

Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH

Endbericht

30.06.2014



Projektleitung:

Illwerke vkw

Vorarlberger Energienetze GmbH

Dipl. Ing. (FH) Christian Elbs

Dipl.-HTL-Ing. Reinhard Nennung

Tel.: +43 (5574) 9020-74602

Fax : +49 (5574) 9020-78511

Weidachstr. 10

A-6900 Bregenz

Wissenschaftliche Begleitung:

Technische Universität München

Fachgebiet Elektrische Energieversorgungs-
netze

Dipl.-Ing. Robert Pardatscher

Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Tel.: +49 (89) 289-22002

Fax: +49 (89) 289-25089

Arcisstr. 21

D-80333 München



Vorwort

Die Energiewende ist politisch in Deutschland und Österreich gewollt und soll nicht durch markante Kostenbelastungen in den Stromnetzen behindert werden. Die ambitionierten energiepolitischen Ziele des Bundeslandes Vorarlberg streben eine Energieautonomie bis 2050 an, bis 2020 sind in den „101 enkeltauglichen Maßnahmen“ konkrete Unterziele festgeschrieben, auch eine massive Erhöhung der dezentralen Einspeisung durch erneuerbare Energieträger. Bemerkenswert ist durchaus die politische Einmütigkeit, sämtliche Beschlüsse fielen einstimmig durch alle vier im Vorarlberger Landtag vertretenen Fraktionen, auch zum Bau von vier weiteren Wasserkraftgroßprojekten. Die Stimmung in Vorarlberg ist für die Energiewende!

Der illwerke vkw Konzern trägt mit seinem Tochterunternehmen Vorarlberger Energienetze GmbH (kurz Vorarlberg Netz) die energiepolitischen Ziele des Landes glaubwürdig mit und engagiert sich vielseitig.

Der seit 2010 auch in Vorarlberg intensiv einsetzende Ausbau der Photovoltaik erhöhte den Druck auf teuren konventionellen Netzausbau. Die Netzplaner von Vorarlberg Netz suchten – wie viele andere Netzbetreiber auch – nach kosteneffizienten Alternativen und wurden auch auf die Möglichkeiten moderner Wechselrichter aufmerksam. Zusätzliche Anschlusskapazitäten ohne Netzverstärkungen winkten durch die Nutzung der spannungsabhängigen Blindleistungsregelstrategie Q(U) bei mäßigem Blindenergieeinsatz. Großer Respekt bestand aber vor einer möglichen Schwingungsneigung, die viele Netzbetreiber bis heute vor der Einführung der Q(U)-Regelung abhält. Um hier keine betrieblichen Risiken eingehen zu müssen, wurde mit der Technischen Universität München ein erfahrener Partner gefunden, der bereits mit mehreren Wechselrichterherstellern in ähnlichen Projekten tätig gewesen war. Gesucht wurde eine solide wissenschaftliche Begleitung für eine mögliche Einführung der Q(U)-Regelstrategie auch für kleinere Leistungen ab 3,68 kVA.

Das Konzept, Praxis und erfahrene Wissenschaft an einem realen Objekt zu belastbaren Ergebnissen kommen zu lassen, ist aufgegangen:

Die Q(U)-Spannungsregelung gilt seit dem Mai 2014 als Standardeinstellung im Bundesland Vorarlberg (Österreich). Sämtliche von Vorarlberg Netz versorgten Weiterverteiler, auch im benachbarten Westallgäu (Deutschland), haben sich im Gleichschritt angeschlossen.

Besonderer Dank und Anerkennung gilt an dieser Stelle von der Technischen Universität München Herrn Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann für die Beratung in der Konzeptionsphase, sowie natürlich seinen Assistenten, Herrn Dipl.-Ing. Peter Esslinger und Herrn Dipl.-Ing. Robert Pardatscher für die saubere wissenschaftliche Arbeit. Ebenso zu würdigen ist hier auch der Einsatz unseres zielstrebigen und fleißigen Jung-Ingenieurs Christian Elbs, der als Projektleiter Q(U) ständiger Motor war und die vielen oft unerwarteten technischen und organisatorischen „Bremsklötze“ permanent wieder löste.

Letztlich können wir nun gemeinsam der Branche einen weiteren Schraubenschlüssel zur wirtschaftlichen Beherrschung der neuen Netzanforderungen durch die Energiewende übergeben. Darüber dürfen wir uns nun gemeinsam freuen.



Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH

Bericht zum Feldversuch



Vorarlberg Netz



Bearbeiter: Dipl.-Ing. Robert Pardatscher, robert.pardatscher@mytum.de

Dieser Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Eine Garantie für die Richtigkeit der Angaben wird nicht übernommen. Eine Haftung jeglicher Art für Schäden und Folgeschäden, insbesondere entgangenen Gewinn wegen Mängeln des Berichts, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort	4
2	Einleitung.....	5
2.1	Auswirkungen der PV-Einspeisung auf die Verteilnetze	5
2.2	Maßnahmen zur Integration von mehr Photovoltaik	5
2.3	Blindleistungseinsatz mittels PV-Wechselrichter	7
2.4	Ziel des Feldversuchs	9
3	Versuchsgelände.....	9
3.1	PV-Anlagen.....	10
3.2	Verbraucher	11
3.3	Messtechnik	11
4	Simulation zum Einsatz von Q(U) am Versuchsgelände	12
4.1	Simulationsparameter	12
4.1.1	Mittelspannungsnachbildung.....	12
4.1.2	Einspeisung	12
4.1.1.1	Parametervariation der Kennlinien	12
4.1.3	Verbrauch	14
4.1.4	Gesamtsystem der Simulationen.....	14
4.2	Auswertungen der Simulationsergebnisse.....	15
4.2.1	Analyse der maximal auftretenden Spannung	15
4.2.2	Eingesetzte Blindenergiemengen.....	18
4.2.3	Wirkverluste	20
4.3	Zusammenfassung.....	21
5	Variation der Versuchsszenarien im Feld.....	22
5.1	Verändern der Kennlinienparameter.....	22
5.2	Durchfahren des Spannungsbandes durch Variieren der Stufenstellung am Umspannwerkstransformator.....	23
5.3	Zuschalten von Verbrauchern	23
6	Ergebnisse der Messdatenauswertung.....	24
6.1	Anregung des Systems durch Einspeiseleistung	24
6.1.1	Allgemeine Reaktion der Wechselrichter auf ein Schönwetter-Einspeiseprofil.....	24
6.1.2	Reaktion der Wechselrichter auf stark fluktuierende Einspeisung	26
6.2	Anregung des Systems über die Knotenspannung.....	27
6.2.1	Schalten des Stufenstellers am Umspannwerkstransformator.....	28
6.2.2	Verhalten des Systems bei Spannungseinbrüchen durch Lastspitzen.....	32

6.3	Überprüfung der Kennlinienvorgaben.....	34
6.4	Blindleistungshaushalt an der Transformatorstation	36
6.5	Auswertung der Daten des Dämpfungsmonitors	38
6.5.1	Tagesanalysen bei flacher Kennlinie	39
6.5.2	Tagesanalyse bei steiler Blindleistungskennlinie	44
6.5.3	Zuschalten von Verbrauchern im Bürogebäude C	48
6.5.4	Zuschalten von Wärmepumpen in das Einspeisenetz	52
6.5.5	Zuschalten von einphasigen Ladesäulen für Elektro-Fahrzeuge	53
6.6	Fazit	55
7	Zusammenfassung	56
8	Literaturverzeichnis.....	58
9	Abbildungsverzeichnis	59
10	Tabellenverzeichnis	61

1 Vorwort

Der vorliegende Teilbericht fasst die Ergebnisse aus dem Feldversuch zum Einsatz von spannungsabhängigem Blindleistungseinsatz durch Photovoltaik (PV)-Wechselrichter zusammen. Die Untersuchung wurde von der Vorarlberger Energienetze GmbH angestoßen und wissenschaftlich vom Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der Technischen Universität München begleitet. Der Feldversuch wurde am Betriebsgelände der Vorarlberger Energienetze GmbH mit den dort installierten PV-Anlagen durchgeführt und befasste sich mit einer möglichen Schwingungsneigung der Q(U)-Regelung an einem realen Netz mit realen Wechselrichtern unterschiedlicher Hersteller.

Das Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze bedankt sich recht herzlich beim Projektpartner, im Besonderen bei Herrn DI Nenning und Herrn DI Elbs für die gute Zusammenarbeit, die konstruktiven Diskussionen und die zahlreichen Hilfestellungen, ohne die die Auswertungen nur schwer möglich gewesen wären.

Ein Dank gilt auch Herrn Dipl.-Ing. Esslinger für die während der Startphase des Feldversuchs durchgeführten Arbeiten.

2 Einleitung

Die Ziele vieler europäischer Staaten in den kommenden Jahren und Jahrzehnten, die Nutzung regenerativer Energien deutlich auszubauen und damit unabhängiger von fossilen Energieträgern und deren Lieferanten zu werden, hat eine sehr hohe Dynamik im europäischen Energieversorgungssystem mit sich gebracht. Je nach Dargebot der erneuerbaren Energieressourcen haben sich Schwerpunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen gebildet. Für die Alpenregion hat die Nutzung der Sonnenenergie mittels Photovoltaikzellen zur Stromerzeugung ein starkes Wachstum erfahren. Die größtenteils kleinen Erzeugungseinheiten sind aufgrund der geringen Anlagenleistungen meist als Dachanlagen ausgeführt und in der Niederspannungsebene angeschlossen. Damit ist es auch für viele Privatpersonen, Landwirte und Gewerbetreibende möglich, Strom selbst zu erzeugen. Aufgrund der nur tagsüber verfügbaren und auch dann stark wetterabhängigen Einspeiseleistung decken sich zeitgleicher Verbrauch und Einspeisung aus PV nur selten. Vor allem in den Übergangsmonaten und im Sommer übersteigt die Einspeiseleistung den Verbrauch vielerorts um ein Vielfaches, diese Überschussleistung muss dann über das Verteilnetz abtransportiert werden.

2.1 Auswirkungen der PV-Einspeisung auf die Verteilnetze

Während die Verteilnetze ursprünglich auf einen monodirektionalen Lastfluss von den höheren Spannungsebenen hin zu den Verbrauchern ausgelegt waren, führt die PV-Einspeisung bei einer höheren Durchdringung erst zu einer Deckung des lokalen Verbrauchs und bei weiterem Zubau zu einer Lastflussumkehr. Bei lastgetriebener Netzplanung kann die maximale Leistung je Verbraucher aufgrund statistisch streuenden Lastverhaltens mit zunehmender Anzahl betrachteter Verbraucher deutlich reduziert werden. Wird die PV-Einspeisung allerdings zur Betriebsmittel dimensionierenden Größe, so kann die maximale Einspeiseleistung je Anlage bei zunehmender Anzahl an betrachteten Anlagen nur in sehr begrenztem Maße reduziert werden. Im Netz summieren sich entsprechend hohe Leistungen auf, die vielfach zeitgleich mit einem lokal sehr geringen Verbrauch einhergehen. Besonders in ländlichen Gebieten mit einem hohen Dachflächenpotential [Löd-10] und großen mittleren Leitungslängen können bei einer hohen PV-Durchdringung die Netze an ihre Grenzen stoßen [Ker-07]. Durch den umgekehrten Stromfluss ergibt sich eine Spannungsanhebung entlang der Leitungen, die zu erhöhten Spannungen an den Hausanschlüssen mit Einspeisung führen kann. Die normative Grenze der Knotenspannung darf entsprechend EN 50160 [OVE-11], [DIN-11] $110 \% \cdot U_n$ nicht überschreiten. Diese Grenze wird meist deutlich vor der thermischen Grenzbelastung der in Niederspannungsnetzen verlegten Erdkabel erreicht. Die Ortsnetztransformatoren, an denen sich die Summenleistungen der einzelnen Abgänge addieren, kommen durch die zunehmende Rückspeisung in die Mittelspannungsebene ebenfalls recht schnell an ihre thermischen Grenzen und müssen, sofern möglich, durch Modelle höherer Bemessungsscheinleistung ausgetauscht werden.

2.2 Maßnahmen zur Integration von mehr Photovoltaik

Kommen die Netze an ihre Grenzen, existieren mehrere Möglichkeiten noch weitere Erzeugungsanlagen in das Netz zu integrieren. Es muss hierbei zwischen spannungsgetriebenen und auslastungsbedingten Maßnahmen unterschieden werden:

- **Klassischer Netzausbau:**
Beim klassischen Netzausbau werden bestehende Betriebsmittel durch leistungsstärkere ausgetauscht bzw. verstärkt, um die Impedanzverhältnisse im Netz zu verän-

dern und somit mehr Leistung ohne Grenzwertverletzungen integrieren zu können. Diese Maßnahmen müssen bei thermisch bedingten Überlastsituationen durchgeführt werden. Sie wirken zwar auch spannungssenkend, sind aber teuer und relativ unergiebig in ihrer Wirkung. Da nur an sehr wenigen Zeitpunkten im Jahr hohe Rücklieferungen auftreten, für die das Netz ausgebaut werden muss, ist die Wirtschaftlichkeit von Netzverstärkungen wesentlich schlechter, als bei reinen Lastnetzen mit einer höheren Anzahl an Vollaststunden. Es sollten deshalb vorher möglichst intelligenteren Maßnahmen ausgeschöpft werden.

- **Begrenzung der Einspeiseleistung:**

Bei dieser Maßnahme wird die Einspeiseleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen begrenzt und damit Leistungsspitzen gekappt. Bei PV-Anlagen liefern diese Leistungsspitzen einen sehr geringen Anteil an der gesamt erzeugten Energie, die bei einer Begrenzung verloren geht. Allerdings steht diese Maßnahme der Idee des Vorrangs erneuerbarer Energien entgegen und stößt vor allem beim PV-Anlagenbetreiber vorab auf Widerstand, der vor allem die Ertragseinbußen und damit die finanziellen Verluste sieht. Bei einem bereits ausgelasteten Netz muss auf andere Maßnahmen ausgewichen werden.

- **Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren:**

Regelbare Ortsnetztransformatoren bieten die Möglichkeit, mittels mechanischer und/oder elektronischer Stufensteller das Übersetzungsverhältnis und somit das sekundärseitige Spannungsniveau anzupassen. Durch ein Absenken der Spannung kann das Spannungsproblem weitgehend an die thermische Belastbarkeit angepasst werden und das Netz damit besser ausgelastet werden. Allerdings sind für den Betrieb der regelbaren Trafos intelligente Konzepte nötig, die einerseits möglichst optimal auf eine Vielzahl von versorgten Netzen abgestimmt sind, andererseits mit einer möglichst geringen Anzahl an Schaltheftungen auskommen sollen, um die Wartung und den Verschleiß in Grenzen zu halten. Auf kurzzeitige Leistungsspitzen, die lokal sehr begrenzt sind sowie auf Inhomogenitäten von Niederspannungssträngen, kann diese zentral wirkende Maßnahme nicht reagieren, hier ist eine an den kritischen Knoten agierende Maßnahme nötig.

- **Bezug von Blindleistung durch PV-Wechselrichter:**

Diese lokal an den Anschlussklemmen der Wechselrichter wirkende Maßnahme wird im folgenden Kapitel 2.3 genauer betrachtet und stellt die in vorliegendem Bericht untersuchte Maßnahme dar.

2.3 Blindleistungseinsatz mittels PV-Wechselrichter

Wechselrichter von PV-Anlagen speisen derzeit aufgrund einer Vorgabe von $\cos\varphi = 1$ mit reiner Wirkleistung ein. Durch einen zusätzlichen Blindanteil in der Einspeisung kann in Grenzen Einfluss auf die Spannungsanhebung entlang der Leitung genommen werden.

Im linken Teil der Abbildung 1 ist das einphasige Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung mit dem Leitungswiderstand R und der -reaktanz X abgebildet, die aufgrund des fließenden Stroms \underline{I} eine Spannungsdifferenz $\Delta\underline{U}$ zwischen den Knoten 1 und 2 hervorrufen. Speist eine PV-Anlage mit Anschluss an Knoten 2 rein Wirkleistung ein (negativer Wirkstrom im Verbraucherzählpeilsystem), ergibt sich entsprechend dem linken Zeigerdiagramm in Abbildung 1 eine Spannungsanhebung ($|\underline{U}_2| > |\underline{U}_1|$). Durch einen zusätzlichen Blindanteil (induktiver Bezug seitens des Wechselrichters) kann die Spannungsanhebung $\Delta\underline{U}$ reduziert werden und der Wechselrichter in Grenzsituationen weiterhin am Netz bleiben und einspeisen.

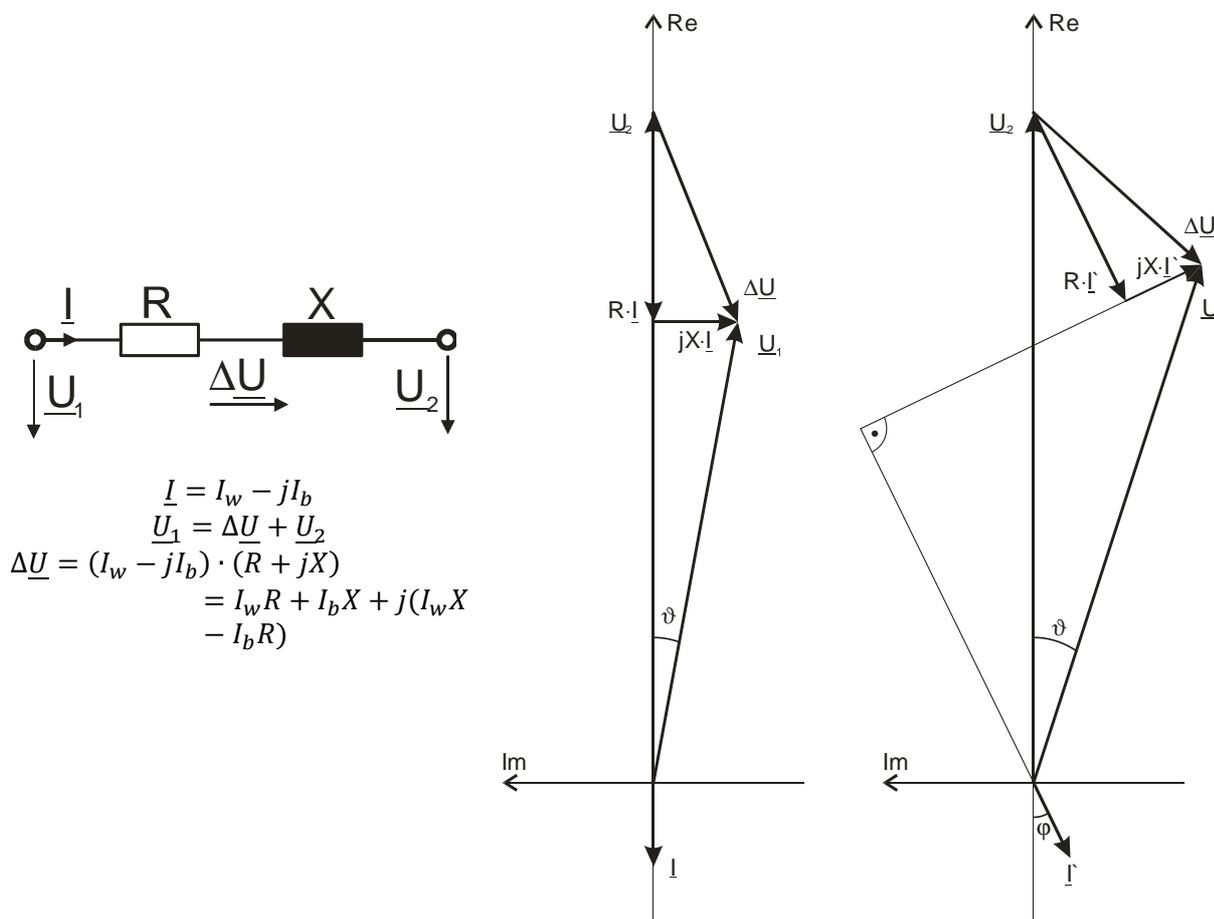


Abbildung 1: Einphasiges Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung, Formelwerk und Zeigerdiagramme für die Fälle reiner Wirkleistungsübertragung und Wirkleistung mit zusätzlichem Blindanteil

Soll der Wechselrichter bei Blindleistungseinsatz weiterhin die volle Wirkleistung aus den Solarmodulen einspeisen können, so muss dieser leicht überdimensioniert werden. Sollen beispielsweise 50 % der Modulleistung P_{STC} auch bei voller Wirkleistungseinspeisung als Blindleistung bereitstehen, ist eine Überdimensionierung von rund 10 % nötig (entspricht minimalem $\cos\varphi = 0,89$).

Da Blindleistung im Netz bereitgestellt oder kompensiert werden muss, sowie zu höherer Betriebsmittelbelastung und Verlusten führt, ist der Einsatz möglichst gering zu halten und auf die Netzbereiche zu beschränken, in denen tatsächlicher Bedarf besteht.

Es existieren mehrere Konzepte zur Vorgabe von Blindleistungswerten für PV-Wechselrichter:

- **Fixe $\cos\phi$ -Vorgabe:**

Bei diesem Konzept wird unabhängig von der am Wechselrichter anliegenden Spannung Blindleistung bezogen. Dies hat den Vorteil, dass sich auch trafernahe PV-Anlagen an der Spannungsreduktion beteiligen. Allerdings summieren sich dadurch auch extrem hohe Summenblindleistungen unabhängig vom Bedarf.

Kommt es im Netz zu geringen Spannungen, führt der Blindleistungsbezug zu einer weiteren Absenkung des Spannungsniveaus.

- **Einspeiseabhängige $\cos\phi$ -Vorgabe – $\cos\phi(P)$:**

Bei der $\cos\phi(P)$ -Kennlinie wird ausgehend von einer reinen Wirkleistungseinspeisung ab einer gewissen Leistung der $\cos\phi$ reduziert und zusätzlich Blindleistung bezogen. Die maximale Blindleistung wird bei maximaler Wirkleistungseinspeisung bezogen.

Es wird unterstellt, dass zu diesem Zeitpunkt auch die höchsten Spannungswerte am Verknüpfungspunkt auftreten. Bei diesem Konzept leisten ebenfalls alle Wechselrichter einen Beitrag zur Spannungsreduktion unabhängig vom Installationsort im Netz oder der gerade anliegenden Spannung. Dies führt zwar im Vergleich zur fixen $\cos\phi$ -Vorgabe im Teillastbereich zu einem deutlich reduzierten Blindleistungsaufkommen, bei voller Einspeisung summieren sich allerdings ebenfalls hohe Blindleistungen.

Treten im Netz geringe Spannungen auf, werden diese durch den Blindleistungsbezug noch weiter abgesenkt.

- **Spannungsabhängige $\cos\phi$ -Vorgabe – $\cos\phi(U)$:**

Bei der spannungsabhängigen $\cos\phi(U)$ -Kennlinie wird je nach anliegender Spannung der $\cos\phi$ geregelt. Dies führt zu einem effizienteren Einsatz von Blindleistung, da stationsnahe Anlagen ohne Spannungsprobleme keine Blindleistung beziehen, die Anlagen mit hohen Spannungen an den Ausläufern hingegen schon. Es resultiert ein geringerer und bedarfsgerechterer Blindleistungseinsatz.

Je nach Parametrierung der Kennlinie kann bei geringen Spannungen im Netz auch induktive Blindleistung bereitgestellt und die Spannung dadurch gestützt werden.

- **Spannungsabhängige Blindleistungsvorgabe – $Q(U)$:**

Diese Variante des Blindleistungseinsatzes bezieht entsprechend der am Wechselrichter anliegenden Spannung Blindleistung aus dem Netz. Hierbei ist auch bei nicht voller Wirkleistungseinspeisung ein Maximum an Blindleistung zur Spannungsreduktion möglich. Die Blindleistung wird hier ebenfalls bedarfsgerecht eingesetzt und kann bei entsprechender Parametrierung bei niedrigen Spannungen auch unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung spannungsstützend wirken.

2.4 Ziel des Feldversuchs

Aufgrund der Vorteile der Q(U)-Regelung soll dieses Konzept für die Neuinstallation von PV-Anlagen im Netzgebiet der Vorarlberger Energienetze GmbH flächendeckend ab $S_r = 3,68 \text{ kVA}$ vorgeschrieben werden.

Bevor die Regelung allerdings im Produktiveinsatz zum Einsatz kommt, muss sichergestellt werden, dass die Regelung nicht durch eine ungünstige Parametrierung oder äußere Anregungen instabil wird.

Dazu hat es am Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der Technischen Universität München einen Laborversuch gegeben, in dem das Stabilitätsverhalten der Q(U)-Regelung mittels drei handelsüblicher Wechselrichter verschiedener Hersteller untersucht wurde [Ess-12]. Im Labor konnten die im nachgebildeten Netzmodell angeschlossenen Wechselrichter nicht annähernd zu einer Schwingungsneigung gebracht werden.

Im Feldversuch am Betriebsgelände der Vorarlberger Energienetze GmbH soll nun am realen Netz mit realen PV-Anlagen das Stabilitätsverhalten von Wechselrichtern mit Q(U)-Vorgabe untersucht werden.

3 Versuchsgelände

Der Feldversuch wurde am Betriebsgelände der Vorarlberger Energienetze GmbH in Bregenz durchgeführt. Die Wahl des Versuchsgeländes bringt hierbei mehrere Vorteile mit sich:

- Die Q(U)-Funktionalität kann an einem realen Netz mit realen Einspeiseverläufen getestet werden.
- Am Betriebsgelände der Vorarlberger Energienetze GmbH sind 8 PV-Anlagen mit einer kumulierten Modulleistung von gesamt 378,5 kW installiert. Im Rahmen des Feldversuchs konnten einige Anlagen mit Q(U)-Funktionalität, andere aufgrund von Einschränkungen in der Parametrierung vorerst nur mit $\cos\varphi(U)$ -Kennlinien getestet werden.
- Die PV-Anlagen werden mit Wechselrichtern unterschiedlicher Hersteller betrieben. Es können also mögliche Wechselwirkungen aufgrund unterschiedlicher, eingesetzter Technologien aufgespürt werden.
- Das Netz bietet aufgrund von Umschaltmöglichkeiten eine Vielzahl an möglichen Testvarianten für den Feldversuch. Es kann beispielsweise ein reines PV-Netz implementiert werden oder wahlweise Lasten unterschiedlicher Charakteristik zugeschaltet werden.
- Ein manueller Eingriff in die Stufenstellung des Umspannwerkstransformators ist möglich, es kann dadurch Einfluss auf das allgemeine Spannungsniveau im Versuchsnetz genommen und das System mit Spannungssprüngen angeregt werden.
- Relativ einfache kommunikationstechnische Anbindung der Wechselrichter zur Fernparametrierung für die Variation der Kennlinienparameter.
- Relativ einfache kommunikationstechnische Anbindung der verbauten Power-Quality(PQ)-Messgeräte zur Aufzeichnung aller elektrisch relevanten Größen.

Im Folgenden soll das Netz sowie die am Feldversuch involvierten PV-Anlagen und Betriebsmittel vorgestellt werden.

Abbildung 2 zeigt das Betriebsgelände in der Draufsicht. Mit einem roten Punkt markiert ist die Transformatorstation bzw. mit Buchstaben gekennzeichnet sind die Gebäude, auf denen PV-Anlagen installiert sind. Die blauen Linien zeigen den groben Leitungsverlauf.

