

Integration dezentraler Erzeugungsanlagen

## Die Blindleistung der PV-Anlage soll ihre Rolle spielen

Um darzustellen, wie mehr dezentrale Erzeugungsanlagen an das Verteilnetz angeschlossen werden können, wird die Auswirkung der Blindleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Spannungshaltung auf der Grundlage der VDE-Anwendungsregeln beispielhaft für ein Teilnetz eines Netzbetreibers in Nordrhein-Westfalen bewertet. Die Ergebnisse zeigen, dass mehr PV-Anlagen durch die Spannungsunterstützung von dezentralen Erzeugungsanlagen, die durch den Netzbetreiber-Abfragebogen vorgegeben werden kann, angeschlossen werden können. Darüber hinaus werden die Effekte der verschiedenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung gegenübergestellt.

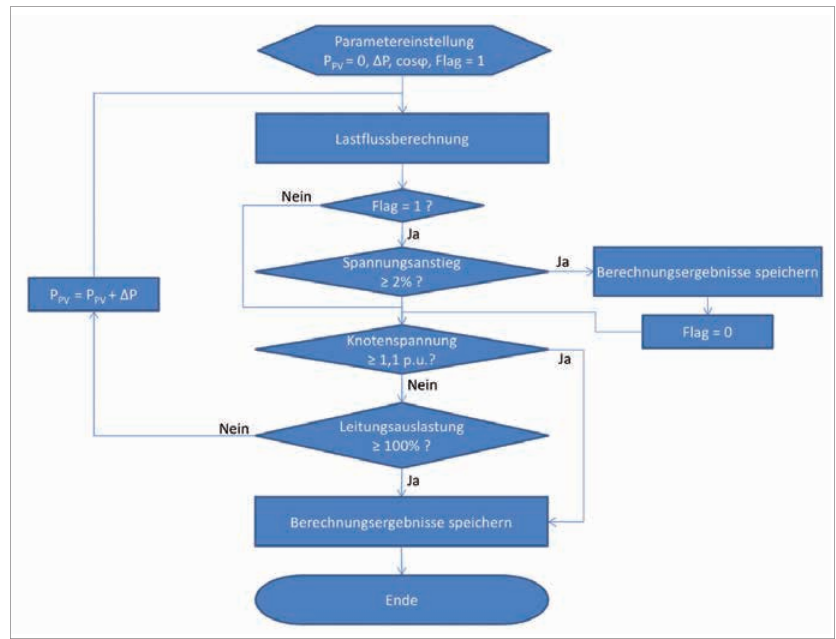


Bild 1. Iterationsprozess der Leistungsermittlung

Die zunehmende Integration dezentraler Erzeugungsanlagen stellt Netzbetreiber und ihre Verteilnetze vor immer größer werdenden Herausforderungen. Niedrige Investitionskosten bei gleichzeitig hohen Strompreisen machen PV-Anlagen zunehmend attraktiv. Die Anfragen bei den Stadtwerken häufen sich. In einigen Teilnetzen ist die Integrationskapazität nahezu vollständig ausgeschöpft. Einen maßgebenden

Engpass bildet hierfür die Spannungshaltung im Schwachlastfall. Im Schwachlastfall, vor allem während wolkenloser Nachmittage an heißen Sommertagen, speisen PV-Anlagen mit voller Leistung in das Netz ein. Die Netzlast ist währenddessen vergleichbar gering ist. Das führt zu teilweise extremen Spannungserhöhungen im Verteilnetz. Besonders stark sind die Auswirkungen an langen Netzausläufern spürbar.

Gemäß der aktuellen VDE-Anwendungsregeln VDE-AR-N 4110 [1] und VDE-AR-N 4105 [2] muss jede anzuschließende Erzeugungsanlage in der Lage sein, die Blindleistung von 0,33 der Wirkleistung (Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 0,95$ ) bei einer Einspeisung der Bemessungswirkleistung bereitzustellen. In Realität ist jedoch der Verschiebungsfaktor bei fast allen PV-Anlagen auf 1,0 eingestellt. Die Spannungshaltungsfähigkeit der PV-Anlagen wird nicht optimal eingesetzt, wodurch das Integrationspotenzial des Bestandnetzes ungenutzt bleibt.

