

# Potential der Wirkleistungsbegrenzung zur Erhöhung der Erzeugungsaufnahmefähigkeit in Verteilernetzen

**Benoît Bletterie, Serdar Kadam, Werner Friedl, Roland Bründlinger**

AIT Austrian Institute of technology, Giefinggasse 2, A-1210 Wien, 0505506355,  
benoit.bletterie@ait.ac.at, www.ait.ac.at

**Kurzfassung:** Ziel dieses Papers ist es, die Umsetzbarkeit einer Wirkleistungsregelung zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit, zu diskutieren. Da netzdienlicher Betrieb von erneuerbaren Einspeisern den Weg in regulatorische Rahmenbedingungen findet, benötigen Anlagenbetreiber einerseits Investitionssicherheit und andererseits einen nicht diskriminierenden Zugang zum Stromnetz. Um die möglichen Auswirkungen einer Wirkleistungsbegrenzung zu untersuchen, wurden für einen Niederspannungsnetzabschnitt 30 einphasige 3kWp PV-Anlagen angenommen und ein Vergleich zwischen Referenzfall (ohne Regelung) und einer Wirk- und Blindleistungsregelung durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass für diesen Netzabschnitt mit einer spannungsgeführten Wirkleistungsabregelung weniger als 1% der Jahreserzeugung reduziert werden musste um die vorgegebenen Spannungsgrenzen einzuhalten. Obwohl Anlagen unterschiedlich stark betroffen sind (0-8% der Jahreserzeugung), ist dies deutlich weniger als bei einer Wirkleistungsbegrenzung auf 70% bei der etwa 6% der Jahreserzeugung abgeregelt wurden.

**Keywords:** Dezentrale Erzeugung, Smart Grid, Wirkleistungsbegrenzung, P(U)-Regelung, Minderertrag, Hosting Capacity

## 1 Einleitung

Der stetige Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, vor allem in Niederspannungsnetzen [1], führt zu steigenden Herausforderungen wie diese Anlagen möglichst effizient in die Netze integriert werden können und lässt auf erhöhte Aufwände und somit steigende Netzintegrationskosten [2] schließen. Die mögliche hohe Gleichzeitigkeit der Einspeisung in Verteilernetzen verursacht neben möglichen Netzengpässen zudem zunehmende Herausforderungen in der Haltung und Regelung der Spannung. Um die zu erwartenden hohen Mengen an elektrischer Energie aus Photovoltaik in strukturell schwächeren Netzen, wie sie in ländlichen Gegenden häufig zu erwarten sind, tatsächlich integrieren zu können, müssen entweder die Netze verstärkt werden oder Maßnahmen getroffen werden, die keine volle und uneingeschränkte Einspeisung zulassen. Netzausbau und -verstärkungen sind im Allgemeinen sehr kostenintensive Lösungen und sind bei fluktuierenden Erzeugungsanlagen mit einer niedrigen Anzahl von Volllaststunden (wie z.B. bei Photovoltaik) besonders genau zu betrachten, da netztechnische Lösungen oftmals nur für wenige Stunden oder wenig Energie pro Jahr benötigt würden. In den vergangenen Jahren wurde intensiv an Alternativen zu Netzverstärkungen gearbeitet und geforscht und deren Praxistauglichkeit demonstriert. Beispielhaft sind die Blindleistungsregelung [3]–[5] und der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren [6] zu erwähnen. Da die

Wirksamkeit einer blindleistungsbasierten Spannungsregelung in Verteilnetzen im Wesentlichen von den strukturellen Gegebenheiten und somit den Impedanz-Verhältnissen abhängig ist (Kompensationspotenzial der Spannungsanhebung je nach R/X Verhältnis zwischen knapp 20% (150 mm<sup>2</sup> Aluminium-Kabel) und bis zu mehr als 30% (70 mm<sup>2</sup> Aluminium-Freileitung) [7]), stellt ein kombinierter Einsatz von einer blindleistungs- und wirkleistungsbasierten Spannungsregelung (Wirkleistungsbegrenzung) eine überlegenswerte Möglichkeit dar.

Ziel dieses Papers ist es, die Auswirkungen einer Wirkleistungsregelung zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit zu diskutieren.

## 2 Optionen für die Maßnahme Wirkleistungsbegrenzung

Durch den Einsatz einer Wirkleistungsbegrenzung kann erreicht werden, dass die Spannung innerhalb der vorgesehenen Planungsgrenzen liegen wird und gleichzeitig die Abschaltung von Erzeugungsanlagen durch Auslösung des Überspannungsschutzes vermieden wird („soft curtailment“ statt „hard curtailment“ nach [8]).

Die einfachste Form der Wirkleistungsbegrenzung ist eine fixe Begrenzung, bei der jedoch mehr Leistung reduziert wird als mitunter nötig. Eine andere Möglichkeit stellt die P(U)-Regelung dar. Diese Art der Regelung wurde bereits erfolgreich implementiert und konnte mehrfach durch Labor- und Feldtests validiert werden [9].