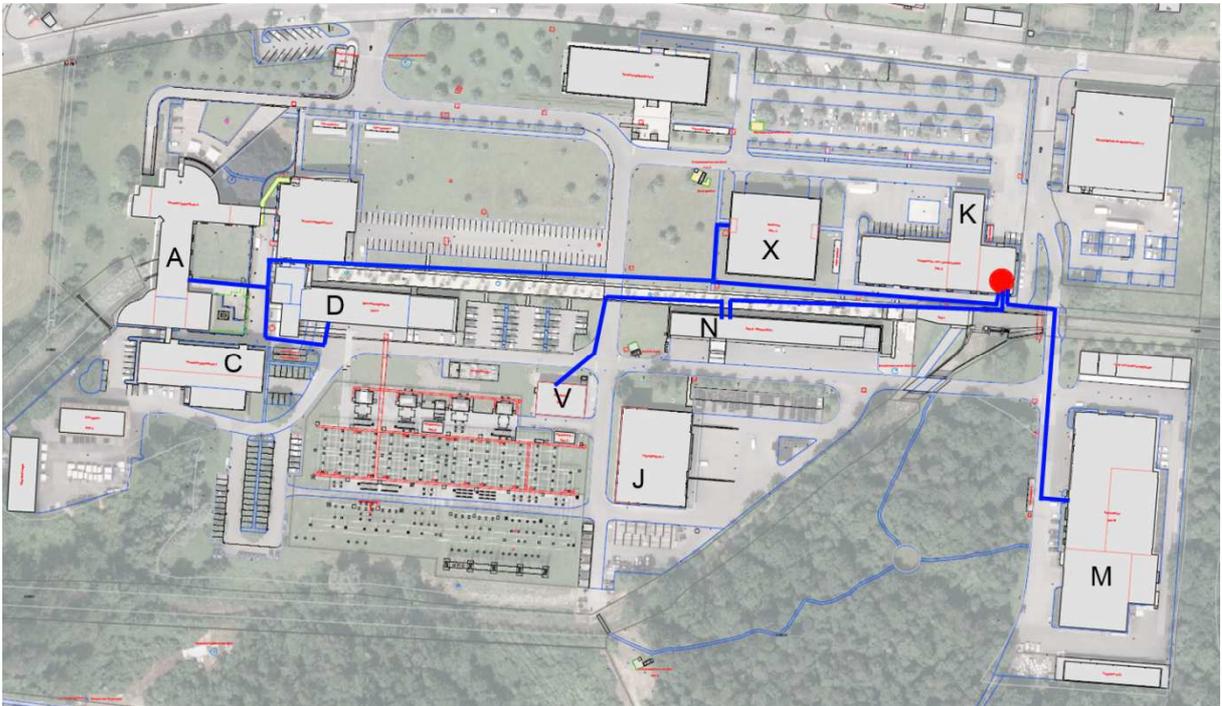


Abbildung 2: Betriebsgelände der Vorarlberger Energienetze GmbH in der Draufsicht mit Markierung der Gebäude mit PV-Anlagen sowie der Transformatorstation und dem groben Leitungsverlauf.

3.1 PV-Anlagen

In Tabelle 1 sind die auf den Gebäudedächern installierten PV-Anlagen mit ihrer Modulleistung, dem Hersteller der verbauten Wechselrichter sowie der ungefähren Leitungslänge bis zur Ortsnetzstation aufgelistet.

Tabelle 1: Daten der PV-Anlagen zur Lage, der installierten Modulleistung, dem Wechselrichterhersteller und der ungefähren Leitungslänge bis zur Ortsnetzstation (ONS).

Gebäude:	P_{STC} in kW:	WR-Hersteller:	Leitungslänge bis ONS:
A	36,2	Siemens / Refusol	848 m
D	33,4	Siemens / Refusol	792 m
V	15 + 12*	Fronius	285 m
X	62,1	SMA	157 m
N	61,8	Siemens / Refusol	147 m
K	36	Siemens / Refusol	10 m
M	122	Siemens / Refusol	243 m
Σ	378,5		

*... Fassadenausführung

Bei den Wechselrichtern von Siemens handelt es sich um die Modelle PVM10, PVM13 und PVM17. Von SMA kommen Sunny Tripower 10000TL zum Einsatz und von Fronius Wechselrichter der Modelle Sunrise Maxi und Sunrise Mini.

Zu Beginn des Projekts ließen die Wechselrichter von Fronius und SMA eine Parametrierung der $Q(U)$ -Kennlinie zu. Bei den Siemens-Modellen war anfangs nur die Parametrierung einer $\cos\phi(U)$ -Charakteristik möglich, die aber ebenfalls spannungsabhängig und somit bedarfsgerecht Blindleistung bezieht und entsprechend der Eingangsgröße Spannung als der $Q(U)$ -Parametrierung ähnlich angesehen werden kann. Gegen Ende des Versuchs war auch bei diesen Wechselrichtern aufgrund eines Firmware-Updates die $Q(U)$ -Funktionalität vorhanden.

3.2 Verbraucher

Um die Reaktion der Regelung auf lastbedingte Schwankungen der Spannung sowie Asymmetrien zu untersuchen, werden im Rahmen der Versuche verschiedene Verbraucher in das „PV-Netz“ geschaltet.

Dazu gehören Wärmepumpen mit jeweils 30 kVA Anschlussleistung im Gebäude A. Ebenfalls werden einphasig angeschlossene Ladesäulen der Elektro-Fahrzeug-Flotte aus Gebäude X einbezogen. Um das Verbrauchsverhalten von Bürogebäuden abzubilden, werden die Gebäude C und M in das Netz aufgenommen.

3.3 Messtechnik

Die Wechselrichter messen lokal an ihren Klemmen die Spannung um entsprechend der $Q(U)$ - bzw. $\cos\phi(U)$ -Kennlinie den Blindleistungsanteil ihrer Einspeiseleistung zu regeln. Die Spannungswerte liegen aber nicht als extern abgreifbare Größe vor. Aus diesem Grund und um noch etliche weitere elektrische Größen aufzuzeichnen und damit die Auswirkungen der Blindleistungsregelung untersuchen zu können, wurden am Betriebsgelände Power-Quality(PQ)-Messgeräte eingebaut.

Die Messgeräte vom Typ PAC4200 der Firma Siemens AG wurden jeweils im Kabelverteilerschrank in den Gebäuden mit PV-Anlagen installiert. Je nach Gebäude liegen zwischen der Anlage und dem Verteilerschrank Anschlusskabel, die in der Messdatenauswertung für Gebäude A (50 m, 25 mm² Cu-Kabel) und M (60 m, 95 mm² Cu-Kabel) berücksichtigt sind. In den anderen Gebäuden ist die zusätzliche Spannungsanhebung aufgrund der kurzen Längen und der geringen Einspeiseleistungen vernachlässigbar.

Um neben Strömen, Spannungen, Leistungen und Oberschwingungen auch niederfrequente Schwingungen zu detektieren, wurde zusätzlich der Dämpfungs-Analysator „DA-Box 2000“ der Firma A. Eberle GmbH im Netz positioniert. Das Messgerät liefert Daten zum Auftreten von Spannungs- und Frequenzschwingungen zwischen 5 mHz bis 98 Hz.

4 Simulation zum Einsatz von Q(U) am Versuchsgelände

Um die Auswirkung auf die Spannungsverhältnisse im Netz des Betriebsgeländes durch den Blindleistungsbezug zu quantifizieren, wurden Simulationen mit diversen Parametersätzen und Simulationsannahmen durchgeführt. Dabei werden die Q(U)-Varianten mit der $\cos\varphi(P)$ -Vorgabe und der reinen Wirkleistungseinspeisung hinsichtlich Spannungshaltung, Blindleistungseinsatz und Verlustenergie bewertet. Im Fokus steht hierbei die Betrachtung des spannungssenkenden Effekts um zu hohe Spannungen an den Wechselrichterklammern zu vermeiden. Eine Blindleistungslieferung zur Spannungsstützung wird in einer Kennlinienvariante modelliert, aber nicht speziell ausgewertet.

Für die Simulationen wurde das Niederspannungsnetz in der Simulationssoftware PSS Sincal der Siemens AG nachgebildet.

4.1 Simulationsparameter

Zur Bestimmung der energetischen Verluste wurde das Netz mit den Parametervariationen für je einen kompletten Tag berechnet. Als zeitliche Auflösung wurde 1 Minute gewählt. Den Verbrauchern und Erzeugern im Netz wurden entsprechende Tagesprofile hinterlegt.

4.1.1 Mittelspannungsnachbildung

Das Mittelspannungsnetz an der Primärseite des Ortsnetztransformators wurde als Slack-Knoten mit konstanter Spannung modelliert. Dazu wurde in einer Variantenrechnung die Spannung in 2 %-Schritten von 100 % bis 106 % der Nennspannung (maximaler Wert in der Mittelspannungsebene bei der Vorarlberger Energienetze GmbH) angehoben.

4.1.2 Einspeisung

Für die Erzeugungseinheiten wurden einspeisestarke Tagesprofile verwendet, die an der PV-Anlage des Fachgebiets Elektrische Energieversorgungsnetze aufgezeichnet wurden. Um einen Vergleich zwischen schönem und stark fluktuierendem Wetter bilden zu können, wurden für die Simulationen die beiden Tagesprofile aus Abbildung 3 herangezogen.

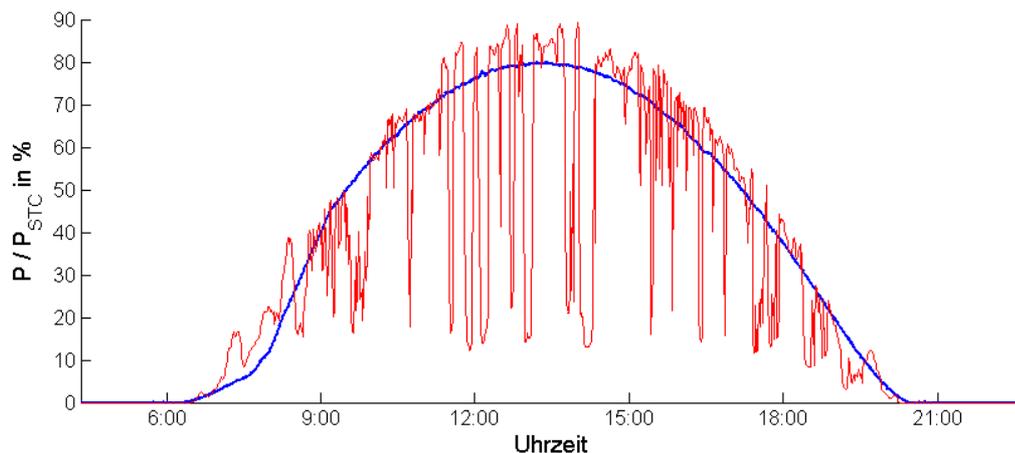


Abbildung 3: Auf Modulleistung normierte Tagesprofile der Einspeisung für einen klaren und einen wechselhaften Tag.

1.1.1. Parametervariation der Kennlinien

Für die Simulationen wurden den Wechselrichtern diverse Kennlinien hinterlegt. Um eine möglichst große Vergleichbarkeit zu erhalten, wurden drei Q(U)-Kennlinien mit unterschiedli-

chen Parametern, die standardmäßig vorgegebene $\cos\phi(P)$ -Kennlinie als auch der Fall reiner Wirkleistungseinspeisung berechnet. In Abbildung 4 sind die verwendeten Kennlinien mit deren Parametern abgebildet.

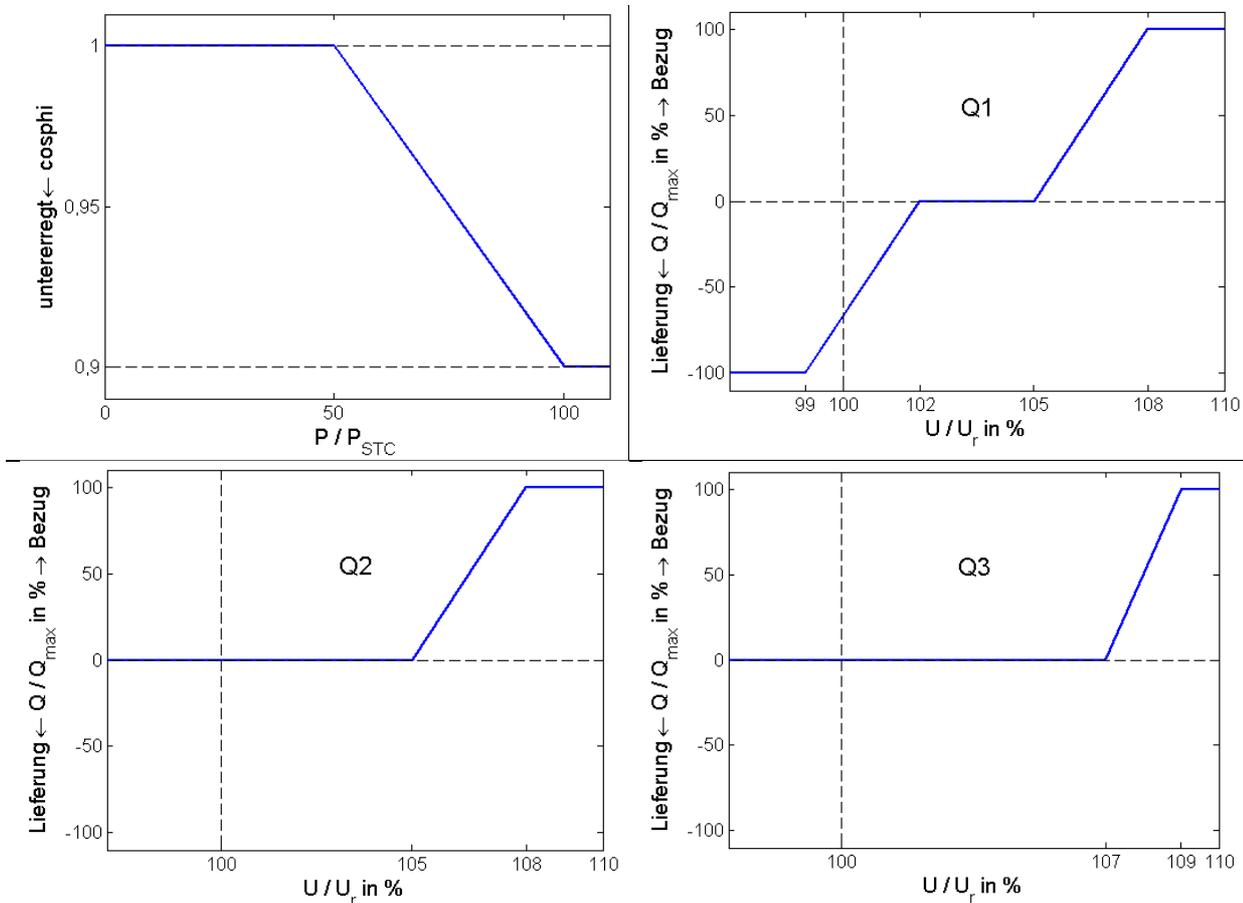


Abbildung 4: $\cos\phi(P)$ - sowie Varianten der $Q(U)$ -Kennlinie¹, mit denen simuliert wurde.

Die $\cos\phi(P)$ -Kennlinie orientiert sich an der standardmäßigen Vorgabe der VDE-AR-N 4105 [VDE-11] sowie der TOR-D4 [TOR-13] für Anlagen größer 13,8 kVA.

Um die Vergleichbarkeit mit der $\cos\phi(P)$ -Variante zu gewährleisten, wird für die drei Varianten der $Q(U)$ -Kennlinie (in den Auswertungen mit Q1, Q2 und Q3 bezeichnet) Q_{max} auf Basis eines minimalen $\cos\phi$ von 0,9 bei maximaler Wirkleistungseinspeisung ($P = P_{STC}$) ermittelt. Variante Q1 entspricht der von der Vorarlberger Energienetze GmbH vorgeschriebenen Kennlinie für die Niederspannung. Unterhalb 99 % U_r liefert die Regelung die maximale Blindleistung Q_{max} zur Spannungsstützung. Die Blindleistungslieferung wird bis zu einer Spannung von 102 % U_r auf null reduziert und geht zwischen 105 % und 108 % linear bis zum maximalen Bezug über. Die Kennlinie Q2 entspricht der von Q1, allerdings ohne den Spannung stützenden Ast der Blindleistungslieferung. Q3 wirkt ebenfalls nur Spannung senkend, wobei die Blindleistung innerhalb des Spannungsbandes von 107 % bis 109 % der Nennspannung linear bis zum maximalen Bezug ansteigt.

¹ Den Simulationen sowie den Auswertungen wird das Verbraucherzählpeilsystem zugrunde gelegt.

4.1.3 Verbrauch

Der ungünstigste anzunehmende Fall hinsichtlich Spannungsanhebung erfolgt bei maximaler Einspeisung und geringem Verbrauch. Dieser Fall wird in der Simulation durch Vernachlässigung der Last abgebildet.

Realitätsnäher ist der Fall, bei der die Last berücksichtigt wird, dieser wurde in einer weiteren Variante betrachtet. Aufgrund fehlender Leistungswerte der Verbraucher, wurde ein Standardlastprofil (SLP) für Gewerbe angenommen, das qualitativ in Abbildung 5 dargestellt ist. Zur Ermittlung des effektiven, je Gebäude/Verbraucher anzusetzenden Leistungswerts wurde das Lastprofil derart angepasst, dass sich die Werte der Messung mit derer der Simulation deckten. Als Vergleichsgröße wurde die Spannung herangezogen, da sie die Eingangsgröße für die Q(U)-Regelung darstellt.

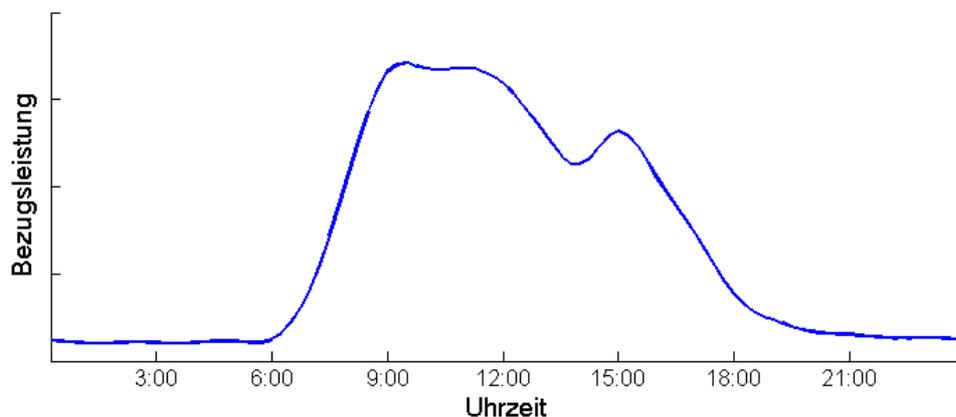


Abbildung 5: Standardlastprofil eines Tages für Gewerbe (G1)

4.1.4 Gesamtsystem der Simulationen

Abbildung 6 zeigt das simulierte Gesamtsystem aus Regler, Wechselrichter, Messung und dem Netz. Als solare Strahlungsleistung wird dem Wechselrichter P_{sol} durch die Module in Form von Gleichstrom geliefert. Dieser wandelt die Leistung in Drehstrom um und speist die Wirkleistung P_{PV} ins Netz ein. Dies führt zu einer Spannungsbeeinflussung auf U_{ist} an den Wechselrichterklammern, die wiederum gemessen wird. Entsprechend der Kennlinie wird die gemessene Wirkleistung P_{mess} (bei $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie) oder die Klemmenspannung U_{mess} (bei Q(U)-Kennlinie) an den Regler als Eingangsgröße geliefert. Als Reglerausgangsgröße wird Q_{soll} an den Wechselrichter geliefert, der die Vorgabe umsetzt und zusätzlich zur Lieferung von P_{PV} die Blindleistung Q_{PV} vom Netz bezieht.

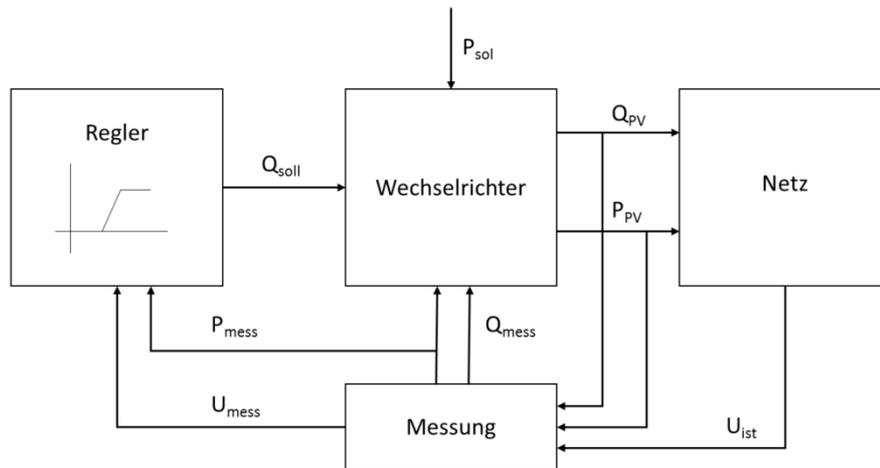


Abbildung 6: Zusammenspiel des Reglers, des Wechselrichters inkl. Messeinrichtung und des Netzes mit den benötigten elektrischen Größen

4.2 Auswertungen der Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden aufgrund der Menge an Varianten nur einige der Ergebnisse aus den Simulationen präsentiert.

Die Ergebnisse der Simulationen werden hinsichtlich der maximal auftretenden Spannung analysiert und ein Vergleich zwischen den Blindleistungsvarianten durchgeführt. Ebenfalls bewertet werden die im Netz über den Tag auftretenden Wirkleistungsverluste sowie die in Summe von den PV-Wechselrichtern bezogene Blindenergie.

4.2.1 Analyse der maximal auftretenden Spannung

Entsprechend EN 50160 [OVE-11], [DIN-11] ist ein maximaler Spannungswert am Hausanschluss von 110 % U_r einzuhalten. Die höchsten Spannungen in den Simulationen treten im Gebäude A bei einer Mittelspannungsvorgabe von 106 % auf. Die Zeitverläufe der untersuchten Blindleistungsregelkonzepte für das Schönwetterprofil sind in Abbildung 7 dargestellt.

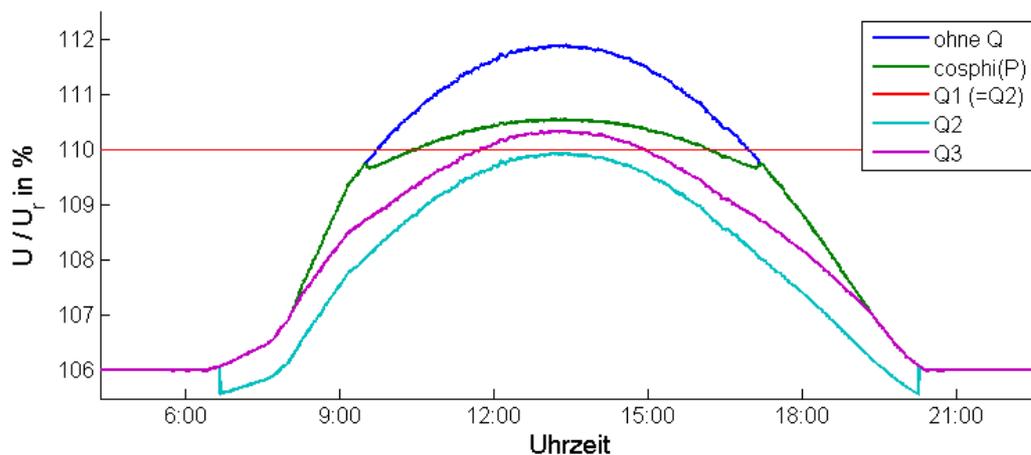


Abbildung 7: Spannungsverläufe der unterschiedlichen Blindleistungs-Kennlinien-Varianten am Gebäude A für einen schönen Tag ohne Last bei einer Mittelspannungsvorgabe von 106 % U_r

Deutlich sind die unterschiedlichen Verhaltensweisen der Blindleistungskonzepte ersichtlich. Während bei reiner Wirkleistungseinspeisung Werte von bis zu 112 % U_r erreicht werden,

bringt der Blindleistungsbezug eine deutliche Spannungsabsenkung, die für die Varianten Q1 und Q2 zu keiner Grenzwertverletzung mehr führt. Da die Spannung für diese beiden Fälle die PV-Wechselrichter bereits morgens in den untererregten Kennlinienbereich bringt, beziehen alle PV-Anlagen im Netz bei einsetzender Wirkleistungseinspeisung Blindleistung und führen zu einer Spannungsabsenkung.

Bei der Kennlinie Q3 ist der Zeitpunkt sichtbar, ab dem die Spannung die Wechselrichter in den Blindleistungsbezug überführen und damit gegenüber den Varianten $\cos\phi(P)$ und reiner Wirkleistungseinspeisung die Spannung absenken. Durch das „späte“ Einsetzen der Kennlinie bei höheren Spannung (107 %), beziehen nicht alle PV-Anlagen im Netz hohe Blindleistungen, wodurch die Spannungen am Ausläufer noch über den Grenzwert von 110 % U_r gelangen.

Für die Variante mit $\cos\phi(P)$ -Kennlinie ist deutlich der Zeitpunkt sichtbar, ab dem die Einspeiseleistungen größer 50 % der Modulleistung werden und der $\cos\phi$ somit von 1 abweicht. Bis zu diesem Zeitpunkt wird reine Wirkleistung eingespeist, der Spannungsverlauf deckt sich bis hier mit der Variante ohne Blindleistungseinsatz. Die Spannung wird dann allerdings nicht in dem Maße reduziert, wie es bei den Q(U)-Varianten der Fall ist. Dies ist durch die Einspeiseleistung bedingt, die im Tagesmaximum nicht an die Modulleistung heranreicht und somit nicht zum minimalen $\cos\phi$ wie bei den Q(U)-Varianten führt. Bei Betrachtung der Einspeisung in Kombination mit dem Verbrauch und bei leicht abgesenkter Mittelspannungsvorgabe (Diagramm in Abbildung 8) wird klar, dass die zur Spannungssenkung bezogene Blindleistung bei der $\cos\phi(P)$ -Kennlinie nicht bedarfsgerecht eingesetzt wird und bereits bei relativ niedrigen Spannungen (~ 103 %) zu einer weiteren Absenkung führt. Allerdings kommt es am späten Nachmittag aufgrund der sinkenden Last bei gleichzeitig mittlerer Einspeiseleistung zu deutlich höheren Spannungen ($\sim 106,5$ %), auf die nicht mehr reagiert werden kann.