### Verfahren zur Ermittlung der maximalen möglichen Einspeiseleistung in einem Netzausläufer

Zur Ermittlung der maximal möglichen Einspeiseleistung im Verteilnetz, wird am Beispiel eines Teilnetzes eine PV-Anlage an die letzte Netzstation angeschlossen. Dabei wird die Einspeiseleistung der Anlage solange sukzessiv erhöht bis eine Verletzung der vorgegebenen Randbedingungen (Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung) vorliegt. Der oben beschriebene Iterationsprozess ist im Bild 1 dargestellt.

Während der Leistungsermittlung werden drei Grenzwerte berücksichtigt:

- Zulässige Spannungsgrenzen nach den Anforderungen der DIN EN 50160. Unter normalen Betriebsbedingungen sollen demnach die langsamen Spannungsänderungen an jedem Netzanschlusspunkt ausgehend von der Nennspannung 110 % nicht überschreiten [3].



Dr.-Ing. **Tao Mu** (l.), Projektleiter Strom, und B.Eng. **Denis Bekasow**, Projektingenieur, Rechenzentrum für Versorgungsnetze Wehr GmbH, Düsseldorf

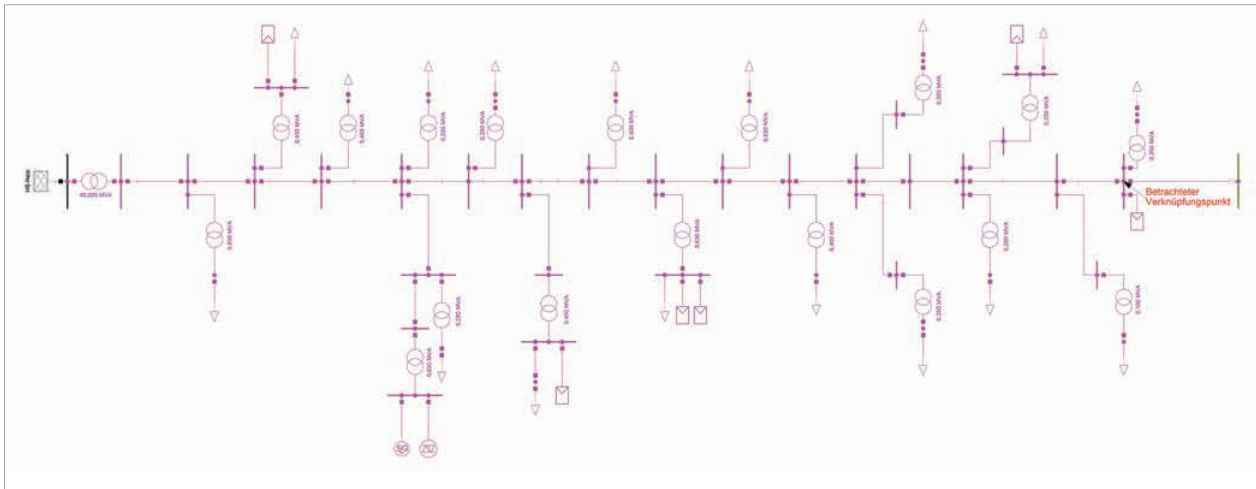


Bild 2. Schema des Teilnetzes

- Thermisch zulässige Auslastungsgrenzen für Betriebsmittel unter 100 %;
- Begrenzung des zulässigen Spannungsanstiegs im Mittelspannungsnetz im Vergleich zur Spannung ohne Einspeisung auf 2 %.

Der Netzbetreiber darf nach eigener Maßgabe einen höheren Wert für den zulässigen Spannungsanstieg in seinem Netzgebiet festlegen [1]. Im Iterationsprozess werden die ermittelten Spannungsänderungen gespeichert, jedoch nicht als Abbruchkriterium definiert.

Die Ausläufer eines Teilnetzes bilden aufgrund vergleichsweise hoher Impedanzen häufig die Extremstellen bei der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen. Eine PV-Anlage, die näher am Übergabepunkt (Umspann-, Ortsnetzstation) angeschlossen wird, kann daher eine höhere Leistung in das Netz einspeisen. Generell kann mit dem vorgestellten Verfahren jedoch die spezifische Einspeiseleistung an jedem Verknüpfungspunkt ermittelt werden.

### Einspeiseleistungsermittlung unter Berücksichtigung der Einstellung des Verschiebungsfaktors

Das oben beschriebene Verfahren wurde in einem Teilnetz eines Netzbetreibers in Nordrhein-Westfalen angewendet. Das zu untersuchende Netzgebiet ist im Bild 2 grafisch dargestellt:

Kriterium	Kennwert
Ortsnetzstationen	18
Belastung (Schwachlast)	577,7 kW
Erzeugung	1 683,9 kW

Tafel 1. Kenndaten des Netzgebiets

Das betrachtete Netzgebiet lässt sich anhand der Kennwerte in der Tafel 1 charakterisieren.