Die Wirkleistungsregelung wurde auch im Rahmen des EU Projekts IGREENGrid [10] als eine der meistversprechendsten Lösung zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit (mit einer besseren (energetischen) Nutzung) identifiziert.

Wenngleich die Diskussion zu Für und Wider von Wirkleistungsbegrenzung zum Teil sehr kontrovers geführt wird, ist festzustellen, dass diese Form der Maßnahme auch zunehmend in rechtlich organisatorische sowie normative Regelwerke Einzug findet.

Obleich auch weiter die vorrangige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien vorgesehen ist, finden sich dazu Hinweise im EEG [11], Einspeisemanagement [12] aus Deutschland sowie einem zur Konsultation gestellten Entwurf des Regelwerk TOR D4 (Entwurf von Oktober 2015 [13]). Sinngemäß wird in der TOR festgelegt, dass „Zur Einhaltung ... der Spannung gemäß EN 50160 ... vom Netzbetreiber zur Vermeidung einer Überspannungsauslösung eine spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung gefordert werden. Damit soll bei konzeptgemäß seltenem Erreichen des oberen Spannungsrandwertes die eingespeiste Wirkleistung nur im notwendigen Ausmaß verringert werden, bevor durch den Entkopplungsschutz eine Totalabschaltung der Anlage erfolgt.“

Die Umsetzung einer Wirkleistungsregelung kann auf verschiedene Arten erfolgen, ist jedoch in den einzelnen Lösungen an gewisse Vor- und Nachteile gekoppelt.

- i. Lokale fixe Begrenzung für alle Anlagen (z.B. auf 70% der Nennleistung)
- ii. Lokale P(U)-Regelung

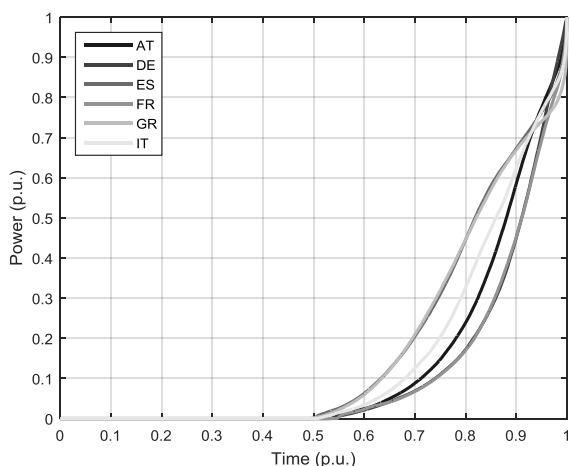
In den nächsten beiden Kapiteln (3 und 4) wird eine Methode präsentiert wie eine fixe Wirkleistungsbegrenzung und die lokale P(U)-Regelung verglichen werden könnten und in Kapitel 5 werden die Vor- und Nachteile der verschiedenen Optionen diskutiert.

### 3 Abschätzung des entgangenen Ertrags mit einer fixen Wirkleistungsbegrenzung

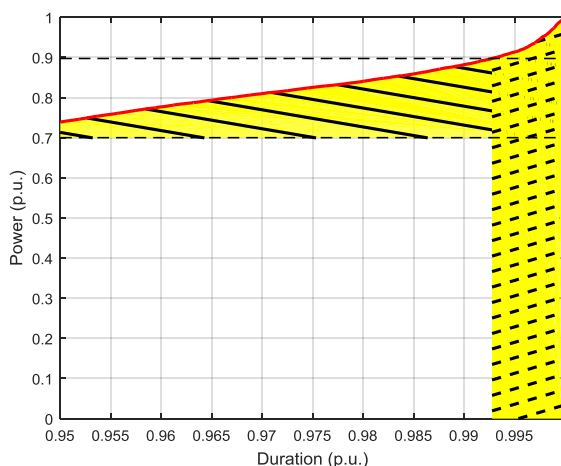
Abgesehen von regulatorischen Rahmenbedingungen stellt sich die Frage wie die abgeregelte Energie bestimmt werden könnte. Eine Messung mit ausreichender Genauigkeit (z.B. 0.1%) scheint praktisch nicht umsetzbar, da die Abweichung vom Maximum-Power-Point benötigt wird. Einfacher ist die Bestimmung der Zeit während der die Wirkleistungsabregelung aktiv war, da diese vom Wechselrichter mitgeloggt werden kann. Während der Abregelung könnte unter Umständen nur eine geringe Leistung oder die gesamte Wirkleistung reduziert werden. Mit der „Worst-Case“ Annahme, dass die gesamte Wirkleistung während der Abregelung reduziert wird sinkt der tatsächliche Nutzen einer bedarfsgerechten P(U)-Regelung.