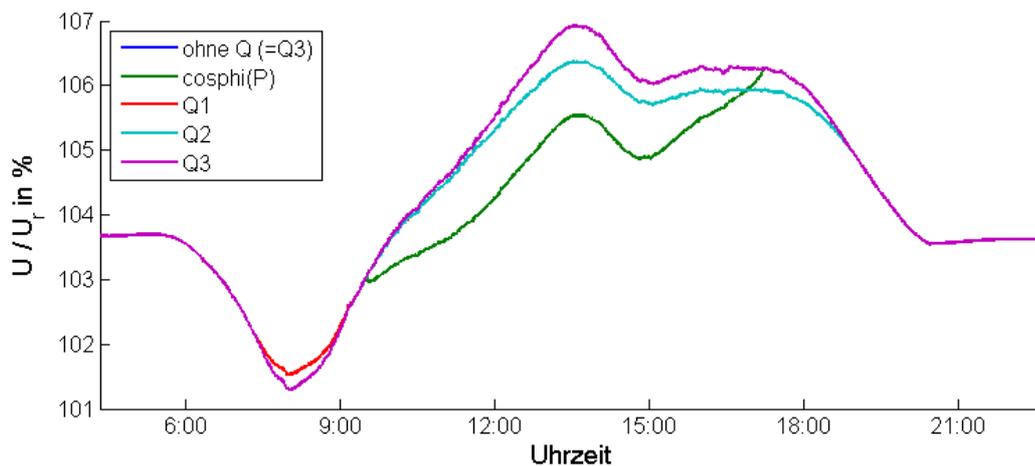


Abbildung 8: Spannungsverläufe der unterschiedlichen Blindleistungs-Kennlinien-Varianten am Gebäude A für einen schönen Tag mit Last bei einer Mittelspannungsvorgabe von 104 % U_r

Der spannungsstützende Effekt der Kennlinie Q1 wird bei Spannungen < 102 % sichtbar. Eine Spannungsreduktion für die Varianten Q1 und Q2 erfolgt bei höheren Spannungen > 105 %, die allerdings den relativ niedrigen Werten geschuldet entsprechend gemäßigt ausfällt. Bei der „spät“ einsetzenden Kennlinienvariante Q3 erreichen die Spannungswerte noch

nicht den spannungssenkenden Bereich und decken sich mit den Werten ohne Blindleistungseinsatz.

Die höchsten Spannungen werden bei fluktuierender Einspeisung durch die hohen Leistungsspitzen hervorgerufen (siehe Abbildung 9). Durch die Einspeisewerte bis 90 % der Modulleistung nähern sich die maximalen Spannungswerte von $\cos\phi(P)$ und $Q(U)$ an. Auch hier ist klar ersichtlich, welcher Vorteil durch den Blindleistungseinsatz entsteht.

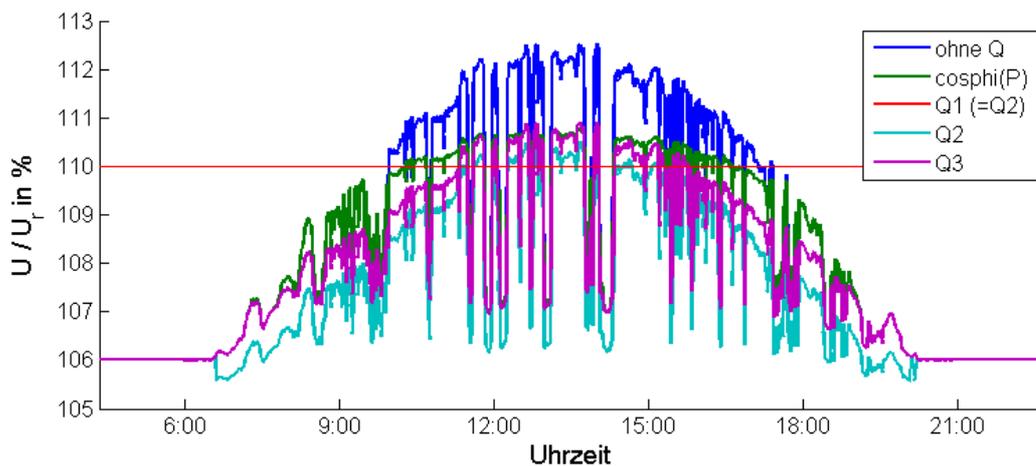


Abbildung 9: Spannungsverläufe am Gebäude A mit den höchsten auftretenden Werten bei fluktuierender Einspeisung und einer Mittelspannungsvorgabe von 106 % U_r

Wird für diesen Worst-Case die je Variante auftretende Maximalspannung verglichen, ergibt sich Abbildung 10. Die Variante Q2 ist hinsichtlich der Spannungsreduktion für Mittelspannungsvorgaben $>102\%$ identisch mit Q1 und der Übersichtlichkeit halber nicht mit aufgeführt.

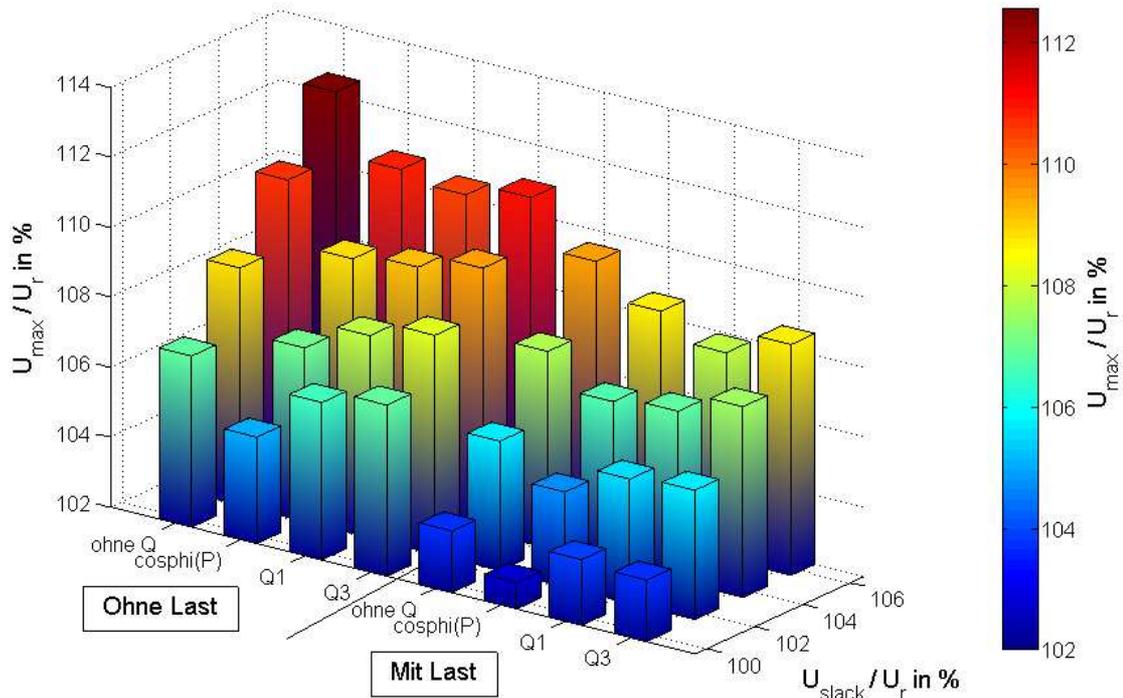


Abbildung 10: Maximal im Netz auftretende Spannungen für die verschiedenen Blindleistungsvarianten mit und ohne Last für den wechselhaften Tag und variierender Vorgabe der Mittelspannung

Bei hoher Mittelspannungsvorgabe führen alle Blindleistungsvarianten zu einer deutlichen Reduktion der Spannung, wobei Q1 den größten Effekt aufweist. Für niedrigere Spannungsvorgaben auf der Mittelspannungsseite ($\leq 102 \% U_r$) senkt $\cos\phi(P)$ die Spannung weiter ab, während die Q(U)-Varianten in diesem Spannungsband entsprechend dem nicht vorhandenen Bedarf zu reiner Wirkleistungseinspeisung führen und das Netz nicht mit zusätzlicher Blindleistung belasten. V.a. bei Berücksichtigung der Last und dem dadurch allgemein geringeren Spannungsniveau zeigt sich dieser Effekt am deutlichsten.

Die Werte für den Schönwettertag fallen ähnlich aus, wobei die Differenz zwischen $\cos\phi(P)$ und Q(U) aufgrund der am Schönwettertag geringeren maximalen Einspeiseleistung deutlicher zugunsten Q(U) ausfällt.

Die Tagesbetrachtung kann nicht direkt zur Prüfung der EN 50160 herangezogen werden, da zu dieser Bewertung mindestens ein Wochenintervall benötigt wird. Zum Vergleich der Wirksamkeit der verschiedenen Konzepte ist die Tagesbetrachtung aber ausreichend.

4.2.2 Eingesetzte Blindenergiemengen

Neben dem Hauptziel des Blindleistungsbezugs, Spannungsgrenzwertüberschreitungen zu vermeiden, gilt es das Ziel mit einer möglichst geringen Menge Blindenergie zu erreichen, da die durch die Wechselrichter bezogene Blindleistung an anderer Stelle im Netz bereitgestellt werden muss. Insgesamt sind zusätzliche Blindleistungsflüsse in elektrischen Netzen eigentlich unerwünscht. Im Falle der PV-Einspeisung werden sie angesichts der geringen Volllaststunden trotzdem als preisgünstige Alternative zu teuren Netzverstärkungen von den Netzbetreibern hingenommen und stehen bei reinen Spannungsproblemen dem konventionellen Netzausbau als volkswirtschaftlich sinnvollere Maßnahme gegenüber.

In Abbildung 11 wird deshalb der Blindleistungseinsatz bewertet, der für die unterschiedlichen Ansätze resultiert. Der Abbildung liegt das Schönwetterprofil zugrunde, da hier aufgrund der fehlenden Leistungseinbrüche die Gesamtenergie höher liegt. Die Blindenergie wird jeweils auf die Energie normiert, die sich unter Einsatz der $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie ergibt. Werte unterhalb 100 % zeigen demnach eine Reduktion der eingesetzten Blindenergie, während Wert über 100 % zusätzliche Blindenergie bedeuten.

Für die Szenarien ohne Last ergeben sich für die Q(U)-Kennlinien Q1 und Q2 bei einer Mittelspannungsvorgabe von 106 % deutlich erhöhte Blindenergiemengen, die allerdings entsprechend dem Bedarf zu stärkeren Spannungssenkungen führen. Bereits bei einer Mittelspannungsvorgabe von 104 % sinkt der Blindenergieeinsatz in etwa auf den Wert der $\cos\varphi(P)$ -Variante ab. Für Vorgaben ≤ 102 % wird im Vergleich mit $\cos\varphi(P)$ deutlich Blindenergie eingespart. Bei Q1 zeigt sich für die Mittelspannungsvorgabe von 100 % das spannungsstützende Verhalten, das allerdings dann eine Blindleistungslieferung darstellt (im Diagramm als Betrag dargestellt).

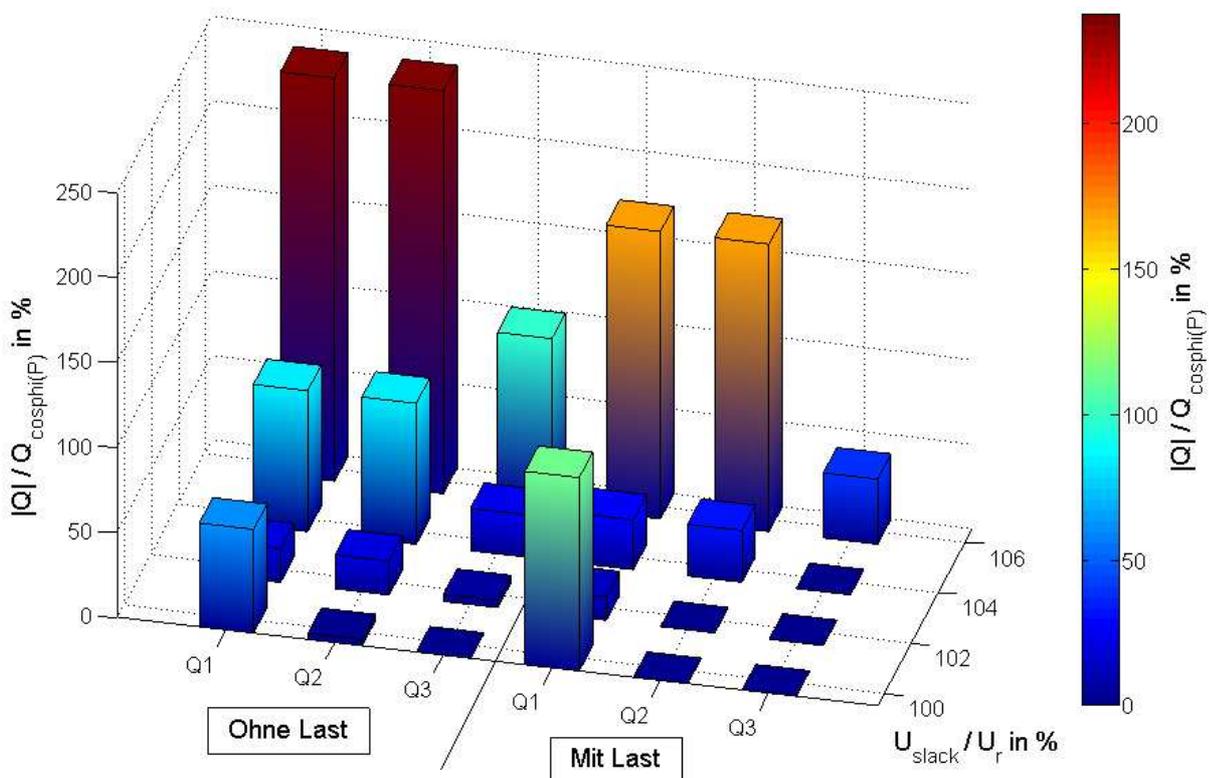


Abbildung 11: Normierter Summenblindenergieeinsatz aller Wechselrichter der verschiedenen Q(U)-Kennlinien mit und ohne Last bei variierender Vorgabe der Mittelspannung (Referenzwert: Summenblindenergie der Variante $\cos\varphi(P)$)

Deutliche Unterschiede in der Verteilung und den großen Vorteil des bedarfsgerechten Einsatzes der Q(U)-Regelung gegenüber $\cos\varphi(P)$ zeigen die Szenarien mit Last. Hierbei reduzieren die Kennlinien Q1 und Q2 die Blindenergie bereits ab Mittelspannungsvorgaben von ≤ 104 % gegenüber $\cos\varphi(P)$. Auch ist wiederum der spannungsstützende Einfluss der Kennlinie Q1 bei geringer Mittelspannungsvorgabe ersichtlich.

Absolut gesehen liegen die Blindenergiemengen für den Schönwettertag bei der $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie (unabhängig davon ob mit oder ohne Last simuliert, da nur von der Einspeiseleis-

tung abhängig) bei 585 kVarh und bei fluktuierender Einspeisung bei 491 kVarh. Im Vergleich dazu liegen die eingespeisten Wirkenergien am schönen Tag bei 2525 kWh und am wechselhaften bei 2211 kWh. Die absoluten Werte dieser beiden Tage liefern keine Aussage über den Jahresenergieeinsatz, zeigen aber dennoch für hohe Einspeiseleistungen den Unterschied zwischen den Regelkonzepten auf.

4.2.3 Wirkverluste

Neben dem Aufwand, die durch Wechselrichter bezogene Blindleistung bereitzustellen, erzeugt der erhöhte Scheinstrom zusätzliche Wirkverluste im Netz, die es zu bewerten gilt. Auch hier sei auf den rein qualitativen Vergleich für die beiden Tage hoher Einspeisung hingewiesen. Für quantitative Aussagen wären Jahresbetrachtungen notwendig.

Abbildung 12 zeigt die zusätzlichen Wirkverluste P_{zus} , die bei Einsatz der verschiedenen Blindleistungsregelungen entstehen, normiert auf die Wirkverluste für den Fall reiner Wirkleistungseinspeisung ($P_{\text{ver,Q0}}$) bei der entsprechenden Mittelspannungsvorgabe.

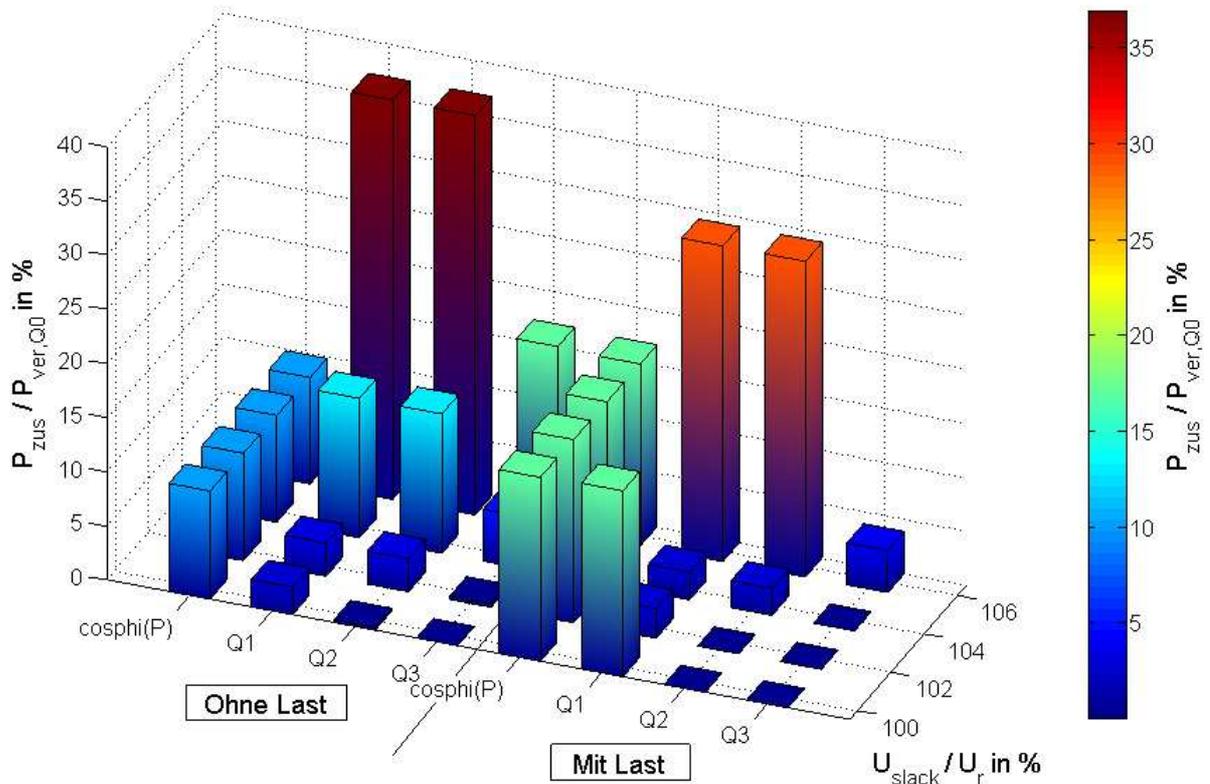


Abbildung 12: Auf reine Wirkleistungseinspeisung normierte Wirkverluste der Blindleistungsvarianten mit und ohne Last bei variierender Mittelspannungsvorgabe

Die Verluste beziehen sich hier auf das Schönwetterprofil für die Fälle mit und ohne Last sowie die Variation der Mittelspannungsvorgabe. Für hohe Mittelspannungswerte zeigt sich für alle Varianten ein Anstieg der Verluste. Durch den hohen Blindleistungseinsatz der Kennlinien Q1 und Q2 liegen die Werte hier im Falle ohne Last bei rund 37 %, unter Berücksichtigung der Last bei knapp 30 %. Wird die Mittelspannung abgesenkt, sinken auch die Zusatzverluste der Q(U)-Varianten deutlich ab. Bei Q1 ist bei sehr geringer Mittelspannung der spannungsstützende Effekt sichtbar, der die erhöhten Zusatzverluste verursacht. Im Ver-

gleich dazu erhöht die $\cos\phi(P)$ -Kennlinie ohne Last die Verluste um 10 % sowie mit Last um rund 17 %, unabhängig von der am Slack-Knoten vorgegebenen Mittelspannung.

Absolut betrachtet ergeben sich Unterschiede zwischen Berücksichtigung und Vernachlässigung der Last sowie bei Variation der Mittelspannungsvorgabe. Die absoluten Werte der Verluste (auf die normiert wurde) sind in Tabelle 2 für das Schönwetterprofil und den Tag mit fluktuierender Einspeisung mit und ohne Last exemplarisch für die Mittelspannungsvorgabe von 106 % U_r angegeben.

Tabelle 2: Absolute Verlustenergien für das schöne und fluktuierende Einspeiseprofil mit und ohne Berücksichtigung der Last. Zusätzlich sind die Verluste, bezogen auf die gesamte PV-Einspeiseenergie, angegeben.

Tagesprofil		Schön	Fluktuierend
Last	Ein	29,1 kWh – 1,2 %	27,7 kWh – 1,3 %
	Aus	51,4 kWh – 2 %	43,4 kWh – 2 %

4.3 Zusammenfassung

Die Simulationen zeigen den klaren Vorteil eines geregelten Blindleistungsbezugs zur Spannungshaltung durch PV-Wechselrichter. Während $\cos\phi(P)$ unabhängig vom Spannungsniveau oder der Berücksichtigung der Lasten in allen Varianten die Spannung absenkt, wird für $Q(U)$ bei Betrachtung der auftretenden Spannungen, der in Summe eingesetzten Blindleistung und auch der Verluste der bedarfsgerechte Einsatz der Blindleistung deutlich. Für den Fall hoher Knotenspannungen wird das maximal mögliche Potential zur Spannungssenkung bei $Q(U)$ ausgeschöpft, die Spannung wird erfolgreich abgesenkt. Dies geschieht natürlich unter entsprechend hohem Blindleistungseinsatz, der unweigerlich zu höheren Verlusten führt. Über das Jahr gesehen liegen allerdings größtenteils deutlich schlechtere Einspeiseverhältnisse bei entsprechend niedrigeren Ausgangsspannungen (Mittelspannungsvorgabe) vor. In diesen Fällen spielt $Q(U)$ ihre Stärken aus, die sich in einer geringeren eingesetzten Blindenergiemenge und den damit einhergehenden geringeren Zusatzverlusten widerspiegeln.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist der Blindleistungsbezug für Gebäude A auf jeden Fall nötig, wobei für den Feldversuch ein minimaler $\cos\phi < 0,9$ parametrisiert werden muss, um auch die letzten Spannungsgrenzwertüberschreitungen zu vermeiden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der Einsatz einer $Q(U)$ - im Vergleich zu einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie in PV-Wechselrichtern neben einem sparsameren Blindleistungseinsatz zu einer ähnlich hohen Wirkung im Bedarfsfall führt. Eine allgemein gültige Aussage ist dabei nicht möglich, da die Wirkung stark von der Wechselrichterdimensionierung, von der Güte der PV-Anlagen im Netz sowie vom Wetter und damit den Einspeiseverhältnissen abhängt.

Der bedarfsgerechte Blindleistungseinsatz bei $Q(U)$ ist auf hohe Spannungen beschränkt, führt so zu einer - im Vergleich zu $\cos\phi(P)$ - geringeren Menge an bereitzustellender Blindenergie, mit der wiederum geringere Verluste einhergehen.

5 Variation der Versuchsszenarien im Feld

Die Vorteile einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung $Q(U)$ gegenüber einer $\cos\varphi(P)$ -Vorgabe wurden durch die Ergebnisse aus den Simulationen deutlich gezeigt. Im Feldversuch geht es nun um die Frage der Stabilität dieser Regelstrategie. Hierbei wird auf Basis diverser Kennlinienparameter sowie anderen Eingriffsmöglichkeiten in die Netzverhältnisse versucht, die im Netz verbauten und mit $Q(U)$ - bzw. $\cos\varphi(U)$ -Fähigkeit ausgestatteten Wechselrichter in Schwingung zu versetzen und gegeneinander arbeiten zu lassen.

5.1 Verändern der Kennlinienparameter

Durch die Variation der Kennlinienparameter werden unterschiedliche Konfigurationen im Netz getestet, die u.U. zu einer Schwingungsneigung zwischen den Wechselrichtern führen könnten bzw. diese aufdecken können.

Im Gegensatz zu den meisten Kennlinien der Simulationen wurde die $Q(U)$ - bzw. $\cos\varphi(U)$ -Kennlinie auch mit dem kapazitiven Kennlinien-Ast getestet, bei der die Wechselrichter bei niedriger Klemmenspannung Blindleistung in das Netz einspeisen und somit Spannung stützend wirken. Die allgemeine $Q(U)$ -Kennlinie mit den einstellbaren Stützpunkten ist in Abbildung 13 dargestellt.

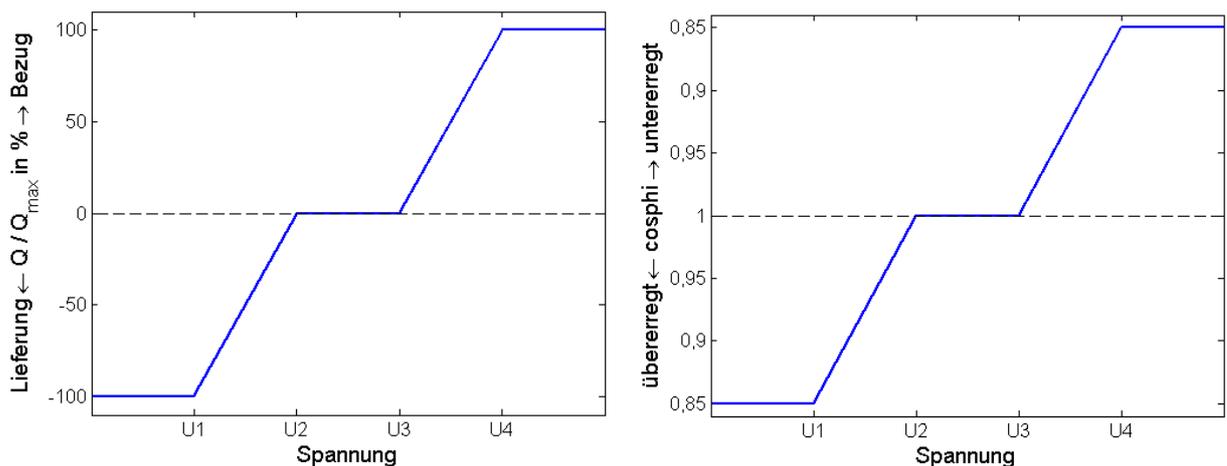


Abbildung 13: Allgemeine $Q(U)$ - und $\cos\varphi(U)$ -Kennlinien mit den Stützpunkten

Die maximale Blindleistung Q_{\max} ergibt sich bei maximaler Wirkleistungseinspeisung $P_{PV} = P_{STC}$ und einem minimalen $\cos\varphi = 0,85$. Diese kann, sofern eine $\cos\varphi$ -Begrenzung auf 0,85 vorliegt, auch nur bei maximaler Einspeisung geliefert bzw. bezogen werden. Durch den, gegenüber der Richtlinienvorgabe ($\cos\varphi_{\min} = 0,95 / 0,9$) erweiterten $\cos\varphi$ -Bereich werden höhere Blindleistungen ins Netz gebracht, die damit auch eher zu einer Schwingungsneigung führen würden.

Um die Wechselrichter zum Schwingen zu bringen, wurden Parametersätze mit maximaler Steigung der Kennlinie und fehlendem Totband (Bereich mit $Q = 0$ kvar bzw. $\cos\varphi = 1$) getestet. Aufgrund einer Eingabebeschränkung in der Parametrierung eines Typs der Wechselrichter auf geradzahlige Prozentwerte der Spannung, war die steilste Konfiguration von maximal kapazitiv auf maximal induktiv innerhalb 2 % des Spannungsbandes begrenzt.

