculées dans la planification du réseau. Du point de vue du système, l'introduction générale d'une limitation à 70 % pour toutes les installations photovoltaïques peut donc s'avérer judicieuse, notamment dans le contexte des défis à relever dans les réseaux basse tension.

Comme les pics de production ne se produisent pas en même temps et que la limitation à 70 % n'agit pas au même moment pour toutes les installations, son effet positif est nettement moins important aux niveaux de réseau supérieurs. La **figure 8** montre le profil de production annuel cumulé des 654 installations mesurées pour l'année 2023 ainsi que le profil cumulé calculé si toutes les installations avaient été limitées à 70 %.



**Figure 8** a) Profil de production annuel cumulé des 654 installations PV non limitées (en bleu) et avec une limitation calculée de 70 % de chaque installation (en orange), et b) variation relative de la somme des puissances de production avec une limitation à 70 %.

Les analyses relatives à la limitation à 70% sont ici toujours basées sur une limitation de la production. Or, le gestionnaire du réseau de distribution ne peut limiter que l'injection, et les producteurs peuvent toujours produire autant qu'ils le souhaitent pour leur consommation propre. Les effets réalistes escomptés d'une limitation de l'injection à 70% sont donc plus faibles.

### Conclusion

Les installations PV raccordées au réseau de Groupe E produisent en moyenne 80% de la puissance nominale DC des panneaux. Une limitation de la production à 70% réduirait les pics de production individuels de 10% en moyenne, mais ne diminuerait que très peu la production annuelle. Bien que l'effet soit moindre aux niveaux de

tension supérieurs, il peut être judicieux d'introduire une limitation de l'injection à 70% à l'échelle nationale. La limitation de l'injection à 70% présente de grands avantages lors de sa mise en œuvre. Elle peut être exigée de manière identique pour toutes les installations PV et peut être mise en œuvre facilement, ce qui augmente considérablement la sécurité de planification pour le gestionnaire de réseau de distribution. Pour un système efficace avec une part élevée de production photovoltaïque, d'autres approches de limitation de l'injection doivent cependant impérativement être introduites.

### Références

- [1] Jan Remund, Michael Schmutz, Marc Perez, Richard Perez, « Firm PV power generation for Switzerland », rapport d'une étude réalisée au nom de l'Office

fédéral de l'énergie, 2022. [www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68985&Load=true](http://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=68985&Load=true)

- [2] Roger Nordmann, Le plan solaire et climat, Éditions Favre, 2019.
- [3] Lars Huber, « Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen », [www.pv2grid.ch/netzintegration/leistungsbegrenzung](http://www.pv2grid.ch/netzintegration/leistungsbegrenzung)
- [4] David Joss, Peter Cuony, « Les onduleurs PV stabilisent le réseau », Bulletin Electrosuisse 4/2023, p. 18–22, 2023. [www.bulletin.ch/fr/news-detail/les-onduleurs-pv-stabilisent-le-reseau.html](http://www.bulletin.ch/fr/news-detail/les-onduleurs-pv-stabilisent-le-reseau.html)
- [5] James Brown, « Flexible Exports for solar PV », Final trial report, Arena's Advancing Renewables Program, 2023. [arena.gov.au/assets/2024/01/SA-Power-Networks-Flexible-Exports-for-Solar-PV-Trial-Final-Report.pdf](https://arena.gov.au/assets/2024/01/SA-Power-Networks-Flexible-Exports-for-Solar-PV-Trial-Final-Report.pdf)

### Auteurs

**Peter Cuony** est responsable des produits Réseau de distribution chez Groupe E.  
→ Groupe E, 1763 Granges-Paccot  
→ [peter.cuony@groupe-e.ch](mailto:peter.cuony@groupe-e.ch)

**Helena Todorov** est data scientist chez Groupe E.  
→ [helena.todorov@groupe-e.ch](mailto:helena.todorov@groupe-e.ch)

**Christof Bucher** est professeur en systèmes photovoltaïques à la Haute école spécialisée bernoise (BFH).  
→ BFH, 3400 Burgdorf  
→ [christof.bucher@bfh.ch](mailto:christof.bucher@bfh.ch)

## Nachhaltige Energieverteilung mit Mittelspannungsschaltanlagen blue GIS

Der steigende Energiebedarf sowie dezentrale Einspeisungen stellen das Energienetz und deren Betreiber vor grosse Herausforderungen. Dabei rückt das Thema Nachhaltigkeit immer mehr in den Vordergrund. Siemens bietet mit dem blue GIS-Portfolio Produkte, die mit Clean Air sowie mit der bewährten Siemens-Vakuumschalttechnik arbeiten und weiterhin alle Vorteile einer modernen gasisolierten Schaltanlage vereinen, wie zum Beispiel Anlagenverfügbarkeit, Wartungsfreiheit, Personensicherheit, Kompaktheit und Umweltunabhängigkeit. Gleichzeitig gehen sie über geltende Standards hinaus und sind Wegweiser in eine ökologische Zukunft.

Mehr Infos:  
[www.siemens.ch/blue-gis](http://www.siemens.ch/blue-gis)



**SIEMENS**