In Abbildung 1 sind die normierten Jahresdauerlinien des PV-Potentials von 6 europäischen Ländern dargestellt (5 Minuten Mittelwert von PV Anlagen in 6 Ländern - AT DE ES FR GR IT, Projekt iGREENGrid [10]). In nördlicheren Ländern treten tendenziell kurzzeitig höhere Leistungen auf als in südlicheren Ländern.

In Abbildung 2 ist die abgeregelte Energiemenge mit einer Wirkleistungsbegrenzung auf 70% der Nennleistung dargestellt und die äquivalente Fläche mit der P(U)-Regelung (Zoom auf die höchsten Leistungswerte die seltener als 5% des Jahres auftreten). Bei der Begrenzung der Wirkleistung auf 70% der Nennleistung wird die gelb schraffierte Fläche über 0.7 p.u. nicht eingespeist (ca. 5,5% des Jahresertrags). Die gleiche Fläche würde für die P(U)-Regelung bedeuten, dass die Leistung im „Worst-Case“ nur für etwa 70 Stunden (vertikale gelb schraffierte Fläche) reduziert (auf 0 bei „Worst-Case“) werden dürfte.



**Abbildung 1 – Dauerlinien der PV Leistung von Anlagen in sechs ausgewählten Ländern**



**Abbildung 2 – Abgeregelte Energie für die 70%-Regelung und das konservative Äquivalent (methodisch)**

Tabelle 1 fasst die Ergebnisse für die betrachteten Länder zusammen. Neben dem Energieertrag pro kWp ist der Anteil des Energieertrags mit Leistungen über 70% der Nennleistung dargestellt. Die Ertragsverluste schwanken zwischen knapp 3% und 6.7%. Für diese Ertragsverluste schwankt die Zeit in der eine P(U)-Regelung aktiv sein dürfte zwischen 100h und 180h. Dies entspräche wiederum zur Kappung von Einspeiseleistungen (im „Worst-Case“) zwischen 84 und 95% der Nennleistung.

Tabelle 1 – Ermittlung des entgangenen Ertrags bei einer Wirkleistungsbegrenzung

Land	AT	DE	ES	FR	GR	IT
Ertrag (kWh/kWp)	1208	1022	1593	1001	1566	1347
Ertrag ( $P > 0,70$ p.u.) (%)	6.4	6.7	4.3	4.8	2.9	4.8
Dauer (h)	179	150	148	116	100	145
Pred (p.u.)	0.91	0.95	0.89	0.90	0.84	0.88
$\Delta$ Aufnahmefähigkeit (%)	9	5	12	11	18	14

Legende:

- Dauer: Anzahl der Stunden mit den höchsten Leistungswerten bei denen Wirkleistungsreduktion auftritt.
- Pred: maximal auftretende Leistung unter Berücksichtigung der Wirkleistungsreduktion, die unter der „Worst-Case“ Annahme zum selben Ertragsverlust führt.

Wird diese Reduktion der maximalen eingespeisten Leistung mit der 70%-Grenze in Relation gesetzt, kann die Netzaufnahmefähigkeit statt um 42% um nur 5% bis 18% erhöht werden. Fazit, eine zwar schlechtere aber deterministische Regelung (fixe Wirkleistungsbegrenzung) ermöglicht eine bessere Nutzung der Netzinfrastruktur als eine theoretisch bessere aber schwer zu bewertende P(U)-Regelung.

#### 4 Qualitative Untersuchung zur P(U)-Regelung

Um einen Überblick über die möglichen Auswirkungen einer P(U)-Regelung auf die eingespeiste Energiemenge zu bekommen, wurden die Simulationsergebnisse aus [8] herangezogen und unter dem Blickwinkel der spannungsgeführten Wirkleistungsabregelung ausgewertet. Der betrachtete Netzabschnitt ist 600m lang und versorgt 38 Haushalte, wobei an 30 Netzanschlusspunkten jeweils eine einphasige 3kWp PV-Anlage angenommen wurde. Es wurden unsymmetrische Lastflussberechnungen durchgeführt. Um die Spannungsanhebung durch die Gesamtleistung von 90kW im Strang innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten, wurde eine Q(U) und P(U)-Regelung implementiert (Abbildung 3).