Bild 3 zeigt die Spannung der Station am Ende der Strecke während der iterativen Leistungsermittlung mit verschiedenen Einstellungen des Verschiebungsfaktors.

Laut den Untersuchungen kann die maximale anzuschließende PV-Leistung unter Berücksichtigung der zulässigen Spannungsobergrenze (110 % der Nennspannung) auf der ausgewählten Strecke von 1 950 kW<sub>p</sub> auf 3 150 kW<sub>p</sub> erhöht werden. Voraussetzung hierfür ist die Umstellung des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  aller angeschlossenen PV-Anlagen von 1,0 auf 0,95 (untererregt).

Nach VDE-AR-N 4110 darf im ungestörten Betrieb des Netzes der Betrag der von allen Kundenanlagen mit Anschlusspunkt in einem Mittelspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz

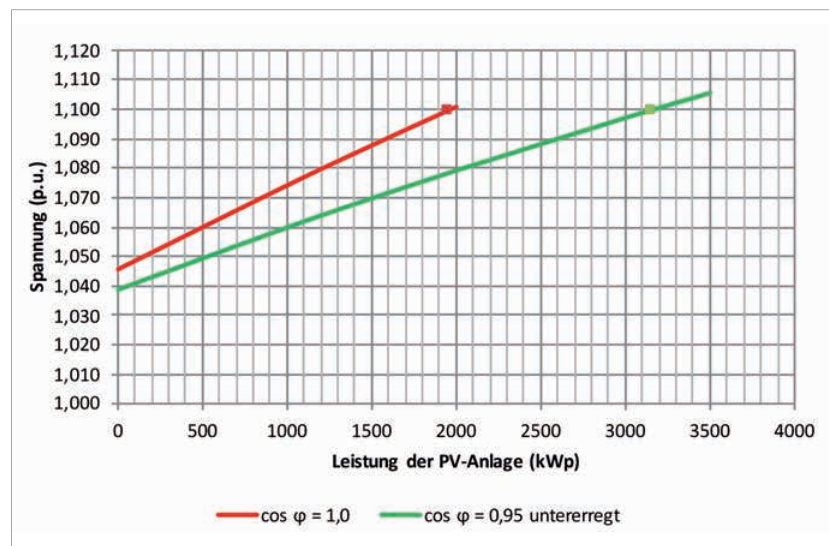


Bild 3. Knotenspannung während der Leistungsermittlung

## Photovoltaik

einen Wert von 2 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten. Falls diese Anwendungsregel als hartes Auslegungskriterium verwendet wird, beträgt unter der Annahme eines Verschiebungsfaktors von 1,0 die maximale Anschlussleistung am Abgangsende 20 kW<sub>p</sub> (Bild 4).

Wenn die Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  aller PV-Anlagen auf 0,95 (untererregt) eingestellt wird, kann eine maximale Leistung von 345 kW<sub>p</sub> am Ende des Abgangs angeschlossen werden.

### Realisierung der benötigten Blindleistungsbereitstellung

Gemäß den VDE-Anwendungsregeln [1,2] können verschiedene Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung verwendet werden. Im Bild 5 wurden die Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung für Mittelspannungsnetze, die über den Netzbetreiber-Abfragebogen vorgegeben werden sollten, dargestellt.

Anhand der in Bild 5 dargestellten typischen Parameter der Blindleistungskennlinien wurden die Spannungshaltungsverhalten des betrachteten Abgangs untersucht. Da normalerweise die Leistungseinspeisungen von PV-Anlagen in geographisch benachbarter Lage ein ähnliches Einspeiseverhalten aufweisen, wurden für die Untersuchung die Einspeiseleistungen aller PV-Anlagen gleichzeitig erhöht. Im Bild 6 werden die Knotenspannungen am Ende des Abgangs für verschiedene Blindleistungsbereitstellungsverfahren bei unterschiedlichen Wirkleistungseinspeisungen von PV-Anlagen illustriert.

Bild 6 zeigt, dass die Spannungen an den Netzknoten bei PV-Anlagen mit  $Q(U)$ -Kennliniensteuerung gegenüber anderen Varianten vergleichbar niedrig sind. Weil die PV-Anlagen schon bei niedriger Wirkleistung die kapazitiven Blindleistungen zur Senkung der Spannungen einspeisen, machen sich Spannungsunterschiede schon früh bemerkbar.