5.2 Durchfahren des Spannungsbandes durch Variieren der Stufenstellung am Umspannwerkstransformator

Eine weitere Möglichkeit, die Wechselrichter anzuregen, erfolgt über Spannungssprünge der Klemmenspannung, die als Eingang der Regelung fungiert. Diese werden durch Schaltungen am Stufensteller des regelbaren Umspannwerkstransformators erreicht. Das Abfahren verschiedener Stufenstellungen dient neben der Anregung selbst auch zur Beobachtung der Reaktion der Regelung über ein breiteres Spannungsband als jenes, das sich nur durch Einspeisung an den Verknüpfungspunkten der PV-Anlagen ergibt. Es können somit auch Bereiche niedrigerer Spannung angefahren werden, die im normalen Testbetrieb nicht erreicht werden und bei entsprechender Kennlinienparametrierung eine Blindleistungslieferung zur Folge haben. In Grenzen kann dadurch der Blindleistungshaushalt an der Transformatorstation und im Umspannwerk beeinflusst werden.

5.3 Zuschalten von Verbrauchern

Als ein Vorteil bereits erwähnt, bieten Netzumschaltungen am Betriebsgelände der Vorarlberger Energienetze GmbH die Möglichkeit, Verbraucher unterschiedlicher Charakteristik mit ins Versuchsnetz zu schalten.

So kann einerseits ein reines „PV-Netz“ erzeugt werden, in dem nur Wechselrichter an das Netz angeschlossen sind und eine mögliche Schwingungsneigung eindeutig auf die gegenseitige Interaktion zwischen den Wechselrichtern zurückzuführen wäre. Auf der anderen Seite können gewisse Typen von Verbrauchern zugeschaltet werden, die eine mögliche Schwingungsneigung provozieren könnten.

Dabei sind dreiphasige Lasten wie die Wärmepumpen mit hohen Anlaufströmen zu nennen als auch hohe einphasige Ströme der Ladesäulen für Elektrofahrzeuge und einphasige Verbraucher in Bürogebäuden.

6 Ergebnisse der Messdatenauswertung

Im Folgenden sollen die Ergebnisse aus der Messdatenauswertung vorgestellt werden. Hierbei werden die Analysen nach den verschiedenen Anregungen des Systems differenziert betrachtet. Aufgrund der hohen Anzahl an Szenarien, Kennlinienparametervariationen und Orte der Datenaufzeichnung wird eine repräsentative Auswahl vorgestellt.

6.1 Anregung des Systems durch Einspeiseleistung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse vorgestellt, die sich mit der Reaktion der Regelung auf das Eingangssignal Einspeiseleistung des Systems befassen.

6.1.1 Allgemeine Reaktion der Wechselrichter auf ein Schönwetter-Einspeiseprofil

Im ersten Schritt wird die allgemeine Reaktion der PV-Wechselrichter mit Q(U)-Regelung an einem Schönwettertag betrachtet. Abbildung 14 zeigt für den Verteilerkasten in Gebäude X die Spannung im oberen sowie Wirk- (blau) und Blindleistung (grün) der PV-Anlage im unteren Diagramm für den relativ schönen Tag 19.10.2013. Die Spannung ist auf die Bemessungsspannung normiert. Der Wechselrichter ist mit einer Q(U)-Kennlinie parametrierung, die unterhalb 104 % (rote Gerade) maximale Blindleistung liefert, oberhalb 106 % (blaue Gerade) maximalen Blindleistungsbezug aufweist und dazwischen linear ohne Totband ansteigt. Diese Parametrierung liefert die steilste Kennlinie und sollte deshalb das System am stärksten anregen. Die Wirkleistung ist auf die Modulleistung der Anlage $P_{STC} = 62,1 \text{ kW}$ normiert. Die Blindleistung ist ebenfalls normiert auf den maximalen Wert $Q_{max} = 38,5 \text{ kVar}$ ($\cos\varphi_{min} = 0,85$ bei $P = P_{STC}$) dargestellt.

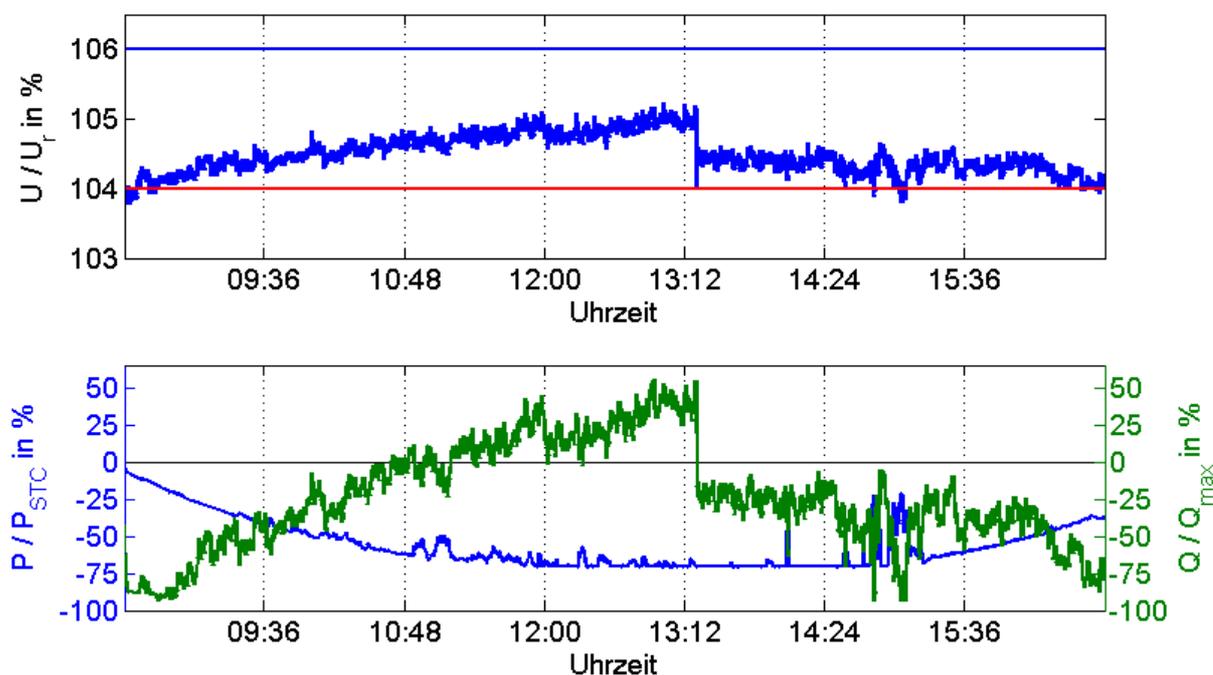


Abbildung 14: Spannung an Gebäude X und normierte Wirk-/Blindleistung der dort angeschlossenen PV-Anlage ($P_{STC} = 62,1 \text{ kW}$, SMA-Wechselrichter) mit aktiver Q(U)-Regelung für den 19.10.2013

Die Spannung liegt morgens im Bereich bei 104 % U_r , in dem die PV-Anlage maximal übererregt betrieben wird. Bei den SMA-Wechselrichtern ist keine $\cos\phi$ -Begrenzung aktiv, es kann auch bei geringer, eingespeister Wirkleistung bereits die volle Blindleistung geliefert werden. Im Laufe des Vormittags folgt die Spannung der steigenden Einspeiseleistung, entsprechend der $Q(U)$ -Kennlinie wechselt der Wechselrichter von Blindleistungslieferung zu Q -Bezug. Bei höheren Einstrahlungsleistungen ist im Wirkleistungsverlauf deutlich die bei diesen SMA-Wechselrichtern konfigurierte Leistungsbegrenzung auf 70 % der Modulleistung ersichtlich.

Aufgrund der hohen Spannungen veranlasst der Stufensteller des Umspannwerkstransformators gegen 13:15 Uhr eine Stufenschaltung. Der resultierende Spannungssprung bei nahezu gleichbleibender Wirkleistungseinspeisung wird entsprechend der Kennlinienvorgabe in eine Änderung der Blindleistungsflussrichtung von Bezug zu Lieferung umgesetzt.

Deutlich höhere Spannungen erfährt die PV-Anlage am Ausläufer in Gebäude A, deren Wechselrichter mit der $\cos\phi(U)$ -Kennlinie parametrisiert sind. Abbildung 15 zeigt die Spannungs- und Leistungsverläufe. Die Spannung steigt deutlich über 106 % U_r an. Der Spannungssprung gegen 13:15 Uhr liegt hoch genug, sodass die bezogene Blindleistung dadurch nicht reduziert wird. Der Blindleistungspegel ist im Vergleich zur $Q(U)$ -Regelung deutlich abgesenkt. Dies ergibt sich durch die Wirkleistungseinspeisung $< P_{STC}$, die bei minimalem $\cos\phi$ nicht zu Q_{max} führt.

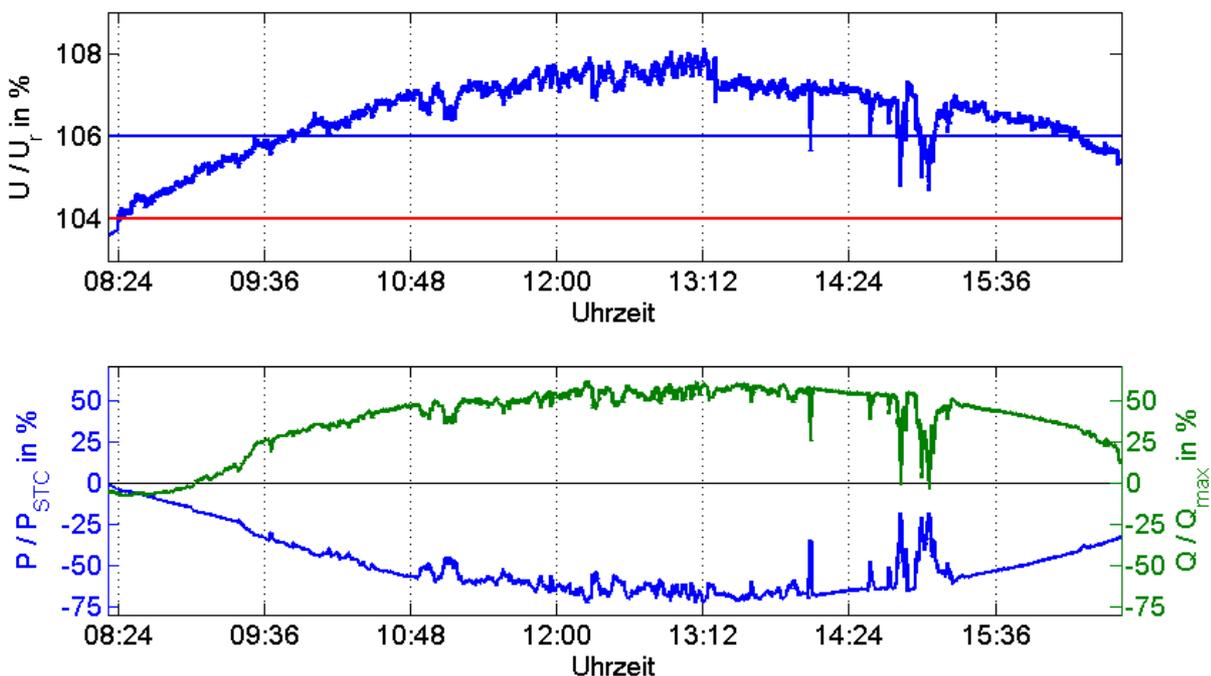


Abbildung 15: Spannung an Gebäude A und normierte Wirk-/Blindleistung der dort angeschlossenen PV-Anlage ($P_{STC} = 36,2 \text{ kW}$) für den 19.10.2013

Am Beispiel von Gebäude M (siehe Abbildung 16) wird die Reaktion der $\cos\phi(U)$ -Kennlinie auf Spannungen aufgezeigt, die sich im Bereich zwischen maximal übererregtem und maximal untererregtem Betrieb des Wechselrichters befinden. Bei relativ konstanter Wirkleistungseinspeisung ist deutlich die Reduktion der Blindleistung nach dem Spannungssprung zu erkennen.

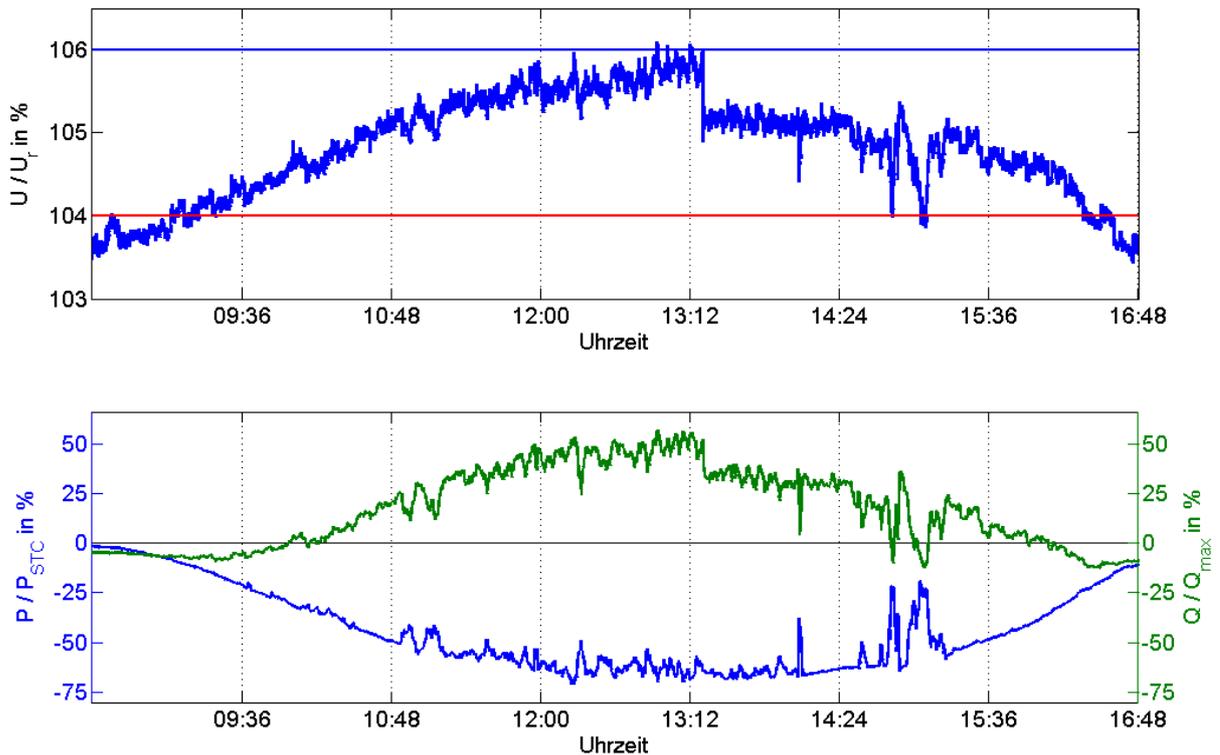


Abbildung 16: Spannung an Gebäude M und normierte Wirk-/Blindleistung der dort angeschlossenen PV-Anlage ($P_{STC} = 122 \text{ kW}$) für den 19.10.2013

Da die Wirkleistung nicht die Modulleistung erreicht, liegt auch in diesem Fall die bezogene Blindleistung unterhalb Q_{max} .

Durch den Wolkenzug gegen 15:00 Uhr sinkt die Spannung derart ab, dass der Wechselrichter wieder kurzzeitig Blindleistung liefert.

6.1.2 Reaktion der Wechselrichter auf stark fluktuierende Einspeisung

Im nächsten Schritt wird geprüft, wie das System auf hohe Leistungsgradienten reagiert. Dazu wird die Reaktion der Wechselrichter beispielhaft an einem sehr fluktuierenden Zeitbereich gegen die Mittagszeit, im Speziellen am 17.10.2013 vorgestellt. Abbildung 17 zeigt die Verläufe für Gebäude X mit den SMA-Wechselrichtern mit $Q(U)$ -Kennlinie, Abbildung 18 jene für die Siemens-Wechselrichter mit $\cos\varphi(U)$ -Kennlinie in Gebäude M. Die Spannungen liegen in Gebäude X deutlich niedriger, die SMA-Wechselrichter liefern hier zum Großteil Blindleistung, während die Wirkleistung durch die Begrenzung meist bei $70\% P_{STC}$ liegt. Durch die steile Kennlinie wirkt der Verlauf relativ unruhig, vor allem im Vergleich zum Verlauf der Siemens-Wechselrichter. Die Sensitivität der $Q(U)$ -Regelung auch bei kleineren Spannungsänderungen ist deutlich ausgeprägter als bei der $\cos\varphi(U)$ -Kennlinie (siehe auch Kapitel 6.2).

An Gebäude M liegt das Spannungsniveau deutlich höher, die Schwankungsbreite ist auch höher. Der Blindleistungsverlauf wirkt trotz den hohen Spannungsgradienten relativ glatt, es ist deutlich das verzögernde Verhalten des PT1-Gliedes ersichtlich. Durch die Leistungseinbrüche und dadurch auch Spannungseinbrüche kann durch die $\cos\varphi(U)$ -Charakteristik kaum Blindleistung geliefert werden.

Eine Schwingungsneigung ist in beiden Fällen nicht zu erkennen.

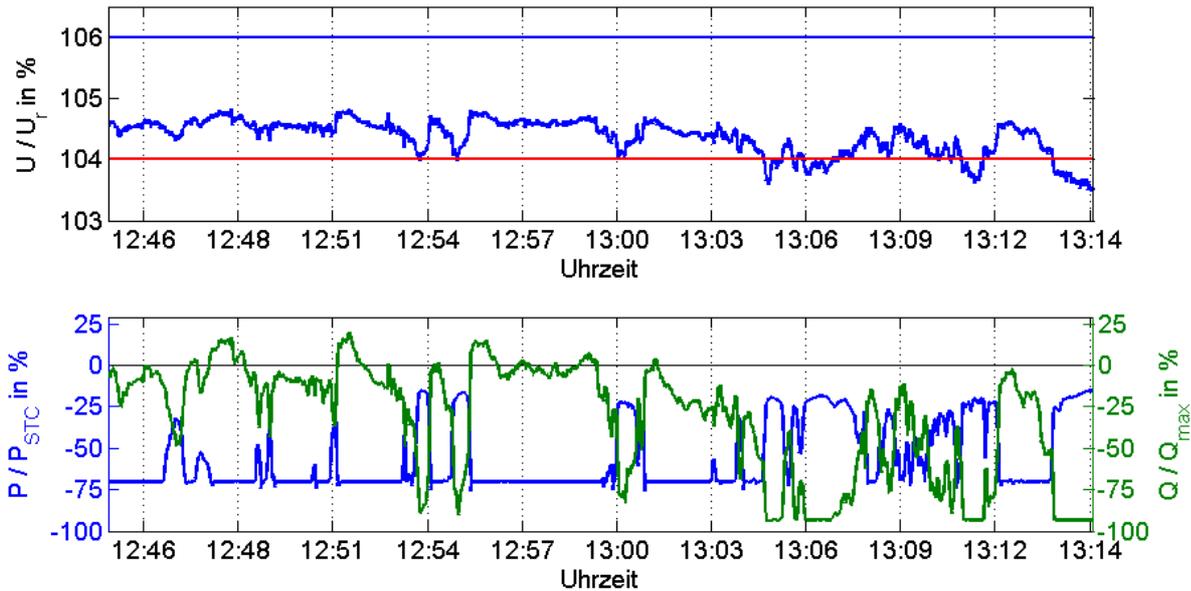


Abbildung 17: Spannung und Leistungen am Gebäude X für einen stark fluktuierenden Einspeiseverlauf am 17.10.2013 (SMA-Wechselrichter mit Q(U)-Charakteristik)

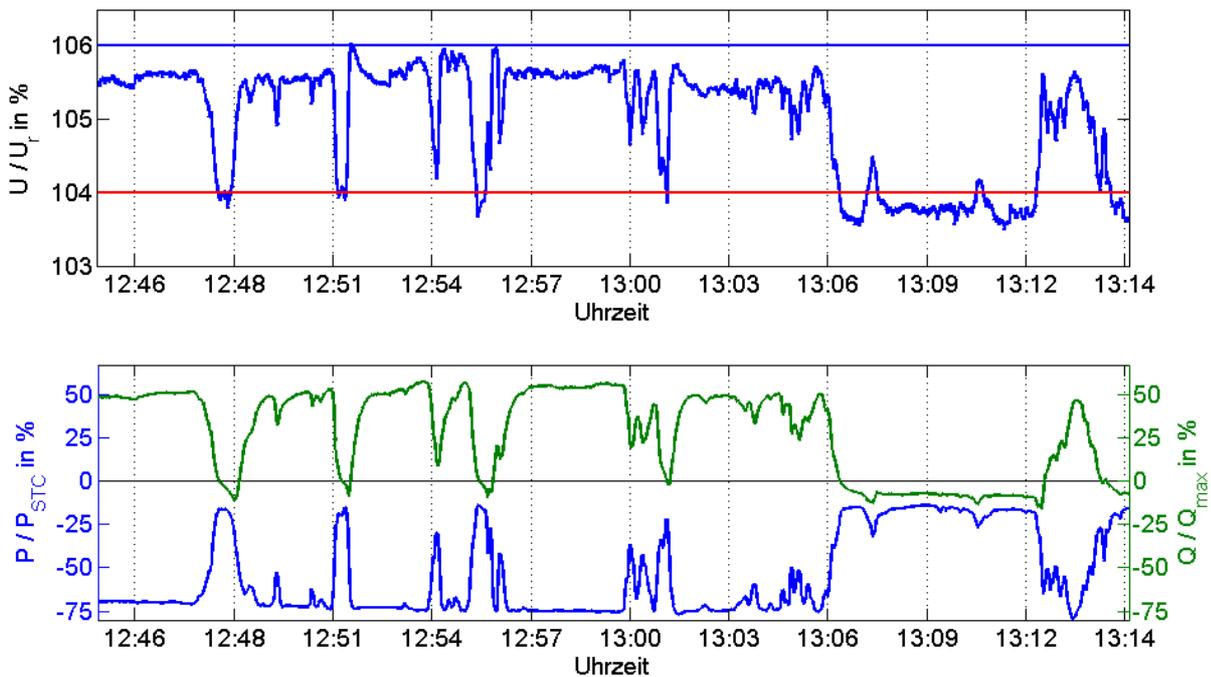


Abbildung 18: Spannung und Leistungen am Gebäude M für einen stark fluktuierenden Einspeiseverlauf am 17.10.2013 (SIEMENS-Wechselrichter mit $\cos\phi(U)$ -Charakteristik)

6.2 Anregung des Systems über die Knotenspannung

Eine weitere Möglichkeit die Regelung anzuregen, besteht in einer sprunghaften Änderung der Regelgröße, im Fall der Q(U)- bzw. $\cos\phi(U)$ -Regelung also die Klemmenspannung. Dies wird im Feldversuch durch Schaltungen des Stufenstellers am Umspannwerkstransformator bzw. durch kurz andauernde Lastspitzen erreicht.

6.2.1 Schalten des Stufenstellers am Umspannwerkstransformator

Beispielhaft ist für den 22.10.2013 in Abbildung 19 für das Gebäude X der Zeitbereich dargestellt, in dem der Stufensteller manuell geschaltet wurde und damit das mögliche Spannungsband abfährt.

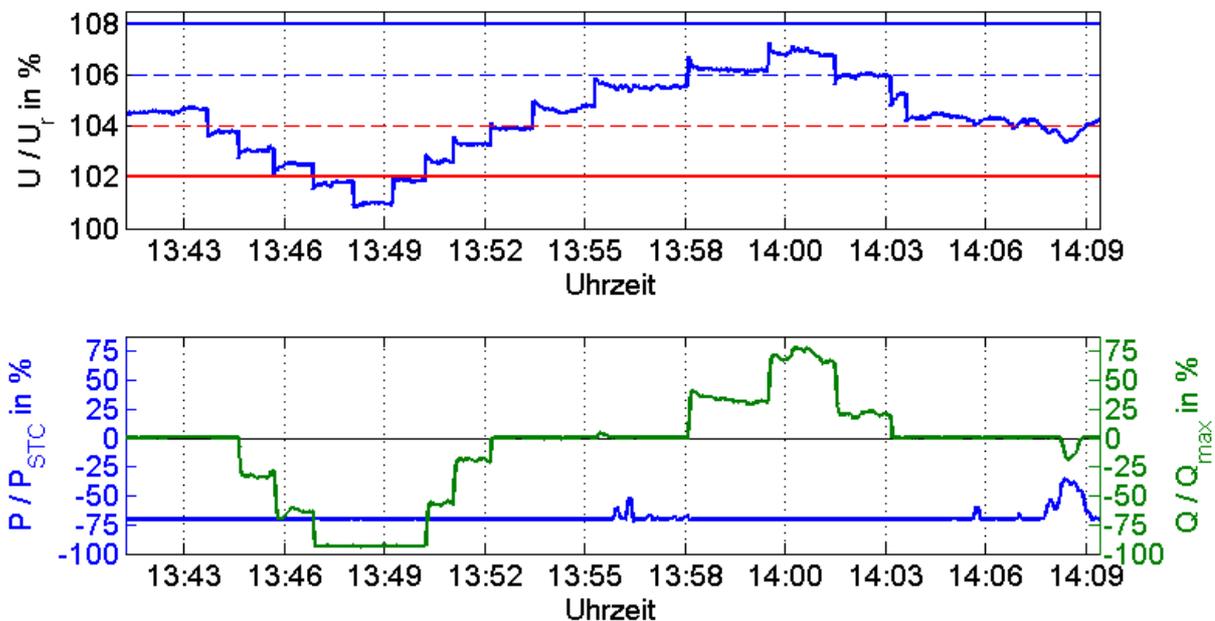


Abbildung 19: Spannungsverlauf an Gebäude X während Abfahrens des Spannungsbandes mit dem Stufensteller sowie Wirk- und Blindleistungen der PV-Anlage in diesem Zeitbereich (22.10.2013)

Zu dieser Zeit war der SMA-Wechselrichter mit einer $Q(U)$ -Kennlinie parametrisiert, die unterhalb 102 % bzw. oberhalb 108 % U_r maximale Blindleistung liefert bzw. bezieht und ein Totband zwischen 104 % und 106 % U_r aufweist. Die Stützpunkte sind wiederum als rote und blaue Gerade im Spannungsdiagramm vermerkt. Während dem Abfahren des Spannungsbandes bleibt die Einspeiseleistung (blauer Verlauf im unteren Diagramm) konstant hoch mit nur einem kurzen Einbruch. Die in grün dargestellte Blindleistung wird erst bei Unterschreiten der Spannungsgrenze von 104 % U_r von den Wechselrichtern geliefert und wechselt bei Überschreiten von 106 % in den Bezug. Hier ist deutlich das Totband sichtbar, innerhalb dessen Spannungsgrenzen der Wechselrichter blindleistungsneutral auftritt.

Für das Gebäude M mit Siemens-Wechselrichtern und $\cos\varphi(U)$ -Kennlinie zeigt Abbildung 20 die Verläufe der Spannung und der Leistungen. Das Totband wird hier nicht genau eingehalten, im Spannungsbereich zwischen 104 – 106 % U_r ist ein geringer Blindleistungsbezug auszumachen. Auch in diesem Fall fällt die Blindleistungslieferung bei geringer Spannung gering im Vergleich zum Blindleistungsbezug bei höheren Spannungen aus, trotz ähnlich hoher Wirkleistungseinspeisung (siehe dazu auch Kapitel 6.3).