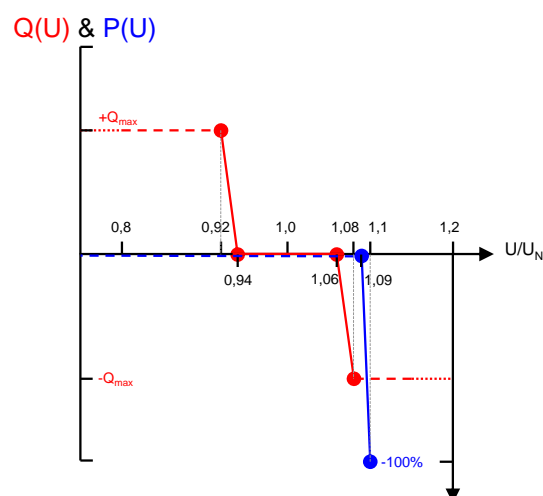


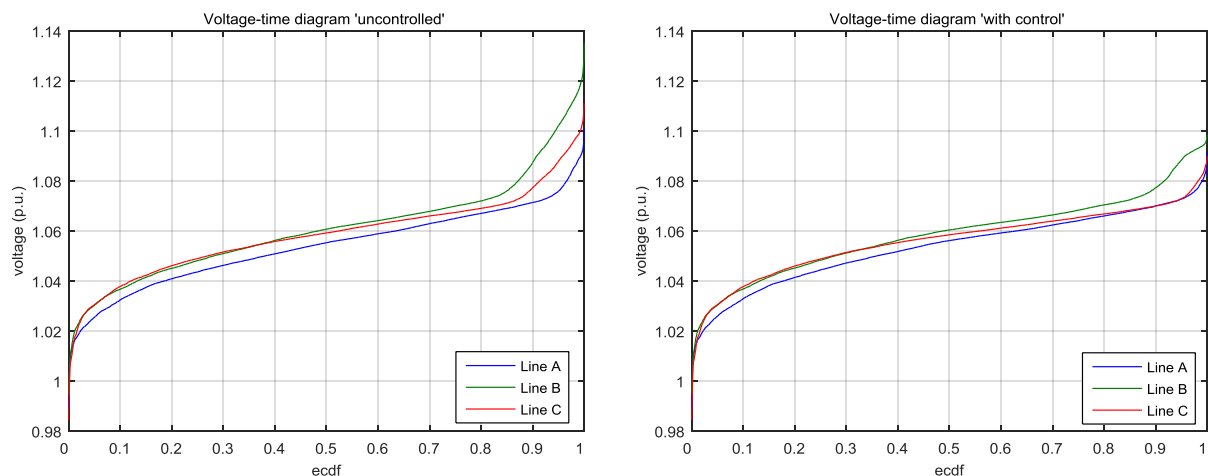
Abbildung 3 Wechselrichtereinstellungen für alle PV-Anlagen

Für die spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung soll der Anlagenbetreiber in Zukunft zwischen zwei Verfahren wählen können [9]:

- in der Variante 1, soll die maximal zulässige Wirkleistungseinspeisung entsprechend einer Kennlinie abhängig von der Spannung begrenzt werden und bei Überschreiten der Spannung der zulässige Maximalwert von 100% der Bemessungswirkleistung linear auf 0 reduziert werden.
- In der Variante 2 wird die Abregelung durch eine P(U)-Kennlinie vorgesehen, wobei bei Überschreiten der Spannung eine lineare Reduktion der Einspeiseleistung um  $\Delta P$  bezogen auf die momentane Einspeiseleistung erfolgen soll.

Die in der Untersuchung verwendete P(U)-Regelung entspricht der Variante 1.

Damit eine Aktivierung der Wirkleistungsabregelung überhaupt erfolgen kann, wurden die Netzbedingungen so gewählt, dass ohne Regelung (Referenz) unzulässig hohe Spannungswerte auftreten würden (in der Praxis würde der Entkupplungsschutz auslösen und keine Überspannung auftreten bzw. wenn möglich das Nennübersetzungsverhältnis der Transformatoren angepasst). In Abbildung 4 links ist die Jahresdauerlinie der höchsten Spannungen im Netzabschnitt für diesen Fall dargestellt. Deutlich zu erkennen ist auch die vorhandene Unsymmetrie im Netzabschnitt. Im Simulationslauf mit aktivierter PQ(U)-Regelung konnten diese Überspannungen auf eine zulässige Höhe reduziert werden (Abbildung 4 rechts). Die eingestellten Parameter der P(U)-Regelung zeigen eindeutig, dass die maximale Spannung bis zu der eine Netzeinspeisung erfolgen darf, festgelegt werden kann. Dadurch kann einerseits eine Netztrennung von Wechselrichtern bei Überspannung vermieden werden und andererseits reservierte Spannungsbänder eingehalten werden. Bei lokal vorhandenem Verbrauch kann die eingespeiste Wirkleistung aus Erneuerbaren also maximiert werden.



**Abbildung 4 Spannungsstatistik ohne (links) und mit (rechts) P(U)-Regelung**

Als nächstes wird darauf eingegangen, wie sich die vorgegebenen Spannungsgrenzen auf den Ertrag der Anlagen auswirken. Dazu ist in der nächsten Abbildung (Abbildung 5) der

Netzabschnitt mit allen PV-Anlagen dargestellt. Mit der Last an der Niederspannungsseite des Transformators werden die nicht simulierten Stränge im Netz berücksichtigt. Die beiden Abzweige im Netzabschnitt sind in rot bzw. blau dargestellt.