Die  $Q(P)$ -Kennlinie und die  $Q(U)$ -Kennlinie mit Spannungsbegrenzungsfunktion haben ähnliche Auswirkung auf die Spannungshaltung. Bei der Wirkleistung von weniger als 50 % der Bemessungsleistung

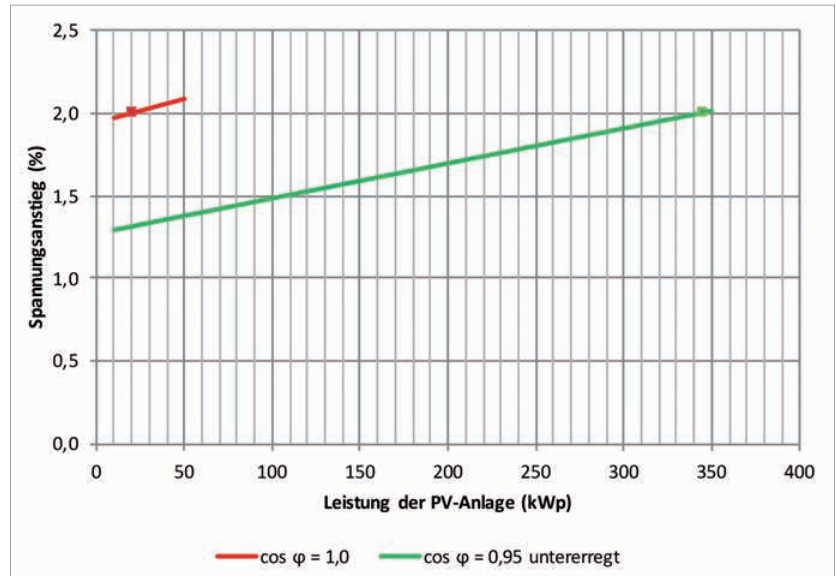


Bild 4. Spannungsanstieg während der Leistungsermittlung

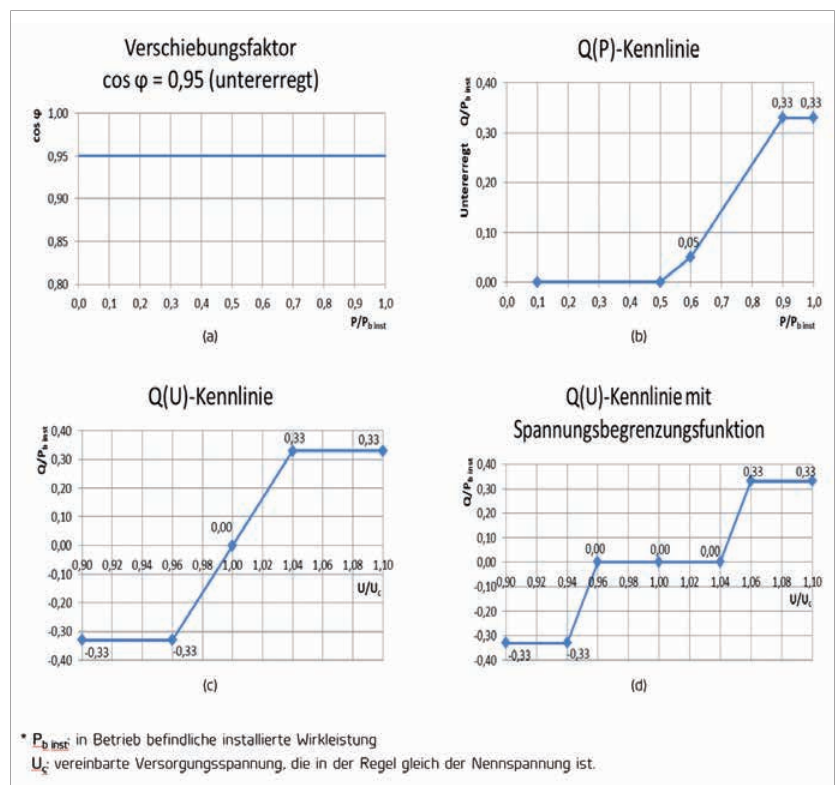


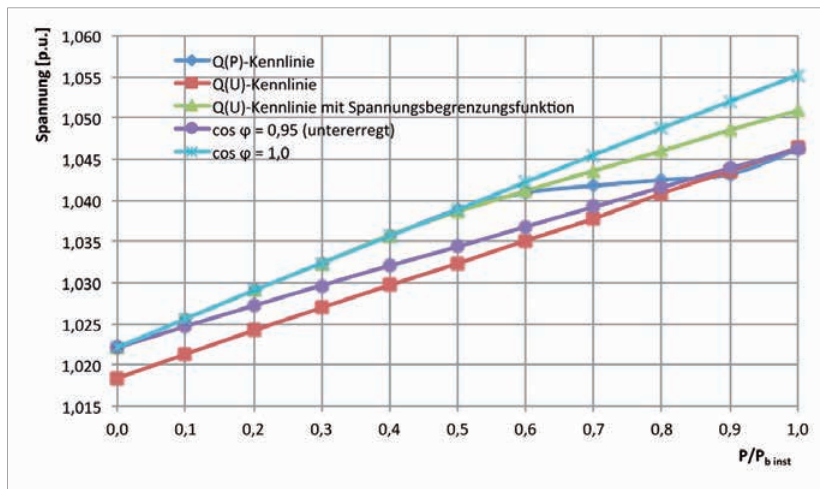
Bild 5. Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

wird keine Blindleistung von PV-Anlagen bereitgestellt. Deswegen sind die Spannungen mit der Werte des Verfahrens » $\cos \varphi = 1,0$ « identisch. Bei höherer Wirkleistung ist die Spannungssteuerung der  $Q(P)$ -Kennlinie deutlich stärker als der  $Q(U)$ -Kennlinie mit Span-

nungsbegrenzungsfunktion, weil die maximale Blindleistung der PV-Anlagen bei der  $Q(U)$ -Kennlinie mit Spannungsbegrenzungsfunktion noch nicht ausgenutzt.

Im Vergleich zu den anderen Verfahren liegt der Einfluss des konstanten Verschiebungsfaktor

( $\cos \varphi = 0,95$  untererregt) auf die Spannungshaltung im Mittelfeld. Die Einspeisung der Blindleistung verhält sich zur Wirkleistung proportional. Wodurch anfangs die Blindleistungseinspeisung gering ausfällt und bei installierter Wirkleistung den maximal zulässigen Blindleistungswert erreicht. Es sei darauf hingewiesen, dass die hier dargestellten Ergebnisse sich auf die Last-, Einspeise-, und Impedanzverhältnisse in dem untersuchten Teilnetz beziehen. Die Auswirkungen in anderen Netzen müssen für den jeweils konkreten Fall bestimmt werden.