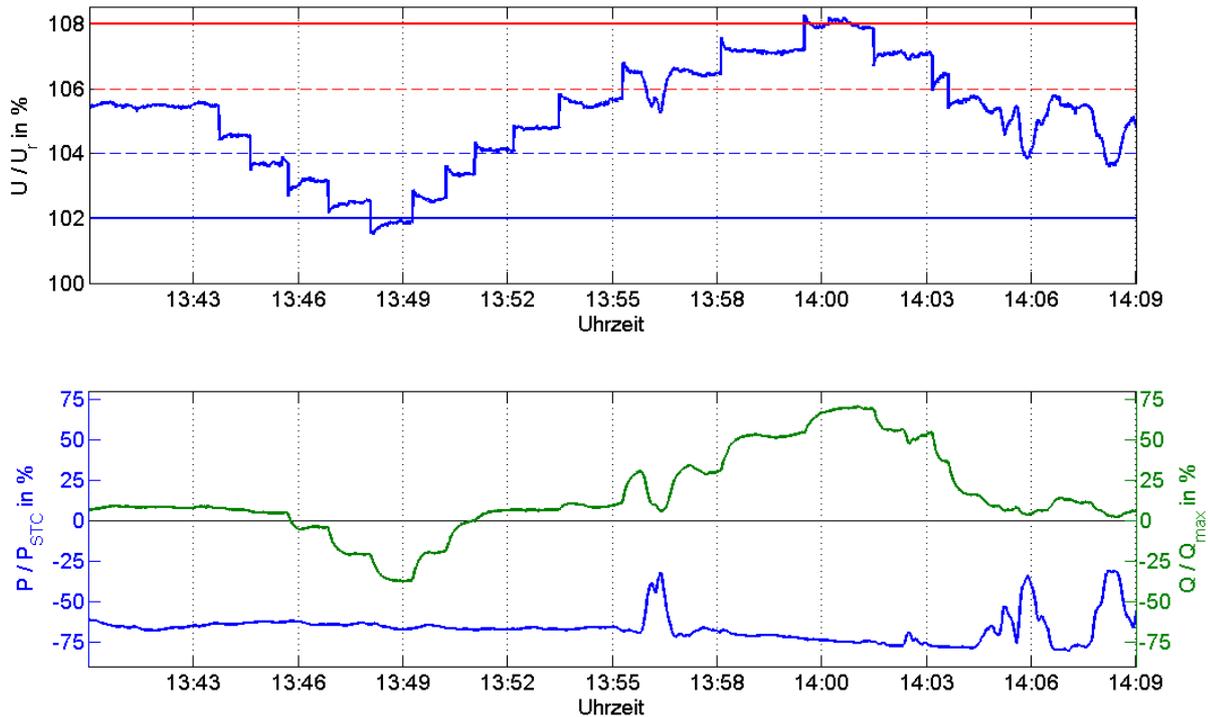


Abbildung 20: Spannungverlauf am Gebäude M während Abfahren des Spannungsbandes mit dem Stufensteller sowie Wirk- und Blindleistungen der PV-Anlage in diesem Zeitbereich (22.10.2013), (SIEMENS-Wechselrichter mit $\cos\phi(U)$ -Charakteristik)

Während die Schaltvorgänge nahezu ohne Zeitverzug stattfinden, erreicht die $Q(U)$ -Regelung den statisch zu erreichenden Blindleistungswert der Kennlinie entsprechend verzögert, allerdings sichtbar schneller als bei der $\cos\phi(U)$ -Vorgabe. Durch die verzögerte Blindleistungsreaktion ergibt sich eine leichte Spannungsspitze, die mit zunehmendem Blindleistungseinsatz abgebaut wird. Der Maximalwert erreicht einen Wert, der sich auf Basis der vor dem Sprung eingesetzten Blindleistung ergibt. Nach Verstreichen von rund $3T$ (T = Zeitkonstante des PT1-Gliedes) erreicht die Blindleistung 95 % des stationären Endwerts gemäß Kennlinie. Für die Siemens-Wechselrichter (vgl. Abbildung 21) wurde ein $T = 10$ s parametrisiert. Durch die Blindleistungsänderung vor und nach Erreichen des Endwerts wird die Spannung von knapp 107 % auf knapp unter 106,5 % U_r reduziert. Es ergibt sich eine gewisse Abweichung zwischen den theoretischen $3T = 30$ s und den gemessenen 33 s. Durch die, aufgrund des ansteigenden Blindleistungsbezugs reduzierte Spannung, reduziert sich der zu erreichende Endwert für Q ebenfalls. Im Diagramm ist dieses leichte Absinken der Blindleistung am Ende des Zeitbereichs zu sehen. Ein Schwingen der Wechselrichter im Netz ist nicht erkennbar.

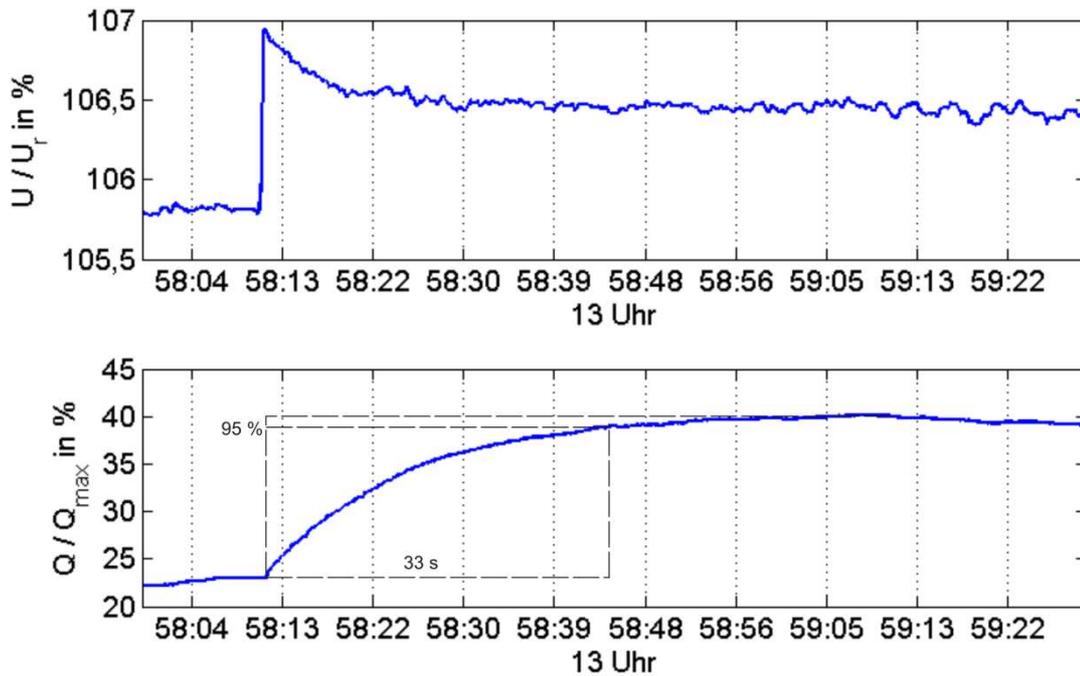


Abbildung 21: Ausschnitt mit Spannungssprung und Kennzeichnung der charakteristischen PT1-Verzögerung für das Gebäude M am 22.10.2013 (SIEMENS-Wechselrichter mit $\cos\phi(U)$ -Charakteristik)

Eine deutlich schnellere Antwort auf einen Spannungssprung zeigt Abbildung 22 für die mit $Q(U)$ -Kennlinie parametrierten SMA-Wechselrichter in Gebäude X. Hier wird der Maximalwert bereits nach rund 6 s erreicht. Durch das Absinken der Spannung aufgrund der Blindleistung kann dabei nicht vom Endwert gesprochen werden. Das Absinken des Blindleistungsbezugs im Nachgang ist auf eben diesen Effekt zurückzuführen.

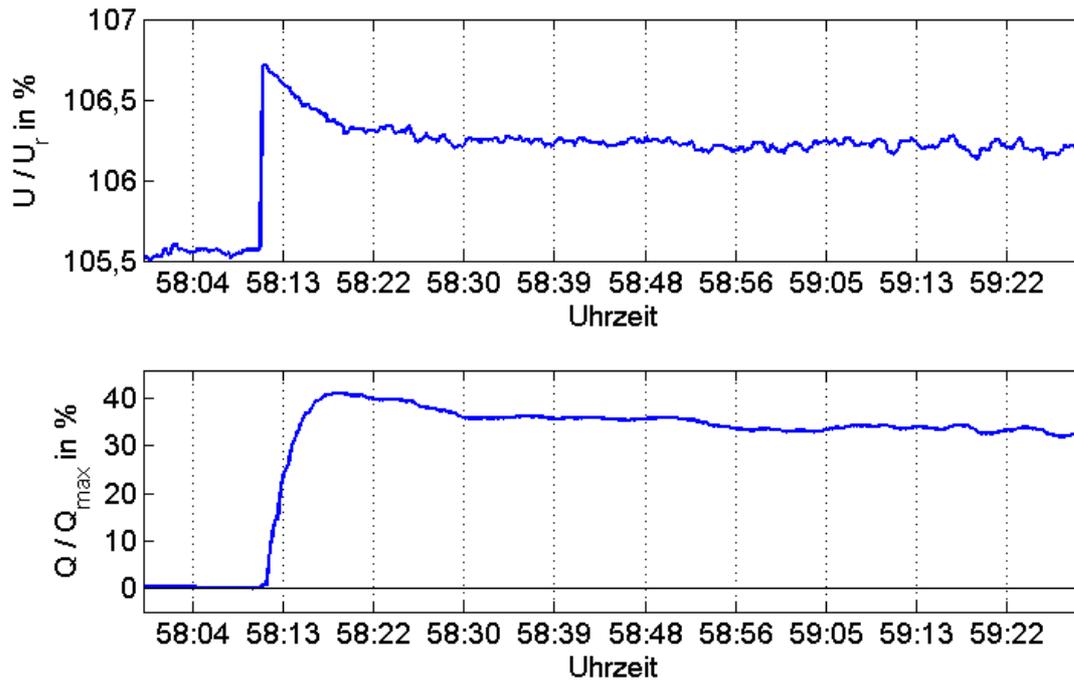


Abbildung 22: Reaktion der Wechselrichter an Gebäude X auf einen Spannungssprung am 22.10.2013 (SMA-Wechselrichter mit $Q(U)$ -Charakteristik)

Die zu einem späteren Zeitpunkt im Feldversuch verfügbare $Q(U)$ -Funktionalität der Siemens-Wechselrichter zeigt in Abbildung 23 die Blindleistungs-Reaktion auf einen Spannungssprung. Die Reaktionszeit ist gegenüber der $\cos\varphi(U)$ -Variante deutlich gesunken, die Blindleistung erreicht nach rund 10 s den stationären, stabilen Endwert.

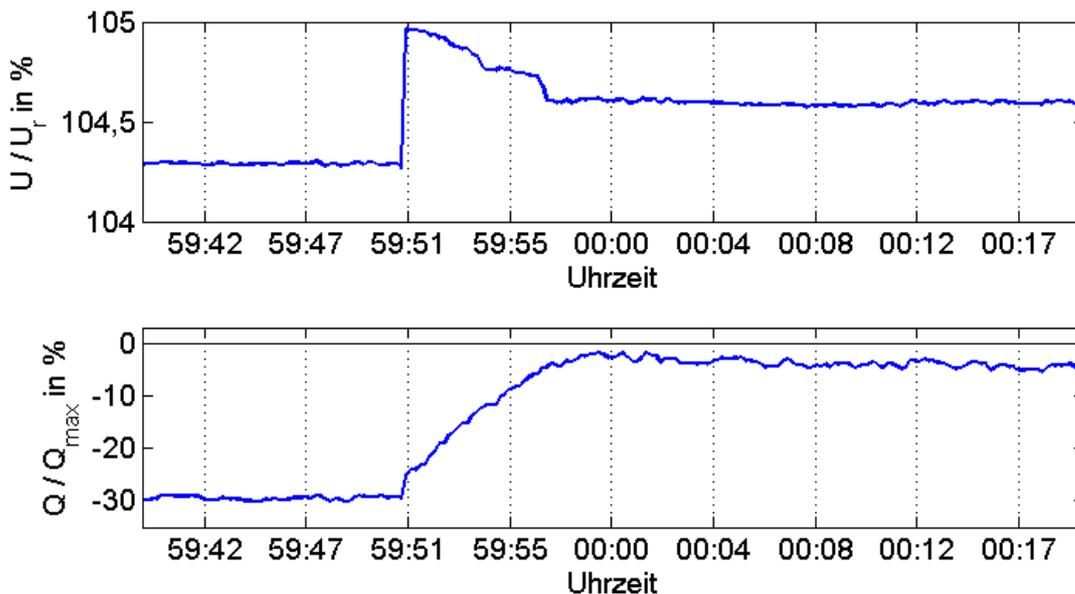


Abbildung 23: Reaktion der Wechselrichter an Gebäude A auf einen Spannungssprung am 27.04.2014 um 13:00 Uhr (SIEMENS-Wechselrichter mit $Q(U)$ -Charakteristik)

6.2.2 Verhalten des Systems bei Spannungseinbrüchen durch Lastspitzen

Während die Spannungssprünge, die durch die Stufenstellung am Umspannwerkstransformator hervorgerufen wurde, im gesamten Niederspannungsnetz auftreten, werden in diesem Abschnitt Spannungseinbrüche durch hohe Lastspitzen betrachtet. Diese werden im jeweiligen Abgang der Last verursacht und fallen dort auch am stärksten aus. Die anderen Abgänge erfahren einen weitaus geringeren Einbruch, der auch an der Transformatorstation auftritt.

Die höchsten Spannungseinbrüche wurden durch das Zuschalten der Wärmepumpen am längsten Ausläufer in Gebäude A erzielt. Die Motoren mit einer Nennleistung von 30 kW ziehen beim Anlauf kurzzeitig einen Strom von bis zu rund 330 A je Phase und führen zu einem Spannungseinbruch am Verteiler des Gebäudes A von rund 33 V. Für den 29.10.2013 ist in Abbildung 24 im oberen Diagramm der Spannungsverlauf im Verteiler des Gebäudes A dargestellt. Deutlich sind die kurzzeitigen Spannungseinbrüche sichtbar. Im unteren Diagramm sind die Wirk- und Blindleistung der PV-Anlage dargestellt.

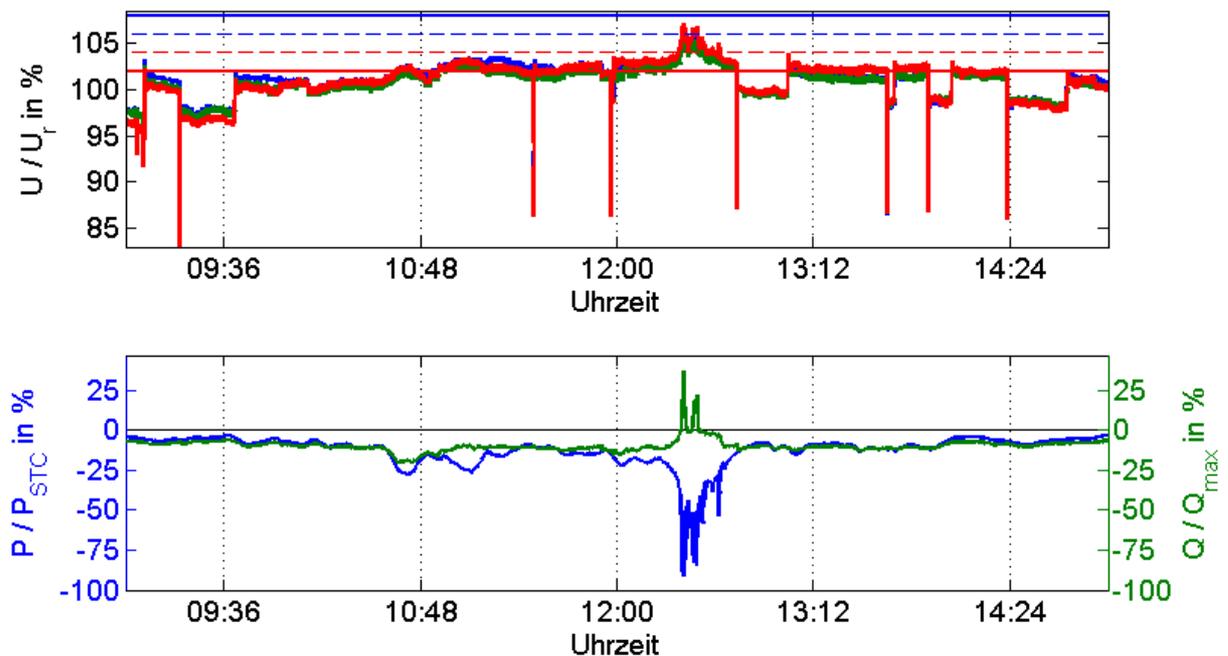


Abbildung 24: Spannungsverlauf im Verteiler des Gebäudes A sowie Wirk- und Blindleistung der PV-Anlage am 29.10.2013

Aufgrund der geringen Einspeiseleistung befindet sich die Spannung auf einem relativ niedrigen Niveau. Die Wechselrichter liefern bereits vor dem Spannungseinbruch die maximal mögliche Blindleistung ($\cos\phi(U)$). Wird ein Anlaufvorgang höher aufgelöst dargestellt, ergeben sich die Verläufe aus Abbildung 25. Der Einbruch dauert 2 s an, bevor die Spannung auf einen gegenüber vor dem Sprung reduzierten Wert und nach einigen weiteren Sekunden komplett in den vorhergehenden Zustand zurückkehrt. Die Wirkleistung ist in diesem Zeitbereich nahezu konstant. Die Blindleistungslieferung hingegen bricht während dem Spannungseinbruch um rund 360 Var ein. Aufgrund der geringen Wirkleistung und damit des Teillastbetriebs der Wechselrichter kann dieses Absinken nicht durch eine Strombegrenzung erklärt werden. Vielmehr lässt sich das Verhalten durch den Blindleistungsanteil begründen,

der durch die internen Filter bereitgestellt werden. Da die von den Filtern bereitgestellte Blindleistung vom Quadrat der Spannung abhängen, sinkt mit der anliegenden Spannung auch die bereitgestellte Blindleistung. Der Anteil, der durch die Wechselrichtersteuerung zusätzlich geliefert wird, bleibt während dem Spannungseinbruch konstant.

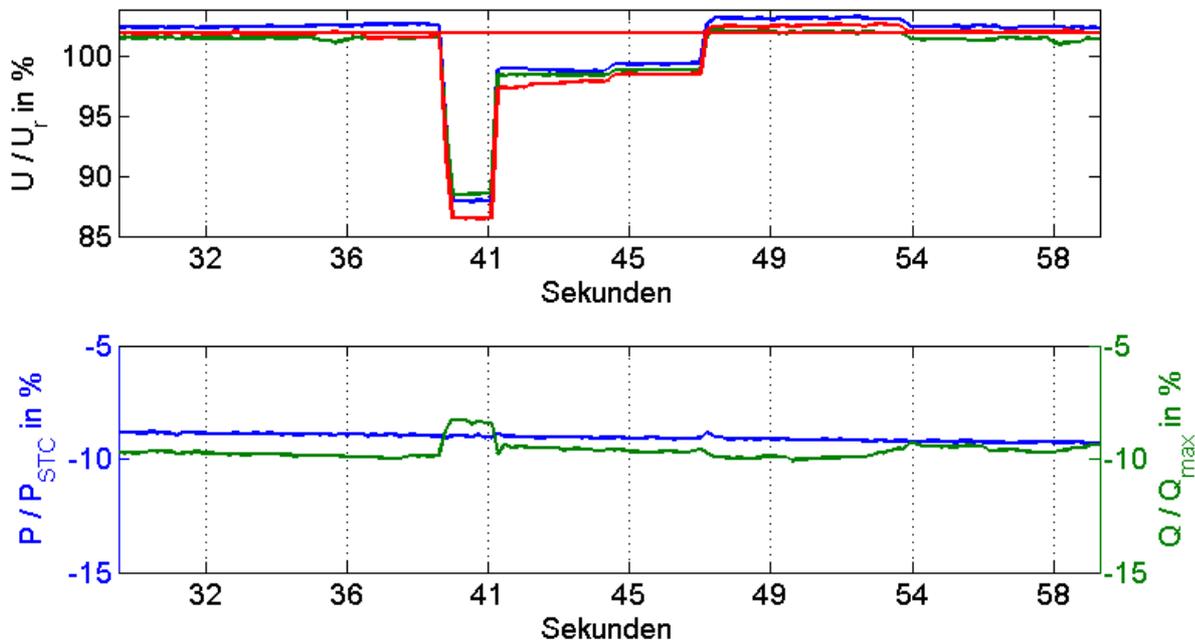


Abbildung 25: Höher aufgelöste Darstellung des Spannungseinbruchs durch den Motoranlauf der Wärmepumpe um 11:29 Uhr am 28.10.2013 und der Wirk-/Blindleistung der PV-Anlage in Gebäude A

Der Motoranlauf ist außer in Gebäude A noch in dem benachbarten Gebäude D sichtbar, hier ist ein ähnliches Verhalten der ebenfalls von Siemens vertriebenen Wechselrichter zu erkennen. Im Zuge der Leitung sind in Gebäude X Q(U)-fähige Wechselrichter angeschlossen, deren Verhalten in Abbildung 26 dargestellt ist. Entsprechend der Q(U)-Vorgabe liefern die Wechselrichter bei derart niedrigen Spannungen nahezu ihre maximale Blindleistung. Durch den Spannungseinbruch ist hier kurzzeitig ein leichter Wirkleistungsrückgang zu sehen, der ebenfalls die Blindleistung betrifft. Dieser wird aber im nächsten Zeitschritt bereits durch die Regelung korrigiert, durch die gesunkene Spannung wird die maximal mögliche Blindleistung eingespeist.

Durch die leicht unterschiedlichen Leiter-Erd(LE)-Spannungen wird ersichtlich, dass SMA-Wechselrichter (wie auch in [Ess-12] festgestellt), nicht auf den minimalen Wert (bei Blindleistungslieferung) der drei LE-Spannungen regeln, sondern auf den Mittelwert. Zu erkennen ist dies durch die Steigerung der Q-Lieferung vor und nach dem Spannungseinbruch, nachdem die Spannung (der Mittelwert) von $> 102\%$ auf $< 102\%$ wechselt.

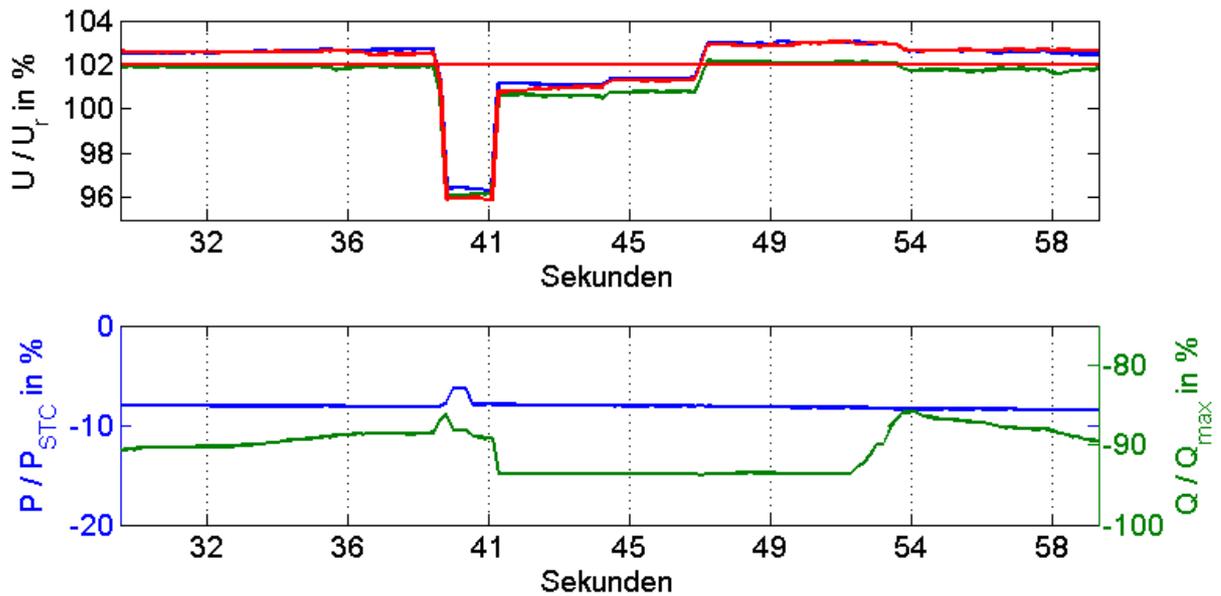


Abbildung 26: Spannungseinbruch und Reaktion der SMA-Wechselrichter im Gebäude X

Der Anlaufvorgang ist bedingt durch den hohen Anlaufstrom in der Ortsnetzstation mit einem Spannungseinbruch von 2 % U_r noch deutlich bemerkbar (siehe Abbildung 27).

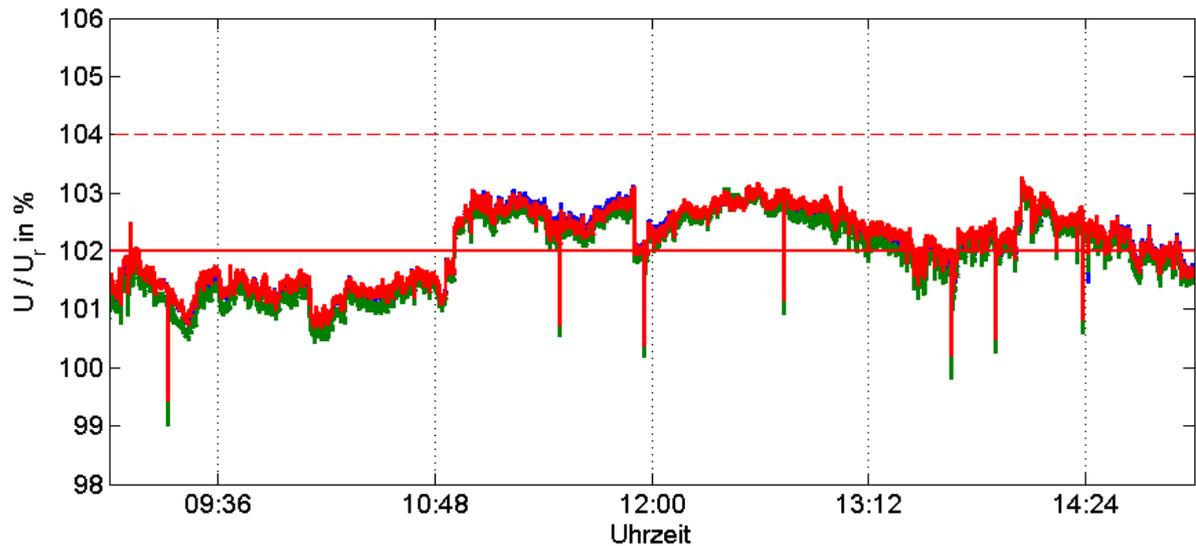


Abbildung 27: Spannungsverlauf an der Trafostation mit den sichtbaren Spannungseinbrüchen durch den Motoranlauf der Wärmepumpen

Die PV-Anlagen an den restlichen Abgängen erfahren den Spannungssprung der Ortsnetzstation. Aufgrund der geringen Spannungen ist dort aber keine Änderung im Blindleistungsverhalten zu erkennen, da sich diese bereits im Bereich der maximalen Blindleistungslieferung befinden.