Aufgrund der unterschiedlichen Position im Strang und der Phasenzuordnung der Anlagen ergeben sich unterschiedliche Mindererträge für die Anlagen (Abbildung 5). In Abbildung 6 ist dieser Minderertrag pro Anlage dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass Anlage 23 am stärksten von der Abregelung betroffen ist. Hier beträgt der Minderertrag fast 8% verglichen zum unregulierten Fall. Drei weitere Anlagen (11,18, 20) sind etwa halb so stark betroffen und mussten ca. 3.5% an Ertrag einbüßen. Eine Anlage hat einen Minderertrag von 2% und die restlichen 26 Anlagen liegen deutlich unter 1% Minderertrag. Im Verhältnis zu den jährlichen Schwankungen des Ertrags aufgrund des Sonnendargebots ist für die meisten hier diskutierten Anlagen der Minderertrag eher vernachlässigbar, für einige wenige jedoch relevant. Wie diese zustände kommen erfordern detaillierte Betrachtungen.

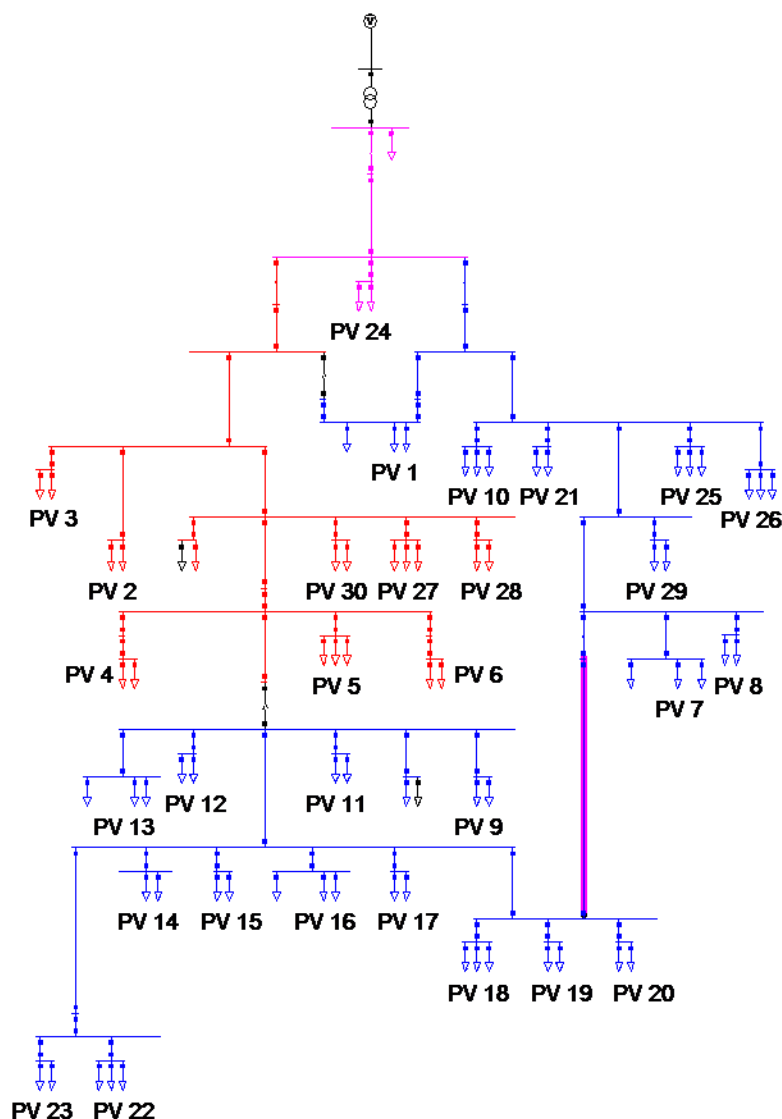
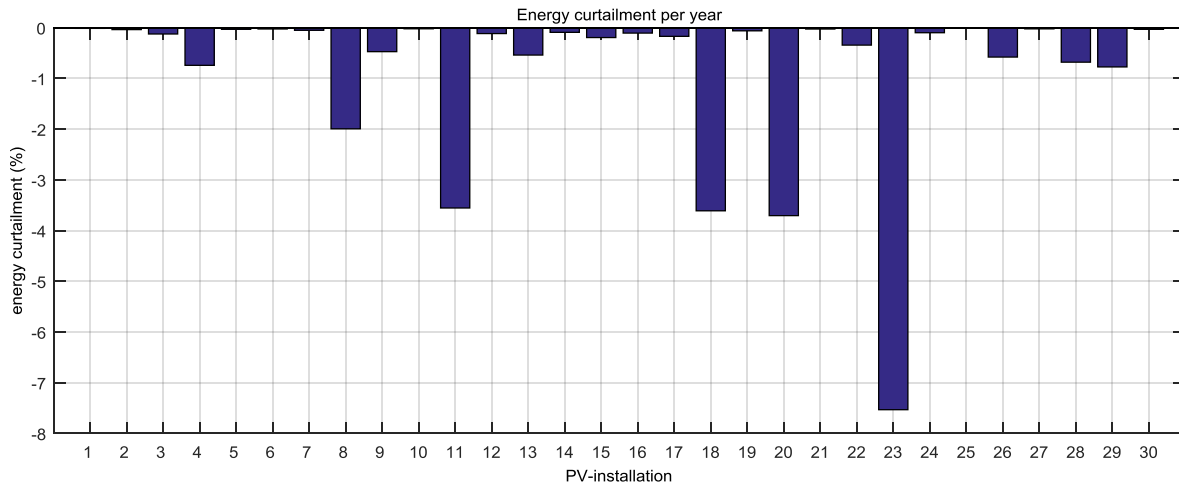