### Fazit und Ausblick

Zur Integration von mehr PV-Anlagen muss die Spannungsunterstützung von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz anhand der VDE-Anwendungsregeln vollständig ausgenutzt werden. Die iterativen Berechnungsergebnisse für ein Teilnetz im Netzgebiet eines Netzbetreibers in Nordrhein-Westfalen zeigen, dass die maximalen anzuschließenden Leistung von PV-Anlagen sich durch die Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz um 325 bis 1200 kW<sub>p</sub> erhöht. Es ist darauf hinzuweisen, dass eine höhere Leistung in das Netz eingespeist werden kann, wenn die PV-Anlage nicht am Ende des Netzabgangs angeschlossen wird. Die Blindleistungsunterstützung von Erzeugungsanlagen – vor allem PV-Anlagen

Bild 6. Knotenspannung am Ende des Abgangs

– ist die günstigste Maßnahme zur Erhöhung des Durchdringungsgrads der PV-Anlagen im Verteilnetz. Es wird empfohlen, dass jeder Netzbetreiber dem Anschlussnehmer bei der Planung des Netzanschlusses die Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung über den Netzbetreiber-Abfragebogen vorgeben soll. Damit können zukünftigen Netzausbaumaßnahmen vermieden oder zumindest auf später verschoben werden.

spannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung).

- [2] VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: 2018-11, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.
- [3] DIN EN 50160: 2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.

### Literatur

- [1] VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel: 2018-11, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittel-

[mu@rzvn.de](mailto:mu@rzvn.de)

[www.rzvn.de](http://www.rzvn.de)

Anzeige

**NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE**

www.np-magazin.de

**netzpraxis**  
Magazin für Energieversorgung – Planung, Bau, Betrieb, Service

Aktuell Themen Vorschau E-Magazin Specials Newsletter

Expertenwissen für Netzbetreiber

Im Online-Verbund mit [energie.de](http://www.energie.de)