6.3 Überprüfung der Kennlinienvorgaben

In diesem Abschnitt wird die Einhaltung der Kennlinienvorgaben untersucht. Dazu werden die aufgezeichneten Blindleistungswerte bzw. der sich in Kombination mit der Wirkleistungs-

einspeisung ergebende Verschiebungsfaktor $\cos\phi$ in Abhängigkeit der zeitgleich an den Klemmen anliegenden Spannungswerte dargestellt. In Abbildung 28 sind die Messwerte für die Fronius-Wechselrichter links und jene von SMA im rechten Diagramm dargestellt.

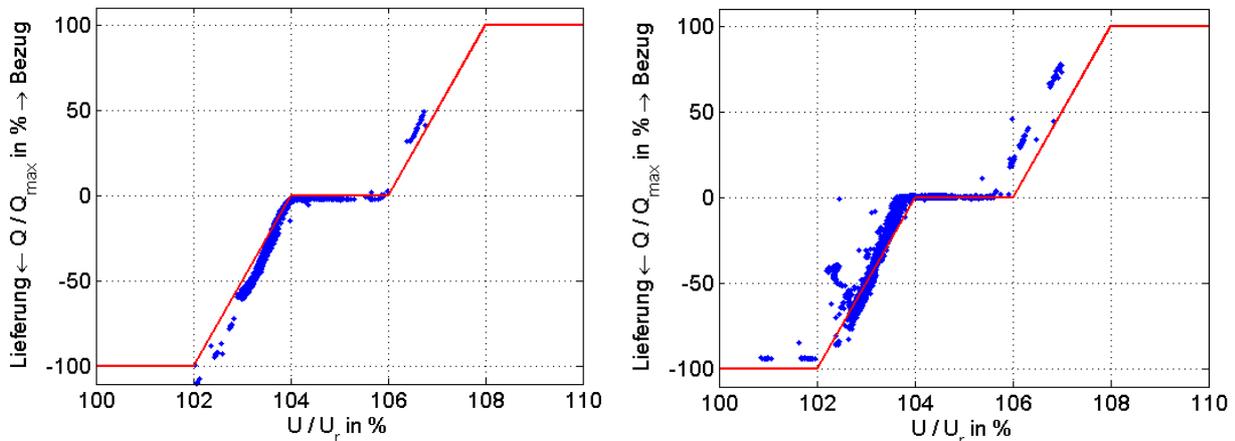


Abbildung 28: Prüfung der Q(U)-Kennlinienvorgabe der Fronius- (links) und SMA-Wechselrichter (rechts)

Für die Auswertung wurde der Zeitbereich gewählt, in dem auf Basis der manuellen Stufenschaltungen ein möglichst großes Spannungsband abgefahren wird. Trotzdem ist ersichtlich, dass die Prüfung der Kennlinien aufgrund der Spannungen bis rund 107 % nicht komplett bis zum maximalen Blindleistungsbezug durchgeführt werden konnte. Die Wechselrichter folgen den in rot dargestellten Kennlinienvorgaben recht gut, ein leichter Offset ist für den Bezugsast der Kennlinie ersichtlich, der einerseits durch die Messtoleranz der Wechselrichter, andererseits durch die Zuleitungen zwischen Messstelle und Wechselrichter entstehen kann.

Abbildung 29 zeigt die $\cos\phi(U)$ -Kennlinienvorgabe (rot) der Siemens-Wechselrichter am Beispiel des Gebäudes M sowie die gemessenen Spannungs- $\cos\phi$ -Paare.

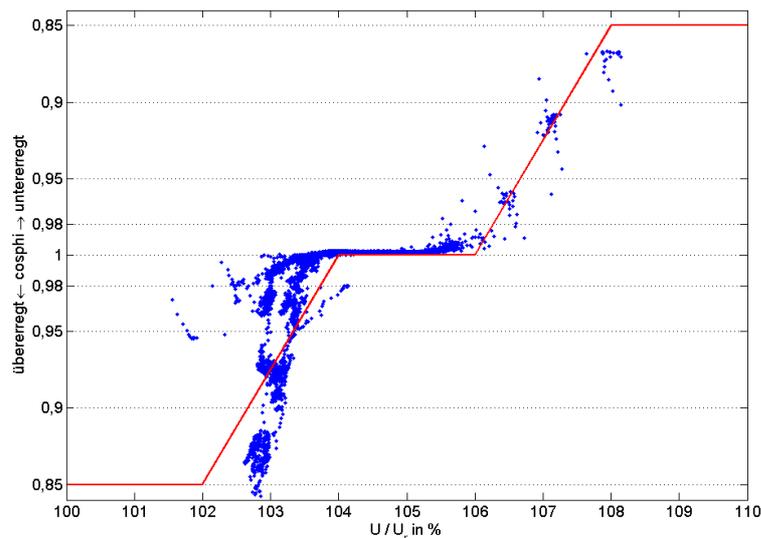


Abbildung 29: Prüfung der $\cos\phi(U)$ -Kennlinienvorgabe der Siemens-Wechselrichter am Beispiel des Gebäudes M

Die Kennlinie wird einigermaßen vom Wechselrichter nachgefahren, zeigt aber deutlich stärkere Ausreißer, als jene bei den Q(U)-Kennlinien. Dies ergibt sich durch die langsamere

Antwortzeit des PT1-Gliedes der Regelung im Vergleich zur deutlich schnelleren Reaktion der SMA- und Fronius-Wechselrichter (vgl. Kapitel 6.2). Beim Bezugsast ist dies recht gut ersichtlich: Ausgehend von einem stationären Punkt auf der Kennlinie erfolgt ein Spannungssprung. Durch die Verzögerung des PT1-Gliedes bezieht der Wechselrichter direkt nach dem Sprung noch gleich viel Blindleistung wie kurz vor dem Sprung, springt somit bei gleichbleibendem $\cos\varphi$ (Ordinate) auf der Abszisse nach rechts und befindet sich in diesem Arbeitspunkt unterhalb der Kennlinie. Durch das verzögerte Ansteigen des Blindleistungsbezugs arbeitet sich der Wechselrichter an die Kennlinienvorgabe heran.

Die stärkeren Abweichungen zwischen 102 – 103 % U_r ergeben sich durch Zeitpunkte sehr geringer Einspeiseleistung und somit starkem Teillastbetrieb, in dem die $\cos\varphi$ -Vorgaben nicht eingehalten werden können. Während die Steigung der Kennlinie im Bezugsfall relativ gut eingehalten wird, scheint der Kennlinienast des übererregten Betriebs bei niedrigerer Spannung einzusetzen, dann aber einer steileren Charakteristik zu folgen.

Für den Zeitraum nach dem Firmware-Update der Siemens-Wechselrichter zeigt Abbildung 30 den Vergleich der Q-U-Paare (blau) und der vorgegebenen Kennlinie (rot). Durch die im April auftretenden, hohen Einspeiseleistungen der PV-Anlagen werden Spannungen im Bereich von 101 – 106,5 % U_r erreicht. Es können dadurch alle Kennlinienäste angefahren werden. Ähnlich den SMA-Wechselrichtern wird Q_{\max} nicht ganz erreicht, die Kennlinie wird aber ansonsten sehr gut eingehalten.

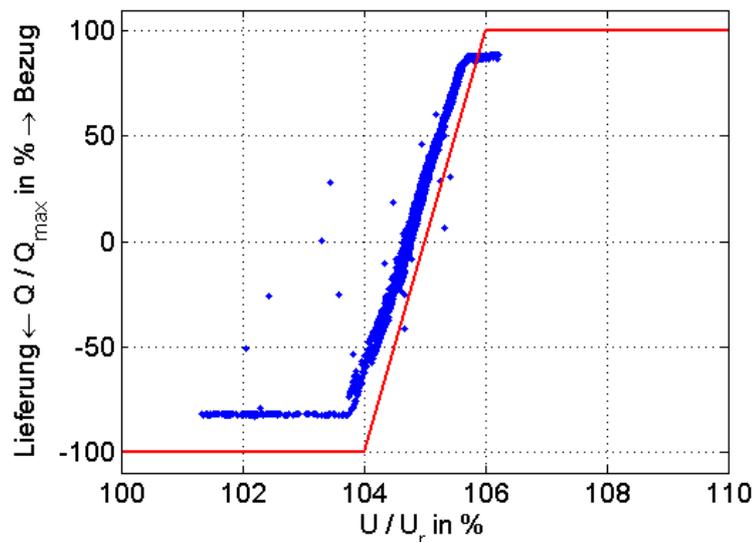


Abbildung 30: Prüfung der Q(U)-Kennlinienvorgabe der Siemens-Wechselrichter am Beispiel des Gebäudes A

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Wechselrichter ihre Q(U)- bzw. $\cos\varphi$ (U)-Vorgaben einhalten.

6.4 Blindleistungshaushalt an der Transformatorstation

Neben der reinen Funktion, die Spannung an Hausanschlüssen innerhalb der Grenzwerte zu halten, bietet eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung den weiteren Vorteil, dass mittels der Stellung des Stufenstellers am Umspannwerkstransformator in Grenzen (Einhaltung der Spannungsrandwerte im Netz) die Blindleistungsflüsse im Netz gesteuert werden

können. Dabei muss allerdings gewährleistet sein, dass es weder zu Abschaltungen von Wechselrichtern aufgrund von Unterspannung noch von Überspannungen kommt.

Der Einfluss der sekundärseitigen Ausgangsspannung des Umspannwerktransformators auf den Blindleistungsfluss in die überlagerte Hochspannungsebene wurde im Rahmen des Feldversuchs untersucht.

In Abbildung 31 sind der Spannungs- sowie der Wirk- und Blindleistungsverlauf der Ortsnetzstation für den 22.10.2013 im Zeitbereich der Stufenstellerschaltungen abgebildet. Deutlich wird die Abhängigkeit des Blindleistungsflusses von der Spannung sichtbar. Im Normalzustand ist ein leichter Bezug aus der Mittelspannung zu sehen, der sich durch Absenken der Spannung in eine Lieferung ändert. Bei Anheben der Spannung kann dann wiederum ein stärkerer Bezug erzwungen werden. Durch die Stufe des Stufenstellers am UW kann somit indirekt in den Blindleistungsfluss eingegriffen werden. Durch die verteilte Anordnung der PV-Anlagen im Niederspannungsnetz liegen an den einzelnen Verknüpfungspunkten unterschiedlich hohe Spannungen an. Das in den Kennlinien vorgegebene Totband zwischen $104 - 106 \% U_r$ ist dadurch im Blindleistungsverlauf nicht auszumachen.

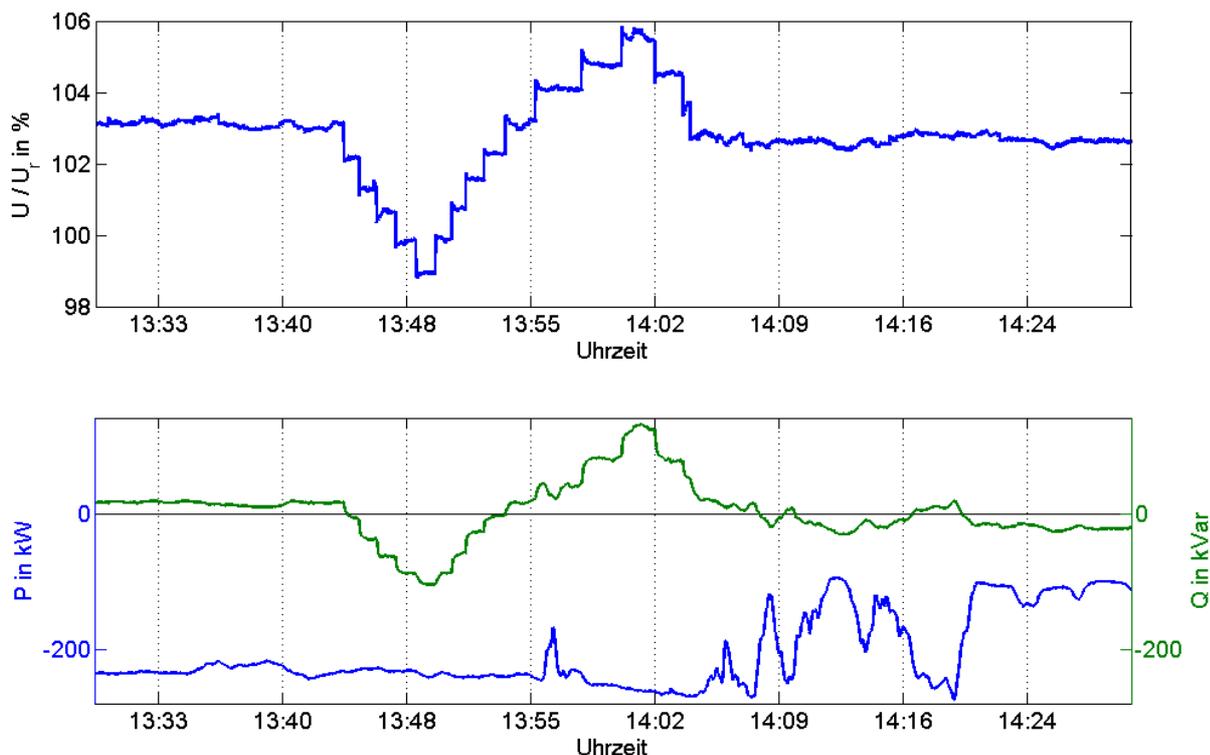


Abbildung 31: Spannungs- und Wirk-/Blindleistungsverlauf an der Ortsnetzstation (20/0,4 kV) für den 22.10.2013

Werden die Blindleistungsmesswerte der jeweiligen Spannung an der niederspannungsseitigen Sammelschiene der Ortsnetzstation gegenübergestellt, ergibt sich das Diagramm aus Abbildung 32.

Zusätzlich zu den als blaue Punkte dargestellten Messwerten ist in rot eine Trendgerade abgebildet, die grob die Abhängigkeit zwischen Blindleistung und Spannung darstellt. Durch die $\cos\phi(U)$ -Vorgaben der Siemens-Wechselrichter ist die Kennlinie aber nicht für jeden Tag gültig, da über die $\cos\phi$ -Vorgabe die Wirkleistungseinspeisung ebenfalls Einfluss auf die

Blindleistungsbilanz nimmt. Bei reiner $Q(U)$ -Vorgabe fällt die direkte Abhängigkeit weg, bleibt aber indirekt über die einspeisebedingte Spannungsanhebung entlang der Leitung bestehen. Der Blindleistungsfluss am Transformator durch PV-Anlagen wird somit durch die Kennlinienparametrierung der Blindleistungsregelung, die Stufenstellung am UW-Transformator und die eingespeiste PV-Leistung im Netz beeinflusst.

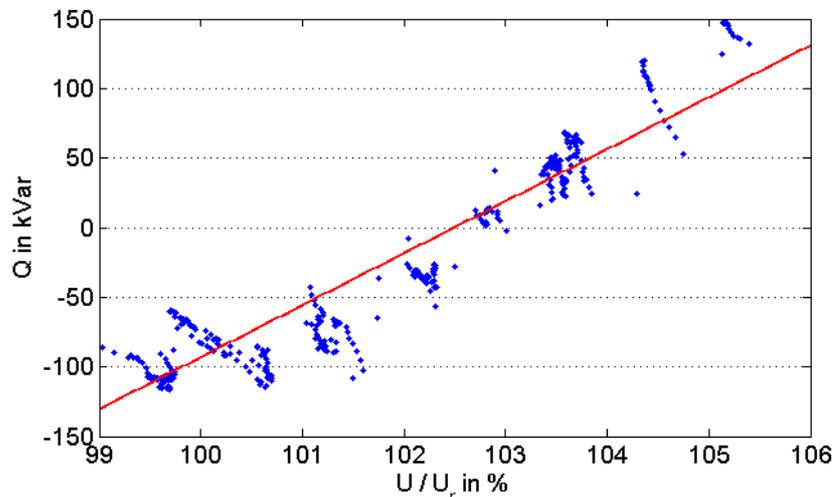


Abbildung 32: Blindleistungsfluss in Abhängigkeit der Spannung an der Ortsnetzstation dargestellt

In dieser Teiluntersuchung ist lediglich die Reaktion eines einzelnen Niederspannungsnetzes betrachtet. Während im Feldversuch extreme Kennlinien parametrieren wurden und damit eine recht hohe Abhängigkeit des Blindleistungsflusses von der Spannung ergibt, summieren sich am Umspannwerk bei flächendeckendem Einsatz der Regelung die Werte aller unterlagerten Ortsnetze. Eine $Q(U)$ -Kennlinie zum gezielten Beeinflussen der Blindleistung auf Basis der Stufenstellung ist für jedes Mittelspannungsnetz unterschiedlich und abhängig von der kumulierten Modulleistung und deren Verteilung im Netz sowie vom Schaltzustand.

6.5 Auswertung der Daten des Dämpfungsmonitors

Im folgenden Abschnitt werden die Daten des Dämpfungsmessgeräts ausgewertet. Diese sollen Aufschluss liefern, ob es im Netz zu niederfrequenten Schwingungen kommt und ob diese durch den Einsatz der $Q(U)$ - bzw. $\cos\phi(U)$ -Regelung hervorgerufen bzw. verstärkt werden.

Das Messgerät zeichnet das Auftreten niederfrequenter Schwingungen auf, wobei der Zeitpunkt, die Dauer, die Frequenz, die Amplitude und die Dämpfung gemessen werden. Die Werte können grafisch mit der Software GDAView der Firma A. Eberle GmbH angezeigt und ausgewertet werden. Die DABox ist nahezu während des gesamten Messzeitraums in Gebäude A positioniert.

Im Folgenden werden für verschiedene Kennlinienparametersätze jeweils getrennt nach Tagen mit schönem, wechselhaftem und schlechtem Wetter sowie für die Tage mit zugeschalteten Lasten die Auswertungen der Messdaten vorgestellt und diskutiert.

Da die DABox nicht von Anfang an Messdaten aufgezeichnet hat, wird als Referenzfall die Auswertung der Daten mit der „flachsten“ Kennlinie (100 - 109 % U_r) herangezogen und die steilste Kennlinie damit verglichen.

6.5.1 Tagesanalysen bei flacher Kennlinie

Im Zeitbereich zwischen dem 11.09. und dem 01.10.2013 waren die Wechselrichter mit der Kennlinie parametrierung, die bis 100 % U_r zu reiner Wirkleistungseinspeisung führt und bis 109 % linear zum maximalen Wert des Blindleistungsbezugs ansteigt. Um Einflüsse unterschiedlicher Wetter- und somit Einspeisesituationen ermitteln zu können, werden im ersten Schritt drei Tage betrachtet (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Betrachtete Referenztage mit unterschiedlichen Einspeisesituationen bei flacher Blindleistungskennlinie

Datum	21.09.	23.09.	29.09.
Wetter	Wechselhaft	Schön	Schlecht

Abbildung 33 zeigt die normierte Wirkleistungseinspeisung für die untersuchten Tage am Beispiel des Gebäude A.

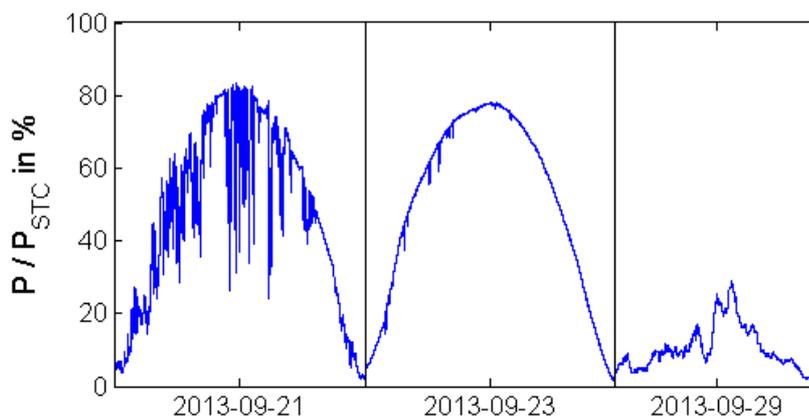


Abbildung 33: Wirkleistungsverläufe der PV-Anlage an Gebäude A für die betrachteten Tage mit flacher Kennlinienparametrierung

6.5.1.1 Schönwettertag: 23.09.2013

Um die wichtigsten Informationen der aufgezeichneten Schwingungsereignisse aufbereiten zu können, sind mehrere Darstellungen nötig. In Abbildung 34 ist für den Schönwettertag 23.09. die Amplitude der Schwingungsereignisse in Abhängigkeit der Zeit dargestellt. Dabei wird die Amplitude der Schwingung auf die Grundschiwingung bezogen. Werte bis zu 0,1 % haben sich aus Erfahrungen der Firma A. Eberle GmbH als unkritisch erwiesen. Schwingungen höherer Pegel sind hingegen kritisch zu beobachten. Ab ca. 7:30 Uhr bis rund 9:00 Uhr ist eine deutliche Häufung an Ereignissen mit im Vergleich erhöhten Amplituden sichtbar, ebenso für die Zeit zwischen 17:30 Uhr und 19:00 Uhr. Die Werte liegen mit max. 0,05 % recht niedrig. Die beiden Bereiche heben sich jedoch deutlich vom Uhrzeit-unabhängigen Band mit Ereignissen sehr geringer Amplitude ab. Wird die Frequenz des jeweiligen Ereignisses in Abhängigkeit der Zeit aufgezeichnet, ergibt sich das Diagramm in Abbildung 35. Hierbei ist zu erkennen, dass die Tageszeit-unabhängigen Ereignisse sehr geringe Frequenzen aufweisen und damit den Frequenzschwingungen im Übertragungsnetz zugeordnet werden können. Ereignisse mit 10 Hz sind nachts, aber auch tagsüber vorhanden, es kann aber keine Regelmäßigkeit festgestellt werden. Unterhalb 10 Hz sind vereinzelt Ereignisse vorhanden. Zu den Zeitbereichen mit hohen Amplituden aus Abbildung 34 sind deutlich Schwingungen der Frequenz von 25 Hz zuzuordnen sowie Ereignisse zwischen 3 und 18 Hz.

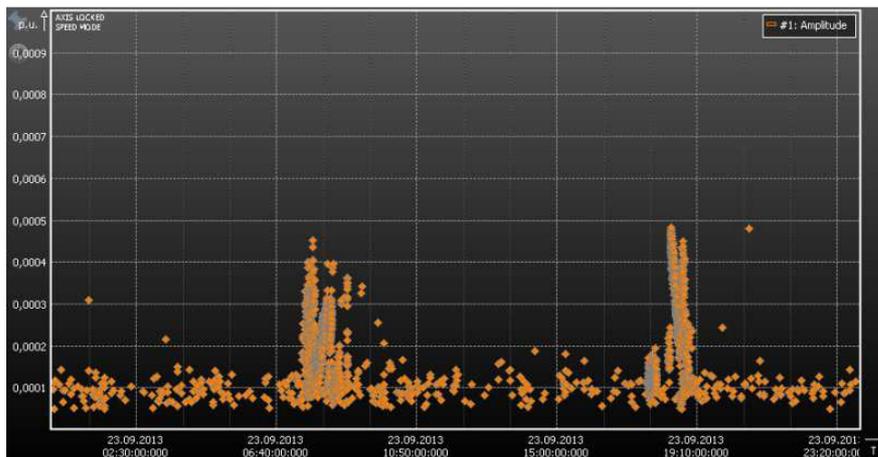


Abbildung 34: Amplitude der Schwingungsereignisse über der Zeit aufgetragen für den 23.09.

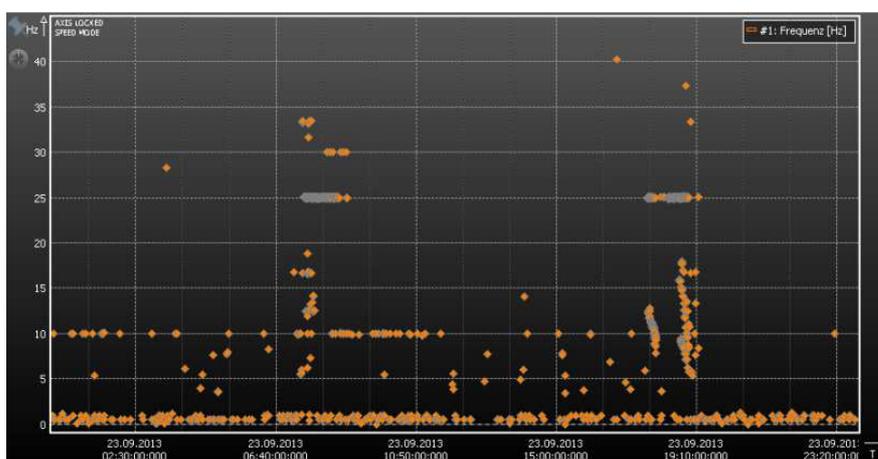


Abbildung 35: Frequenz der Schwingungsereignisse über der Zeit aufgetragen für den 23.09.

Wird die Amplitude der Schwingungen in Abhängigkeit der Frequenz dargestellt, ergibt sich das Diagramm in Abbildung 36. Daraus lässt sich ablesen, welche Frequenz in welcher Stärke auftritt. So bildet die Klasse der 25 Hz-Schwingungen ein sehr definiertes Band mit den an diesem Tag höchsten Amplituden. Ebenfalls hohe Amplituden liefern Schwingungen der Frequenz von rund 9 Hz, hier allerdings mit einer leichten Frequenzstreuung. Zudem nennenswert sind die Ereignisse mit 30 und rund 33 Hz, die am frühen Vormittag zeitgleich mit den Schwingungen von 25 Hz auftreten. Die Ereignisse zwischen 3 und 18 Hz liegen bei relativ geringen Amplituden und streuen sehr, es sind keine einzeln ausgeprägte Frequenzen auszumachen.

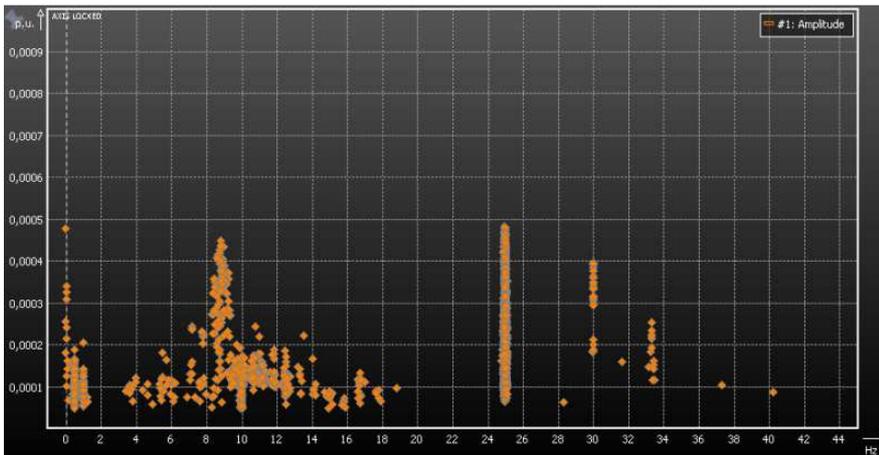


Abbildung 36: Amplitude der Schwingungsereignisse über der Frequenz aufgetragen für den 23.09.