Abbildung 5 Übersicht Netzabschnitt



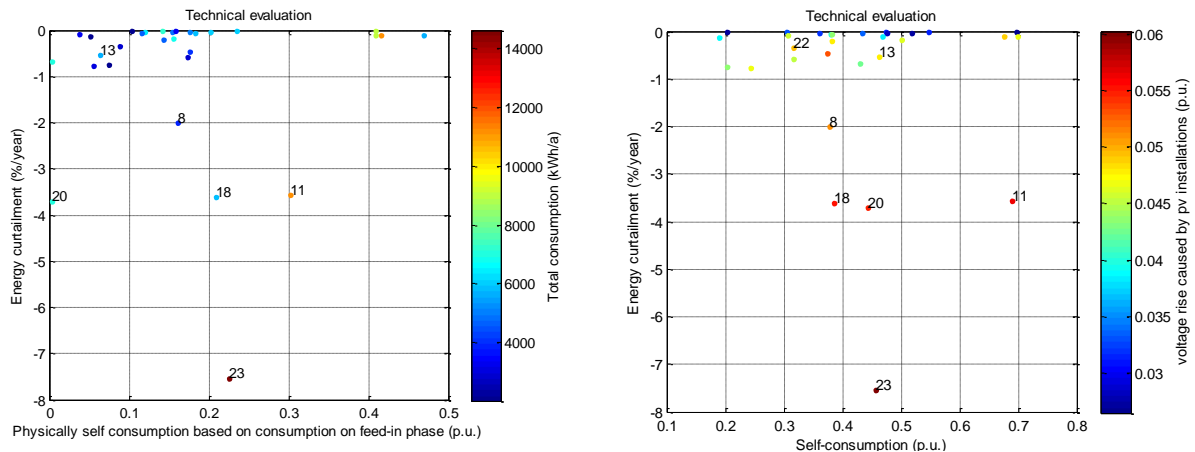
**Abbildung 6 Minderertrag aller Anlagen im betrachteten Netzgebiet**

Grundsätzlich könnte man meinen, dass bei einem Überschuss zwischen Erzeugung und Verbrauch abgeregelt werden muss, also vor allem Anlagenbetreiber mit einem niedrigen Eigenverbrauch trifft. In Abbildung 7 rechts ist der Eigenverbrauch der Anlagen und der Minderertrag dargestellt. Die Punkte sind mit Spannungsanhebung durch die Anlagen dargestellt (ohne Lasten). In Abbildung 7 links ist der physikalische Eigenverbrauch an der Phase der PV-Anlage dargestellt. Die Punkte sind hier mit dem Jahresenergieverbrauch eingefärbt. Mit der Darstellungen in Abbildung 7 kann die Annahme, dass ein geringer Eigenverbrauch automatisch zu höherer Abregelung führt widerlegt werden.

Beispielsweise hat Anlage 11 einen sehr hohen Eigenverbrauch (Aufgrund des hohen Jahresenergiebedarfs), ist aber am zweitstärksten von der Abregelung betroffen. In Abbildung 7 ist zu sehen, dass nur ein geringer Teil des Eigenverbrauchs physikalisch auch erfolgt. Somit erhöht diese Anlage die Spannung auch für Anlagen in der näheren Umgebung.

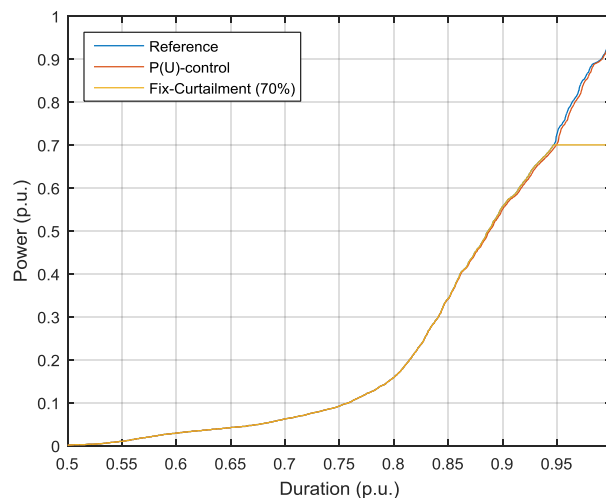
Ein anderes interessantes Beispiel sind die Anlagen 22 und 23, die am Ende vom Strang einspeisen und ein widersprüchliches Verhalten zeigen: Anlage 23 hat einen etwas höheren Eigenverbrauch als Anlage 22, hat aber den größten Minderertrag aller Anlagen. Im Gegensatz dazu wird die P(U)-Regelung der Anlage 22 selten aktiv. Der Grund liegt darin, dass diese beiden Anlagen an unterschiedlichen Phasen angeschlossen sind, und die Unsymmetrie am Ende vom Strang nicht zu vernachlässigen ist.

Als letztes Beispiel werden die Anlagen 18 und 20 betrachtet, die an derselben Phase angeschlossen sind. Anlage 18 hat einen physikalischen Eigenverbrauchsanteil von etwa 20% und der bei Anlage 20 praktisch 0 ist. Dies zeigt, dass der Einfluss von Lasten/Erzeugern auf der Hausanschlussleitung eher klein ist.



**Abbildung 7 Gegenüberstellung des tatsächlichen (links) und gemessenen Eigenverbrauchs (rechts)**

Aus Klimapolitischen Zielen ist die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer an der Gesamterzeugung zu begrüßen. Um die Vorteile in dieser Hinsicht einer P(U)-Regelung gegenüber einer fixen Wirkleistungsbegrenzung darzustellen wurden die Jahresdauerlinien ermittelt (Abbildung 8).



**Abbildung 8 Jahresdauerlinien der eingespeisten Leistung**

Im Referenzfall wird die gesamte Energiemenge ins Netz eingespeist währenddessen es bei der P(U)-Regelung und fixen Wirkleistungsbegrenzung zu einem Minderertrag kommt. Ein Vergleich dieser Dauerlinien zeigt, dass es durch eine präventive Wirkleistungsbegrenzung zu einem deutlichen Minderertrag auf diesem Netzabschnitt kommen würde. Wohingegen bei der spannungsgeführten Wirkleistungsabregelung (P(U)-Regelung) nur in dem Maße wie nötig abgeregelt wird. In Zahlen beträgt der Minderertrag bei der P(U)-Regelung etwa 0,8% und bei der Wirkleistungsbegrenzung 5,9% des Ertrags im Referenzfall. Nichtsdestotrotz kann der Minderertrag bei einer fixen Wirkleistungsbegrenzung leichter ermittelt werden. Im neuen deutschen Gesetzesentwurf zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) [10] wird Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben die Spitzenleistung



fluktuierender Einspeiser (Wind und PV) bis zu 3% der jährlichen Energieerzeugung zu kappen (Spitzenkappung) um Netzausbaukosten effizienter zu gestalten. In der hier gezeigten Analyse für einen Netzabschnitt ist zu erkennen, dass selbst bei einer Ausgangssituation mit unzulässig hohen Spannungen (Abbildung 4 links) es nur bei einigen wenigen Anlagen (in diesem Netzabschnitt 4) zu einem Minderertrag über 3% kommt (Abbildung 6). Diese Extremfälle können vermutlich in den allermeisten Fällen vermieden werden.

## 5 Diskussion zur Umsetzung einer Wirkleistungsbegrenzung und Zusammenfassung

Tabelle 2 zeigt die Vor- und Nachteile der verschiedenen Möglichkeiten der Wirkleistungsbegrenzung zusammengefasst.

**Tabelle 2 –Vergleich zwischen den betrachteten Maßnahmen Wirkleistungsbegrenzung**

Maßnahme	Vorteile	Nachteile
<b>Fixe Begrenzung</b> (z.B. 70% der Nennleistung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Fair</b> (Wirkleistungsbegrenzung im selben Umfang bei allen Erzeugungsanlagen)</li> <li>- <b>Wirksamkeit einfach zu bestimmen</b> → einfache Netzplanung</li> <li>- Entgangener Ertrag leicht zu ermitteln → <b>transparent</b> und vorhersagbar für alle Stakeholder</li> <li>- <b>Umsetzung</b> in Erzeugungsanlagen <b>einfach</b> (Produkte haben diese Feature)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Nicht optimal</b>: die Leistung wird immer auf 70% begrenzt, auch wenn es nicht notwendig ist → Höhere Ertragsverluste</li> <li>- <b>Wesentlich mehr Energie wird nicht eingespeist</b></li> </ul>
<b>P(U)-Regelung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Weniger suboptimal</b>: die Leistung wird überwiegend dort reduziert wo es tatsächlich notwendig ist und am effektivsten ist</li> <li>- <b>Relativ einfache Umsetzung</b> (Produkte haben dieses Feature)</li> <li>- <b>Ohne Kommunikation</b></li> <li>- Abregelung bezogen auf Bemessungsleistung führt zu geringsten Betriebsstunden der P(U)-Regelung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Nicht fair</b>: Anlagen am Strangende müssen öfter und mehr reduzieren</li> <li>- <b>Netzabhängig</b> → komplexere Netzplanung</li> <li>- <b>Entgangener Ertrag kaum messbar</b> → „Worst-Case“ notwendig</li> <li>- <b>Unsicherheiten</b> durch Änderungen im Netz (zusätzliche Erzeugungsanlagen bzw. Lastverhalten)</li> </ul>