6.5.1.2 Schlechtwettertag 29.09.2013

Bei gleicher Parametrierung der Kennlinien in den Wechselrichtern wird im Vergleich ein Schlechtwettertag mit sehr geringen Einspeiseleistungen analysiert. Abbildung 37 bis Abbildung 39 zeigen die Amplitude der Schwingungsereignisse, deren Frequenz und das zeitliche Auftreten. Die Häufigkeit der Ereignisse ist gegenüber dem Schönwettertag deutlich angehoben. Es besteht eine deutliche Korrelation zwischen geringer Einspeiseleistung und dem Auftreten von Schwingungen. Während diese am Tag mit schönem Wetter nur bei niedrigem Sonnenstand morgens und abends auftritt, treten die Schwingungen am Tag mit schlechtem Wetter bis auf einen kurzen Bereich mit Werten von $P > 20\% P_{STC}$ dauerhaft auf.

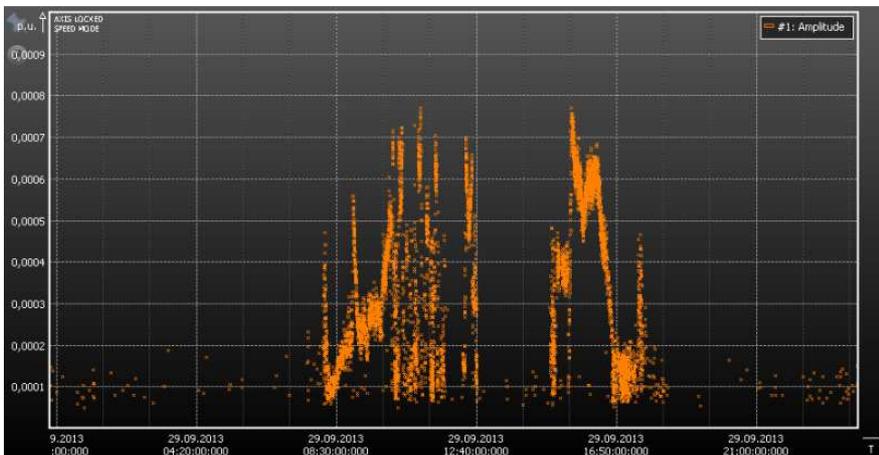


Abbildung 37: Amplitude der Schwingungsereignisse über der Zeit aufgetragen für den 29.09.

Es liegt daher die Vermutung nahe, dass die Wechselrichter im starken Teillastbetrieb (< 20 %) Schwingungen der Frequenzen 25 und 30 Hz im Netz hervorrufen können.

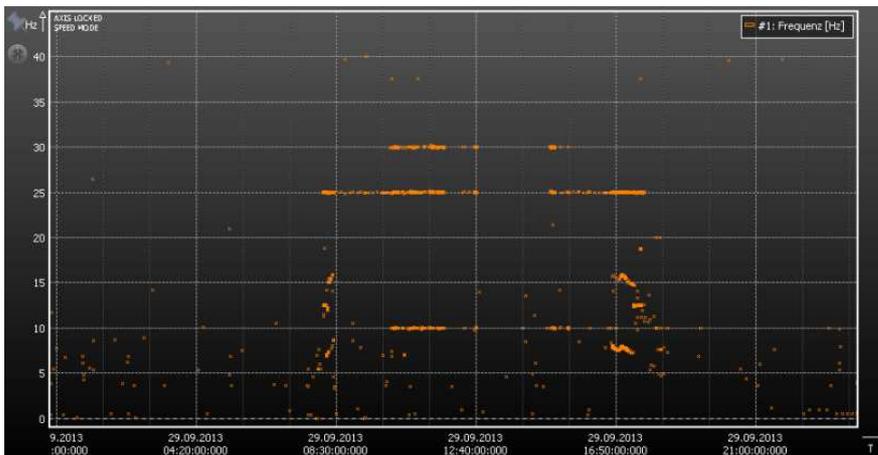


Abbildung 38: Frequenz der Schwingungsereignisse über der Zeit aufgetragen für den 29.09.

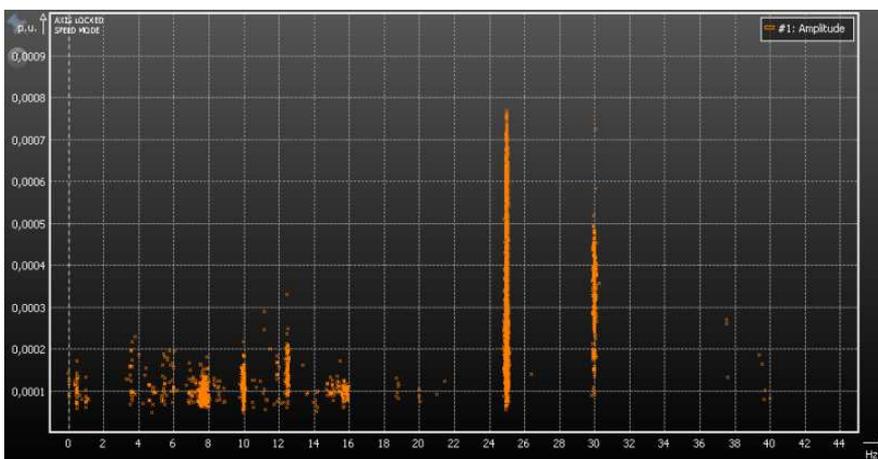


Abbildung 39: Amplitude der Schwingungsereignisse über der Frequenz aufgetragen für den 29.09.

Die Amplitude der beiden Schwingungsfrequenzen liegt etwas höher, aber immer noch bei unkritischen Werten. Die Ereignisse der Frequenzen zwischen 3 und 16 Hz sind an diesem Tag deutlich definierter, speziell Schwingungen der Frequenz 10 und 12,5 Hz zeichnen sich ab, bei allerdings relativ geringer Amplitude.

6.5.1.3 Wechselhafter Tag 21.09.2013

Der Einspeiseverlauf aus Abbildung 33 zeigt den 21.09.2013 als einen relativ schönen Tag mit einigen Wolken, die Einspeiseschwankungen im oberen Leistungsbereich verursachen. Die Einspeiseleistung bleibt dabei bis auf die Morgen- und Abendstunden ständig oberhalb 25 % der installierten Modulleistung. Abbildung 40 stellt die am 21.09. aufgezeichneten Schwingungsereignisse mit den Größen Amplitude und Frequenz zur Zeit des Auftretens dar.

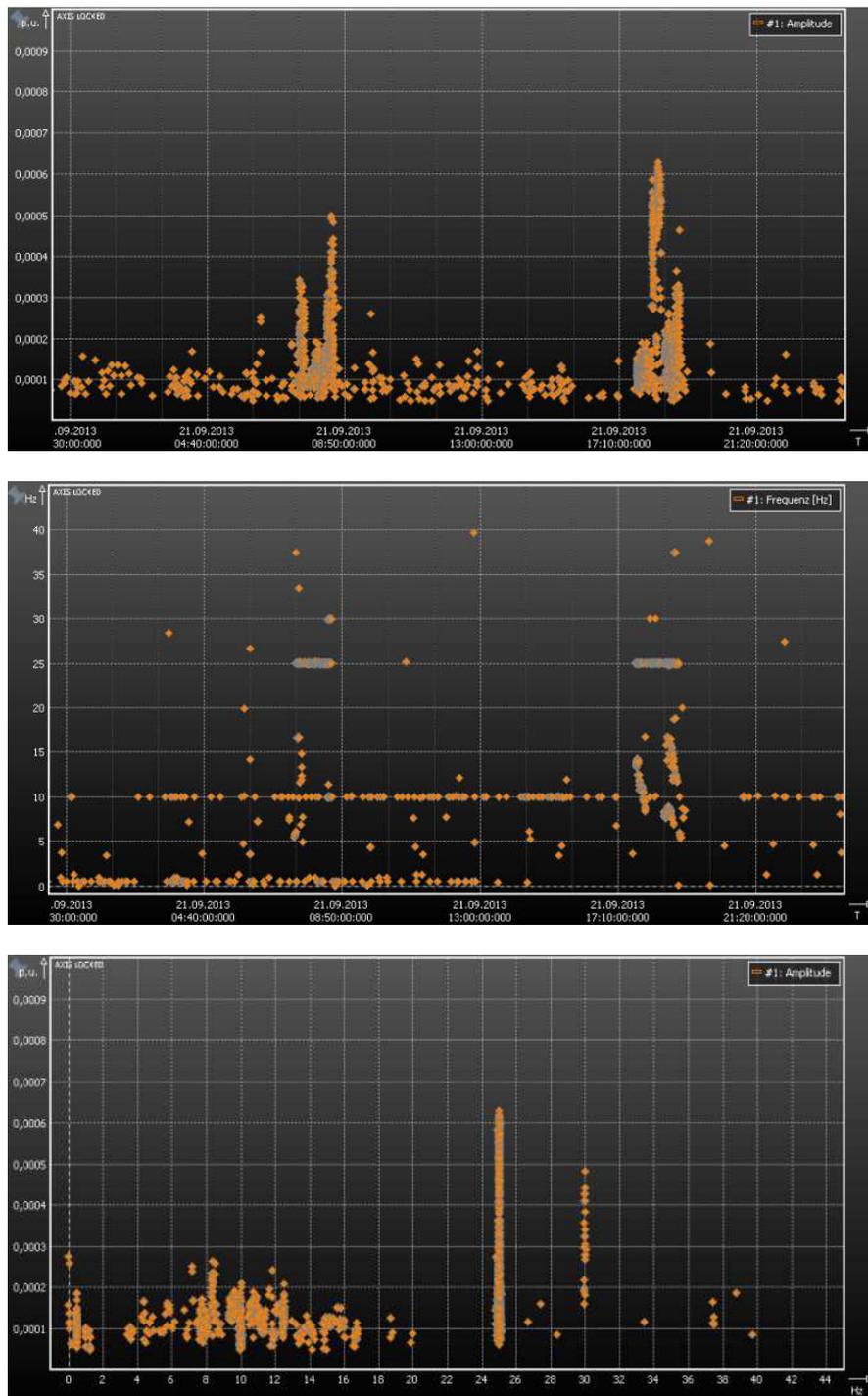


Abbildung 40: Schwingungs-Ereignisse am wechselhaften 21.09.

Die Ereignisse mit im Vergleich höheren Amplituden treten ähnlich wie beim Schönwettertag morgens und abends auf. Im Zeitbereich der starken Fluktuationen werden kaum Schwingungen außerhalb des Tageszeit-unabhängigen Bandes geringer Amplitude vom Messgerät registriert.

Deutlich erkennbar sind wiederum die 25 Hz-Schwingungen. Eine sichtbare Konstanz weisen auch Ereignisse von 10 Hz auf, die allerdings in der Amplitude sehr schwach ausgeprägt sind und auch nachts auftreten und somit nicht der Photovoltaik-Einspeisung zuzuschreiben sind.

Einen ähnlichen Einspeiseverlauf weist auch der 25.09. auf, an dem zusätzlich manuelle Schaltungen am Stufensteller des UW-Transformators durchgeführt wurden. Diese Anregung zeigt keine sichtbaren Auswirkungen auf das Auftreten der aufgezeichneten Schwingungsereignisse.

6.5.2 Tagesanalyse bei steiler Blindleistungskennlinie

In diesem Abschnitt werden Tage mit unterschiedlichen Wetterbedingungen untersucht, wobei die Wechselrichter mit der steilsten aller getesteten Kennlinien parametrisiert sind und somit am ehesten zu Schwingungen neigen. Es befinden sich außerdem noch keine weiteren Verbraucher im Netz, es handelt sich also um ein reines Einspeisernetz. Die aufgezeichneten Schwingungsereignisse werden mit den entsprechenden Tagen der flachen Kennlinie verglichen und mögliche Unterschiede identifiziert, die durch den erhöhten Blindleistungseinsatz hervorgerufen werden. Aus den verfügbaren Tagen werden hier nur die Tage aus Tabelle 4 vorgestellt. Die zugehörigen Einspeiseverläufe der PV-Anlage auf Gebäude A sind in Abbildung 41 dargestellt.

Tabelle 4: Betrachtete Tage mit unterschiedlichen Einspeisesituationen bei steiler Blindleistungskennlinie und reinem Einspeisernetz

Datum	17.10.	18.10.	20.10.
Wetter	Fluktuierend/Schön mit Stufensteller-Schaltungen	Relativ Schön	Wechselhaft

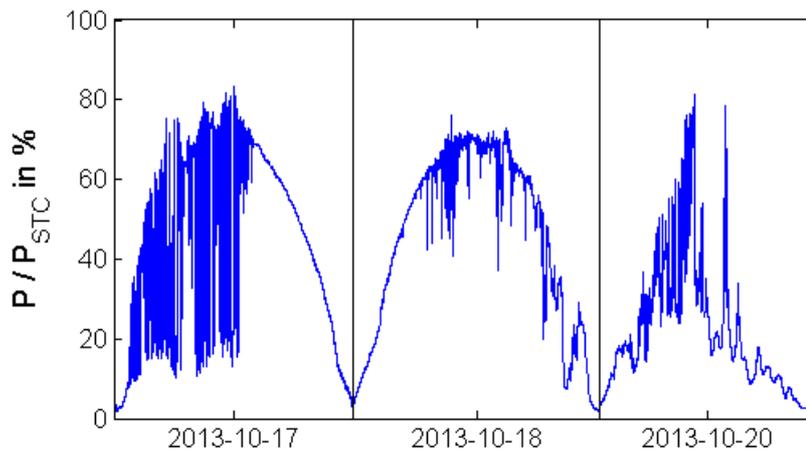


Abbildung 41: Wirkleistungsverläufe der PV-Anlage an Gebäude A für die betrachteten Tage mit steiler Kennlinienparametrierung

6.5.2.1 Schönwettertag 18.10.2013:

Am 18.10.2013 herrschte größtenteils schönes Wetter vor, entsprechend gibt es kaum Zeitpunkte mit Einspeiseleistungen < 20 % der Modulleistung. Die vom Messgerät aufgezeichneten Schwingungsereignisse sind in Abbildung 42 dargestellt. Es ergibt sich ein sehr ähnliches Bild zum Tag mit der flachen Kennlinie. Zu Zeiten hoher Einspeiseleistung, dadurch hohen Spannungen und entsprechendem Blindleistungsbezug sind keine nennenswerten zusätzlichen Schwingungsereignisse festzustellen. Einzig kommen Frequenzen von rund 33,5 Hz und 37,5 Hz dazu, allerdings mit geringen Amplituden. Die maximalen Amplituden aller Ereignisse reichen bis zu 0,06 %, wobei ebenfalls die 25 Hz-Schwingungen die größten

Auslenkungen aufweisen und zu Zeiten geringer Einspeiseleistung nach Sonnenaufgang und vor Sonnenuntergang auftreten.

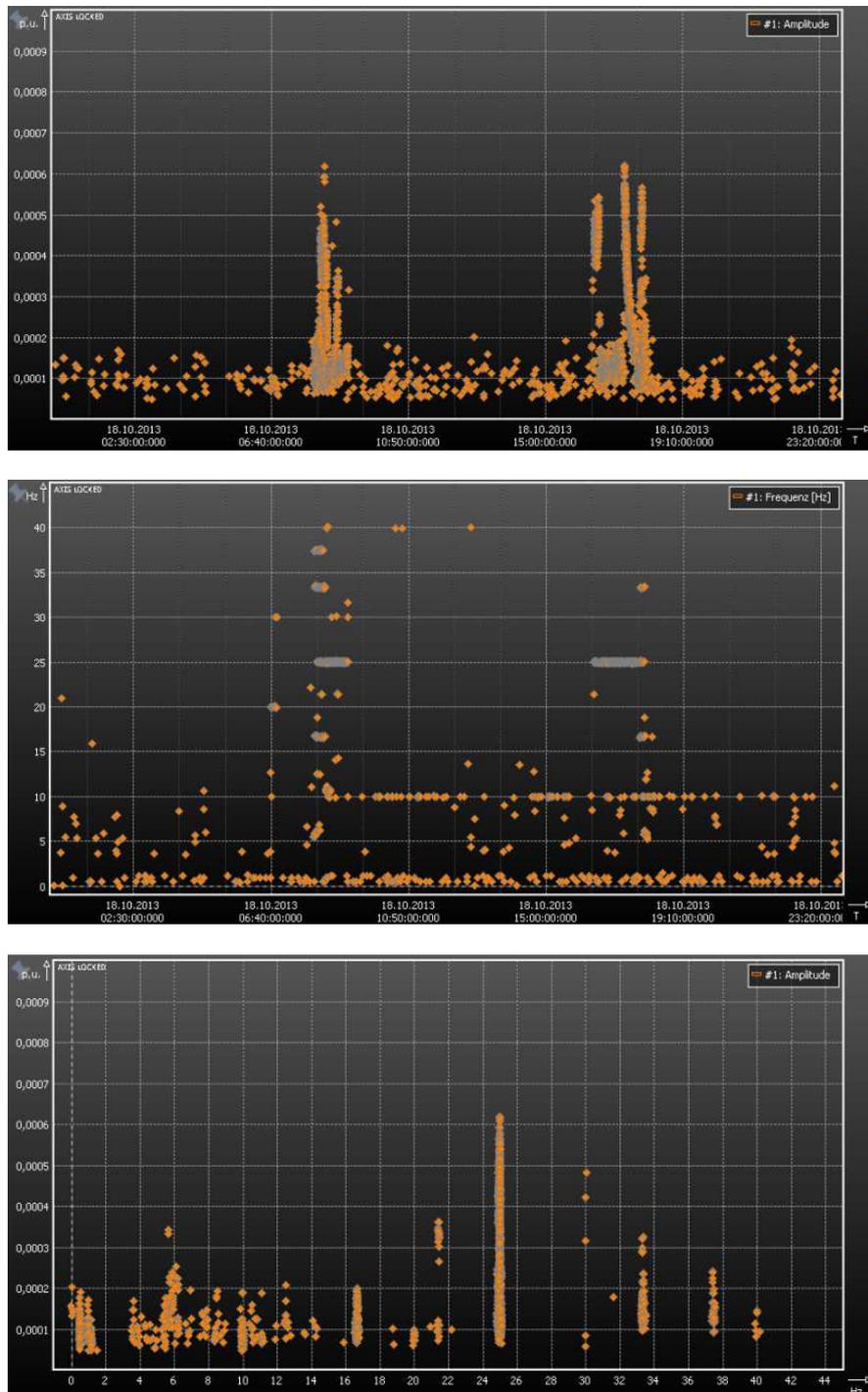


Abbildung 42: Schwingungs-Ereignisse am Schönwettertag 18.10. bei steilster Kennlinienparametrierung

6.5.2.2 Wechselhaft bis schlechter Tag 20.10.2013:

Für den vormittags recht wechselhaften und nachmittags bewölkten Tag 20.10.2013 sind in Abbildung 43 die Schwingungsereignisse grafisch dargestellt. Wie bereits für den schlechten Tag mit flacher Kennlinie, ist auch in diesem Fall das zeitliche Auftreten von Schwingungen

vergleichsweise hoher Amplituden zu Zeiten geringer Einspeiseleistung zu erkennen. Die Amplituden erreichen wiederum bei den 25 Hz-Schwingungen ihr Maximum von 0,07 %. Im Zeitbereich der starken Fluktuationen und damit erhöhtem Blindleistungseinsatz mit den stärksten Änderungen und der größten Anregung des Systems treten kaum Schwingungsereignisse auf.

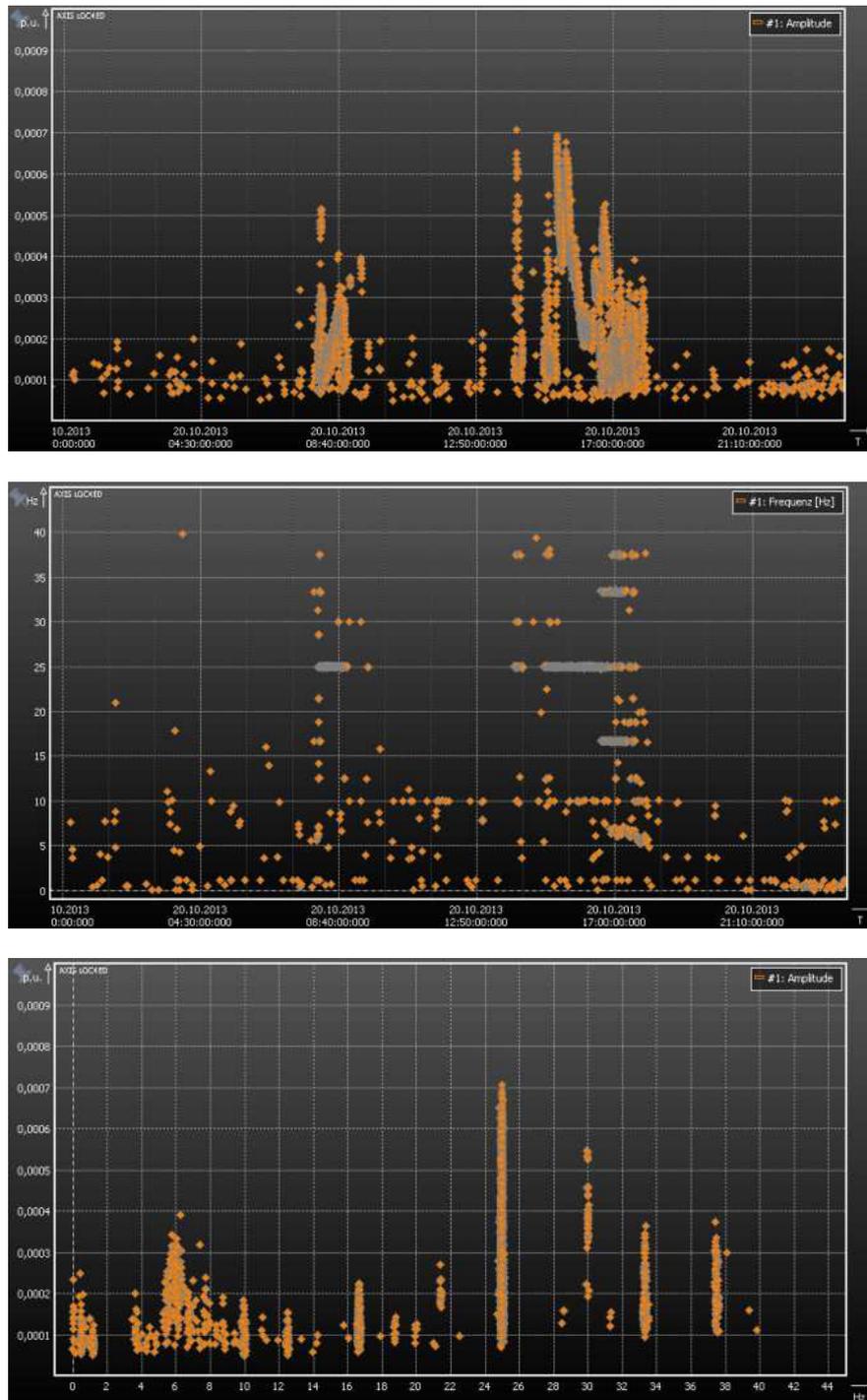


Abbildung 43: Schwingungs-Ereignisse am wechselhaft bis schlechten Tag 20.10. bei steilster Kennlinienparametrierung

6.5.2.3 Wechselhaft bis schöner Tag 17.10.2013 mit Stufenstellerschaltungen:

Nach einem sehr fluktuationsreichen Vormittag folgt ein Nachmittag mit klarem Himmel. Um 12:00 Uhr wurden mit dem Stufensteller im Umspannwerk manuell alle Positionen abgefahren. Abbildung 44 zeigt die Schwingungsereignisse für diesen Tag. Die Stufenschaltungen mittags sind nicht auszumachen, die Ereignisse beschränken sich wiederum auf den Bereich morgens und abends. Gegenüber den anderen Tagen haben sich die Amplituden der Schwingungen im Frequenzbereich zwischen 3 und 16 Hz erhöht, die Ereignisse in diesem Bereich weisen keine klar abgegrenzten Frequenzen auf, sondern streuen stark.

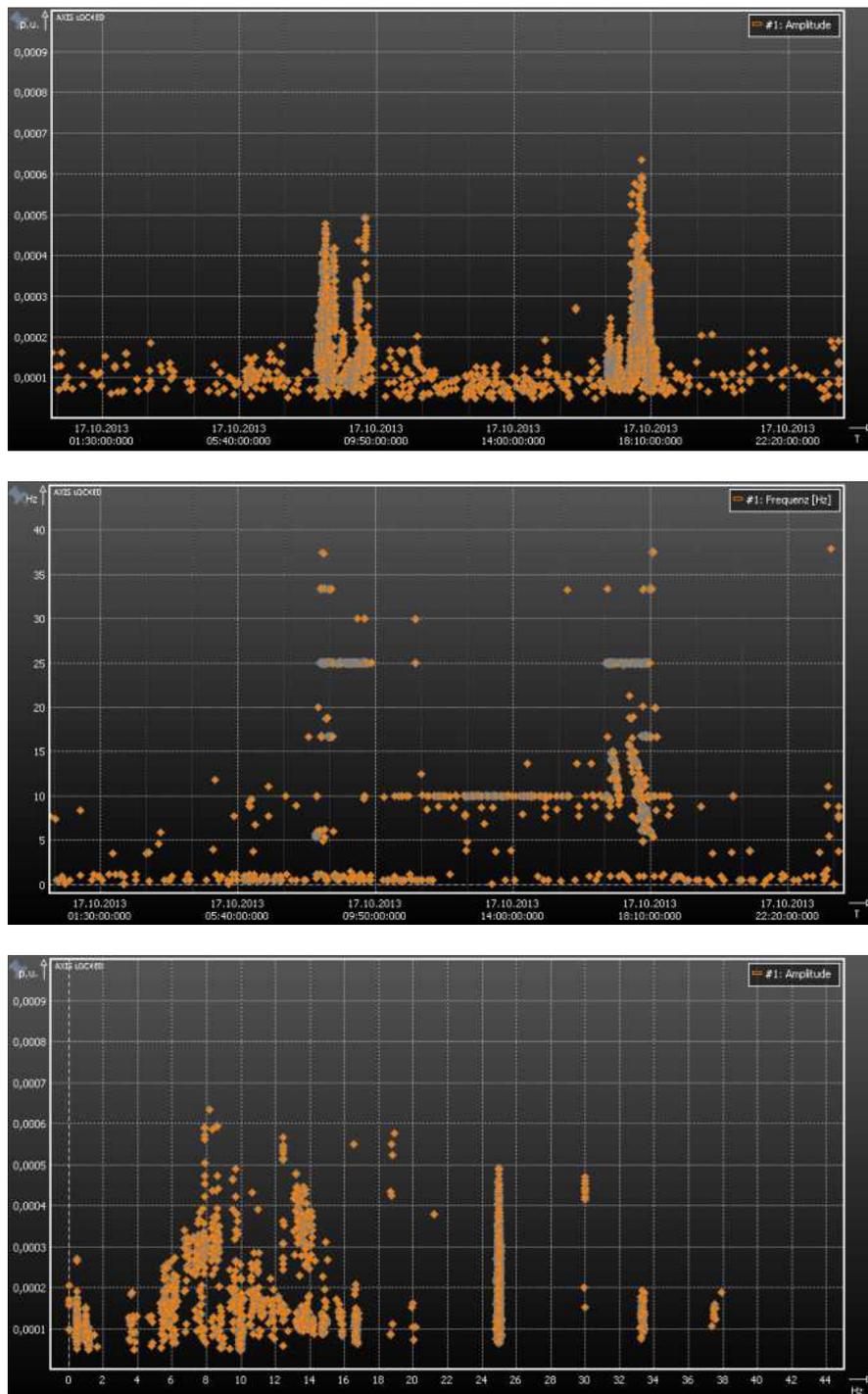


Abbildung 44: Schwingungs-Ereignisse am wechselhaft bis schönen Tag 17.10. bei steilster Kennlinienparametrierung und Stufenstellerschaltungen

6.5.3 Zuschalten von Verbrauchern im Bürogebäude C

Im nächsten Schritt wurden Verbraucher im Gebäude C in das bis dahin reine Einspeisenetz geschaltet. Das Gebäude besteht hauptsächlich aus Büros und weist entsprechendes Lastverhalten der dort üblichen Geräte auf. Im Folgenden werden die Ergebnisse der drei Tage aus Tabelle 5 vorgestellt.