In diesem Zusammenhang ist auch die Berücksichtigung der Investitionssicherheit vonnöten. Anlagen am Strangende, die von einer P(U)-Regelung stärker betroffen wären, die unter Umständen aber zuerst an das Netz angeschlossen wurden, sollten durch neue, vorgelagerte Anlagen nicht benachteiligt werden. Somit sollte das First In Last Off-Prinzip (FILO) auch mit einer P(U)-Regelung zugesichert werden können. In der präsentierten Untersuchung eines Netzabschnittes ist für die PV-Anlagen 22 und 23 sichtbar, dass nicht jede Anlage am Strangende automatisch betroffen ist. Wichtig ist in diesem Fall eine gleichmäßige Verteilung der Anlagen auf die Phasen.

Ein weiterer offener Punkt ist der wirtschaftliche Ausgleich zwischen Anlagenbetreibern der einerseits fair und effizient sein sollte. In weiterer Folge sollte die Aufnahmefähigkeit von Netzen möglichst gut ausgenutzt werden um einen Netzausbau zu vermeiden. Dazu könnte die Aufnahmefähigkeit zwischen den einspeisenden Anlagen aufgeteilt werden. Erst wenn die gesamten Ertragseinbußen der Anlagen einen Netzausbau rechtfertigen würden, sollten die Netze verstärkt werden.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Netzplanung der Herausforderung gegenübersteht Unsicherheiten (Non-firm connection contracts) zu berücksichtigen. Dazu zählen, dass sich Netze ständig ändern: neue Erzeugungsanlagen (auch in der unteren Spannungsebene) kommen hinzu sowie Änderungen bzw. Abwanderung von Verbrauchern ist zu beobachten. Daher kann die Abschätzung von entgangenen Erträgen basierend auf Last- und Erzeugungsdaten nur stochastisch betrachtet werden. Die P(U)-Regelung hat das Potential, als Notfunktion implementiert, Netztrennungen von Wechselrichtern komplett zu vermeiden und in Kombination mit anderen Netzkomponenten und Funktionalitäten (z.B: Regelbarer Ortsnetztransformator, Längsregler, Blindleistungsregelung) die Einspeisung aus Erneuerbaren zu maximieren. Tendenziell ist die P(U)-Regelung darüber hinaus für Regionen mit über das Jahr gesehen wenigen, hohen Spitzenleistungen (z.B. AT, DE) besonders geeignet.

## Referenzen

- [1] Stetz, 'Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems: Technical and Economic Assessment', Kassel University press GmbH, 2014.
- [2] dena, 'dena-Verteilernetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030', Dec. 2012.
- [3] B. Bletterie, A. Goršek, T. Fawzy, D. Premm, W. Deprez, F. Truyens, A. Woyte, B. Blazič, and B. Uljanič, 'Development of innovative voltage control for distribution networks with high photovoltaic penetration: Voltage control in high PV penetration networks', *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 20, no. 6, pp. 747–759, Sep. 2012.
- [4] B. Bletterie, A. Stojanovic, S. Kadam, G. Lauss, M. Heidl, C. Winter, D. Hanek, A. Pamer, and A. Abart, 'Local voltage control by PV inverters first operating experience from simulation, laboratory tests and field tests', in *Proc. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Frankfurt, 2012, pp. 4574–4581.
- [5] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, 'Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany', *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 534–542, Apr. 2013.
- [6] T. Stetz, M. Kraiczy, M. Braun, and S. Schmidt, 'Technical and economical assessment of voltage control strategies in distribution grids', *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 21, no. 6, pp. 1292–1307, Sep. 2013.
- [7] M. Heidl, 'morePV2grid - More functionalities for increased integration of PV into grid', Dec. 2013.
- [8] B. Bletterie, S. Kadam, M. Heidl, C. Winter, D. Hanek, A. Abart, 'Techno-Economic Evaluation of Voltage Control in LV Networks: A Smart Grid Case Study', vol. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- [9] [http://www.e-control.at/documents/20903/26585/TOR\\_D4\\_V2\\_1\\_040913.pdf/1908f104-70d8-4511-b2ce-2e10ac3e9e50](http://www.e-control.at/documents/20903/26585/TOR_D4_V2_1_040913.pdf/1908f104-70d8-4511-b2ce-2e10ac3e9e50) Jänner 2016. .
- [10] <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/073/1807317.pdf> Jänner 2016. .