Tabelle 5: Betrachtete Tage mit unterschiedlichen Einspeise- und Netzsituationen bei zugeschaltetem Verbrauch

Datum	23.10.	26.10.	28.10.
Wetter	Schlecht – Zuschaltung der Last	Schön	Relativ schön Wechsel der Kennlinie, Stufensteller

Die Wechselrichter sind in diesen Tagen mit der steilsten Kennlinie parametrisiert, die zwischen 104 – 106 % von maximaler Blindleistungslieferung zu maximalem Bezug wechselt.

6.5.3.1 23.10.2013:

An diesem Tag wurde gegen 10:00 Uhr die Last zugeschaltet, dies ist deutlich im zeitlichen Verlauf in Abbildung 45 der Schwingungsereignisse ersichtlich. Ab diesem Zeitpunkt treten periodisch Schwingungen mit 24 Hz und Amplituden bis zu 0,11 % auf. Diese treten auch nachts in einem Zyklus von rund 50 Minuten auf und sind dadurch nicht von der PV-Einspeisung abhängig.

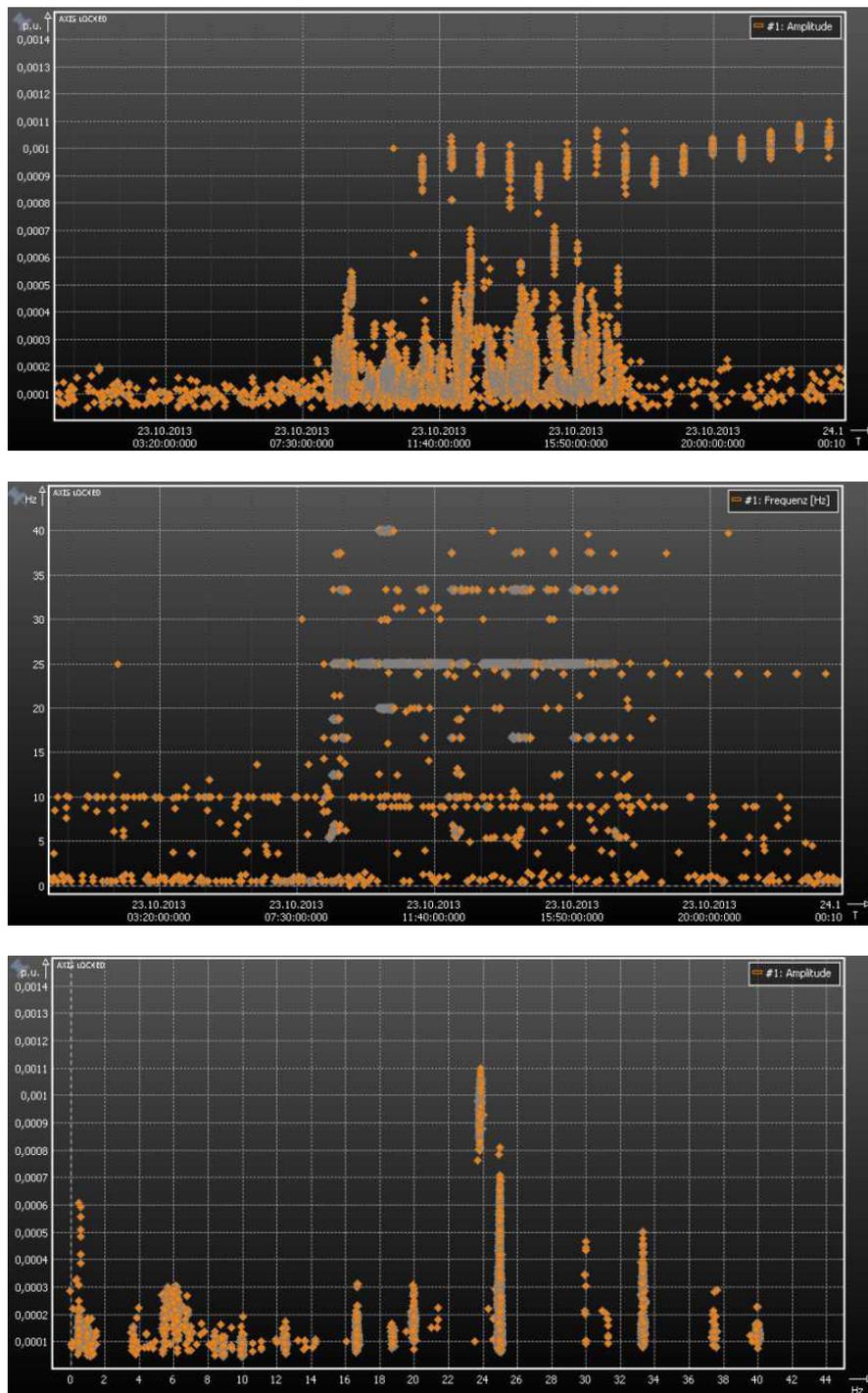


Abbildung 45: Schwingungs-Ereignisse am 23.10. mit Zuschaltung des Bürogebäudes

Tagsüber entspricht das Erscheinungsbild einem Schlechtwettertag des reinen Einspeisernetzes. Es treten keine nennenswerten neuen Schwingungen zusätzlich zur 24 Hz-Schwingung auf.

6.5.3.2 26.10.2013

Im Schwingungsaufkommen für diesen Schönwettertag (vgl. Abbildung 46) ist neben der periodisch auftretenden 24 Hz-Schwingung eine prinzipiell ähnliche Charakteristik wie ohne

Last zu erkennen. Zu Zeiten geringer Einspeiseleistung treten höhere Amplituden auf, wobei die 25 Hz-Schwingungen vereinzelt auch höhere Werte als im Fall ohne Verbraucher erreichen. Auch scheinen zwei 24 Hz-Ereignisse mit erhöhter Amplitude in diesen zwei Zeitbereichen aufzutreten, allerdings ist dieser Effekt nicht an allen der gemessenen Tage erkennbar. Zu Zeiten hohen Sonnenstandes treten 10 Hz-Ereignisse relativ häufig auf, allerdings bei sehr geringer Amplitude. Da diese Schwingungen in geringerer Häufigkeit auch nachts auftreten, ist eine Zuordnung zu Last oder Einspeisung nicht eindeutig möglich.

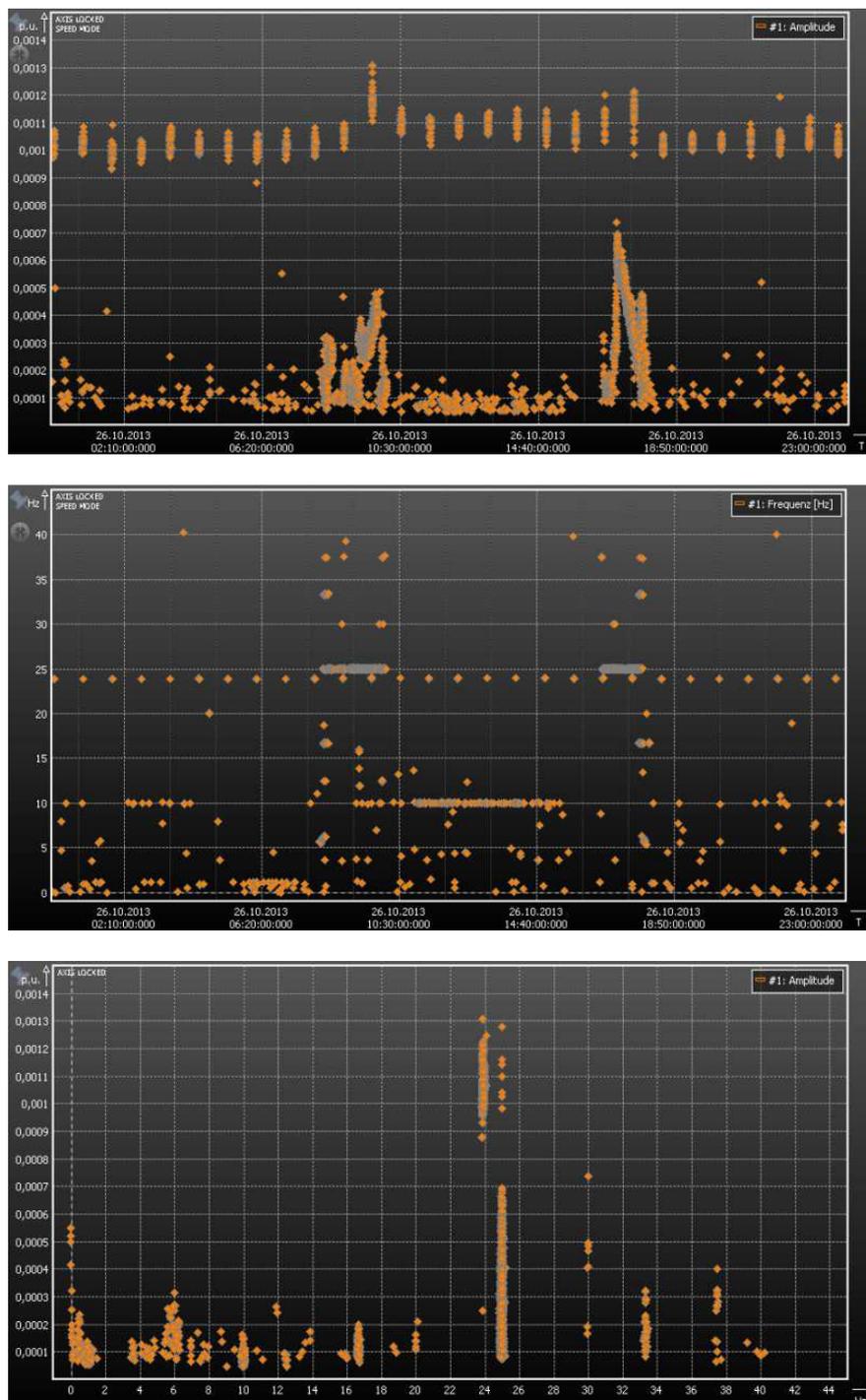


Abbildung 46: Schwingungs-Ereignisse am 26.10. mit zugeschalteten Büro-Verbrauchern

6.5.3.3 28.10.2013

Abbildung 47 zeigt die Schwingungsereignisse für den 28.10.2013. An diesem relativ schönen Tag wurde gegen 12:30 Uhr das Spannungsband im Rahmen der Möglichkeiten mit dem Stufensteller abgefahren. Gegen 13:00 Uhr wurde die Kennlinie der Wechselrichter umparametriert. Die maximale Blindleistung wird dabei unterhalb 102 % bzw. oberhalb 108 % U_r eingesetzt mit einem Totband zwischen 104 – 106 %. Um 13:40 Uhr wird ein weiteres Mal die Spannung mittels Stufenstellungen am UW-Transformator abgefahren.

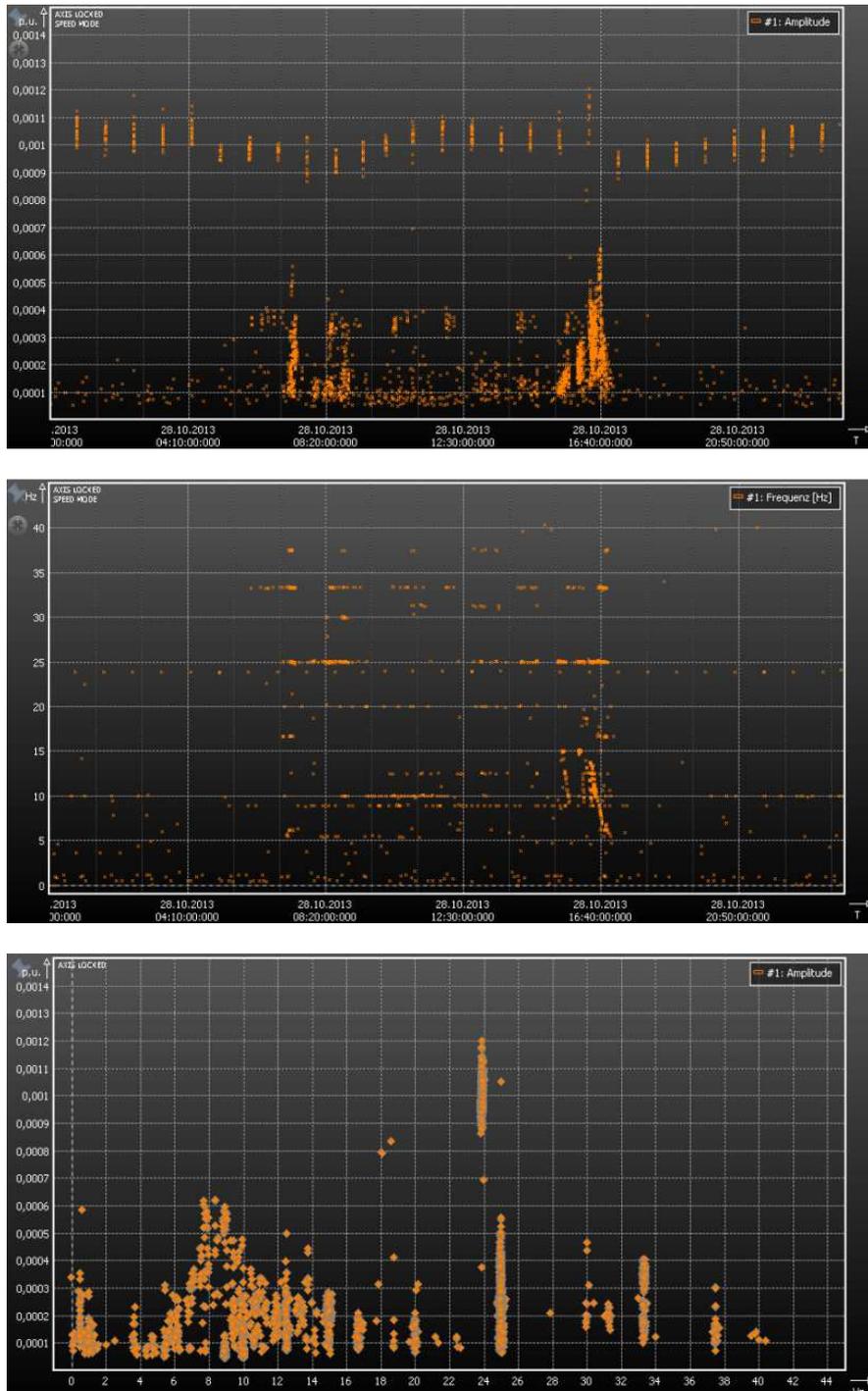


Abbildung 47: Schwingungs-Ereignisse am 28.10. mit zugeschalteten Büro-Verbrauchern, Änderung der Kennlinienparameter und Abfahren des Spannungsbandes mit dem UW-Stufensteller

Im Vergleich zum 26.10. sind die Schwingungsereignisse der Frequenzen zwischen 5 und 15 Hz deutlich ausgeprägter in der Amplitude. Diese treten gehäuft bei geringer Einspeiseleistung nachmittags auf. Erhöhte Amplituden der 25 Hz-Schwingungen, wie am 28.10. treten an diesem Tag nur in einem Fall auf. Auffallend ist ebenfalls die 9 Hz-Schwingung, die vorwiegend tagsüber auftritt. Diese ist beschränkt auf den Zeitraum der zugeschalteten Last und kann den Werktagen zugeordnet werden. Bei Betrachtung des Spannungsprofils sind deutliche Spannungseinbrüche zu erkennen, die auf die Verwendung eines Aufzugs zurückzuführen sind und gut mit den 9 Hz-Ereignissen korrelieren (siehe Abbildung 48).

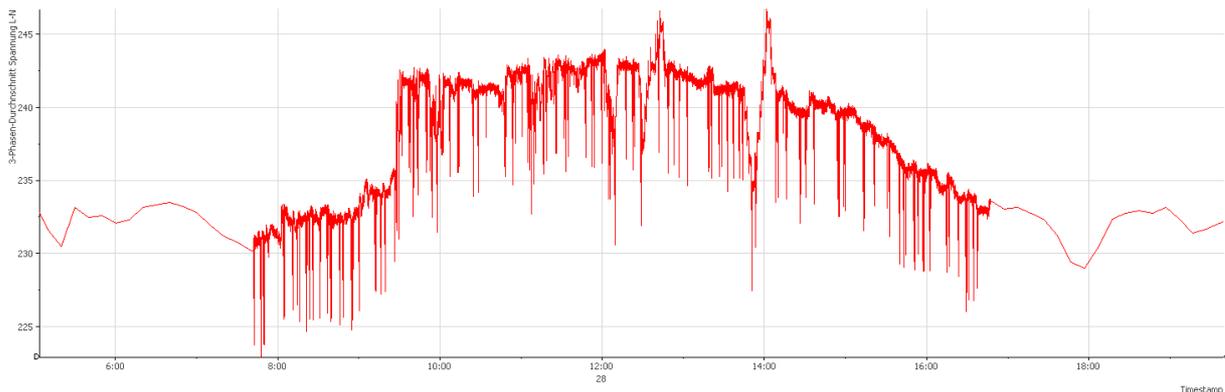


Abbildung 48: Spannungsverlauf am Gebäude A für den 28.10.2013

Eine Abhängigkeit der Schwingungen vom Blindleistungseinsatz ist auch bei zugeschalteten Verbrauchern im Gebäude C nicht zu erkennen.

6.5.4 Zuschalten von Wärmepumpen in das Einspeisenetz

Am 28.10. wurde das Gebäude C wieder in den Normalschaltzustand gebracht und aus dem Versuchsnetz herausgenommen. Im Zuge der Umschaltung wurden Wärmepumpen ins Netz geschaltet. Abbildung 49 zeigt beispielhaft für den 01.11.2013 die Schwingungsfrequenzen und -amplituden jeweils über der Zeit aufgetragen.

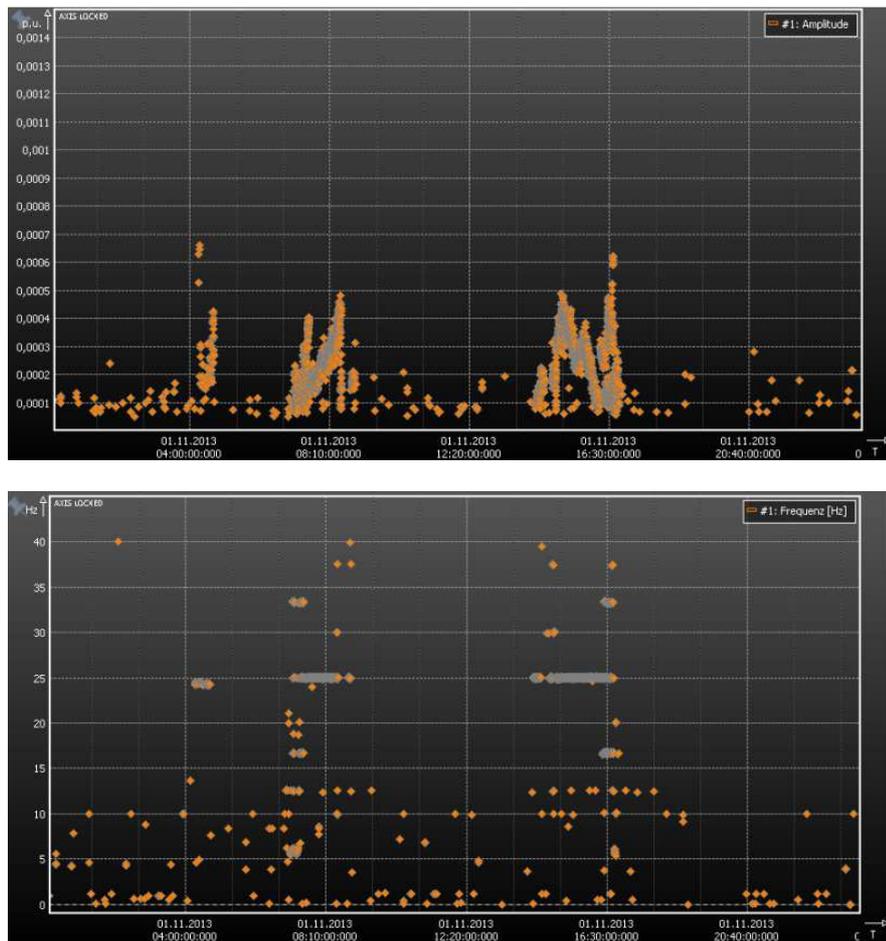


Abbildung 49: Schwingungs-Ereignisse am 01.11.2013

Neben den für einen schönen Tag typischen Teillast-Ereignissen morgens und abends ist deutlich eine Ereignishäufung gegen 5 Uhr morgens erkennbar, die Frequenzen von 24-24,5 Hz umfasst und ähnliche Amplituden aufweist wie die 25 Hz-Schwingungen im Teillastbereich der Wechselrichter. Zusätzlich sind auch Schwingungen mit rund 8 Hz bei sehr geringer Amplitude über den Tag verteilt. Dieses Verhalten ist auch für die anderen Tage mit den Wärmepumpen im Netz erkennbar.

Im Zeitbereich höherer Einspeiseleistung sowie entsprechendem Blindleistungsbezug sind keine zusätzlichen Schwingungen aufgetreten, die auf eine Interaktion der Blindleistungsregelung mit den Wärmepumpen hindeuten würden.

6.5.5 Zuschalten von einphasigen Ladesäulen für Elektro-Fahrzeuge

Um weitere mögliche Interaktionen der Blindleistungsregelung mit Lasten zu ermitteln, wurden Ladesäulen für die Elektrofahrzeug-Flotte der Vorarlberger Energienetze GmbH in das Versuchsnetz geschaltet. Die Elektrofahrzeuge werden dabei einphasig mit einer maximalen Leistung von 3,7 kW je Ladesäule geladen. Am Beispiel des 18.11.2013 wird das Schwingungsverhalten in Abbildung 50 gezeigt. Aufgrund der herbstlichen Jahreszeit liegt die Einspeiseleistung bei maximal rund 50 % der Modulleistung, das Wetter an diesem Tag war wechselhaft bis schön. Im Zeitverlauf der Schwingungsereignisse sind klar die Zeitbereiche geringer Einspeiseleistung zu erkennen. In der Amplitude sind die Schwingungen leicht angehoben, die 25 Hz-Schwingung erreicht 0,1 %, alle anderen Frequenzen liegen unterhalb 0,05 %.

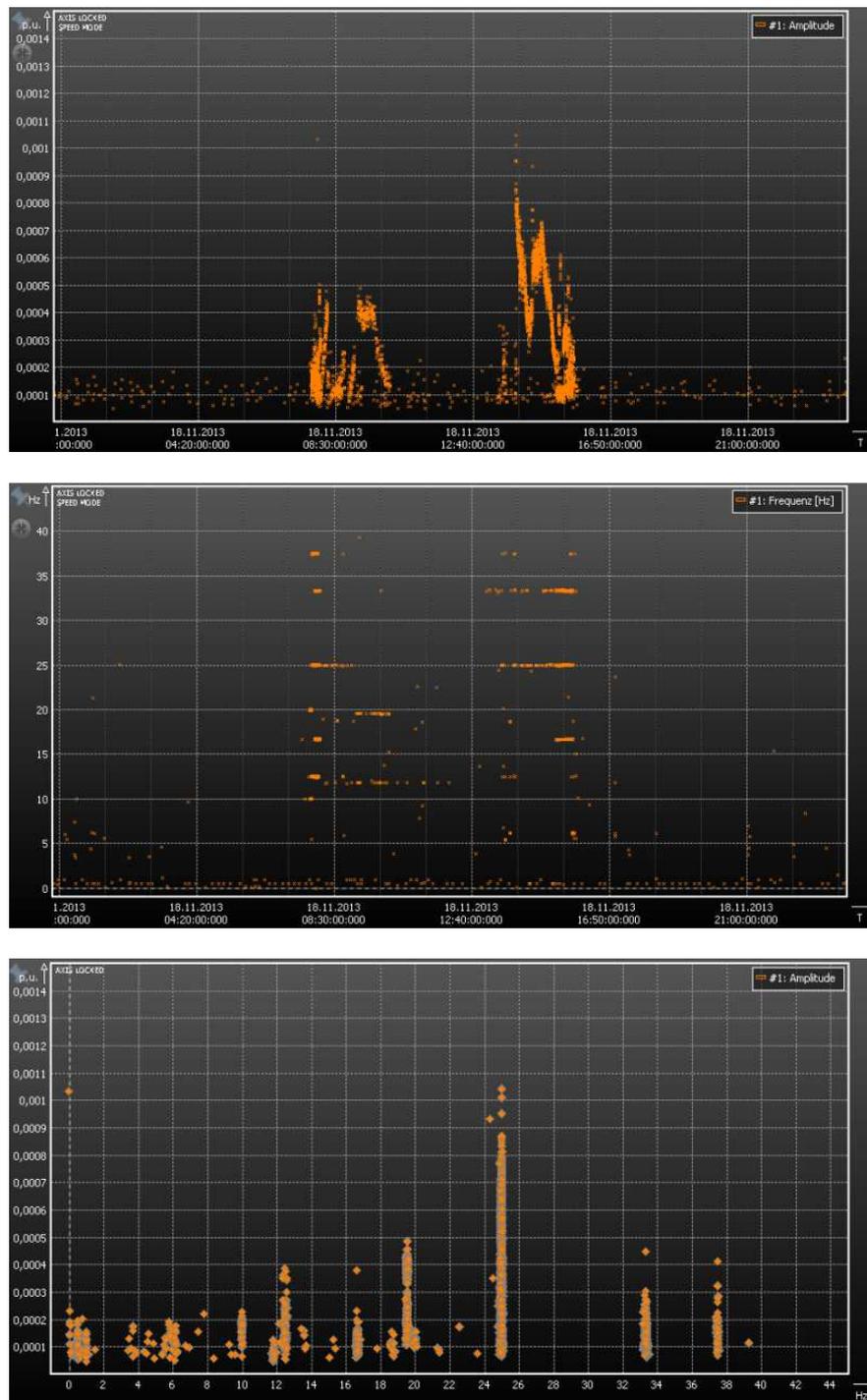


Abbildung 50: Schwingungs-Ereignisse am 18.11.2013

Im Zeitfenster mit hohem Blindleistungseinsatz sowie hohen Blindleistungsgradienten sind keine Schwingungsereignisse höherer Amplitude zu erkennen, die der Blindleistungsregelung bzw. deren Interaktion mit den Ladesäulen zuzuordnen wären.

6.6 Fazit

Die Auswertungen der Messdaten niederfrequenter Schwingungen zeigen unabhängig vom betrachteten Szenario bzw. der Kennlinienparametrierung bereits vorhandene Schwingungsereignisse bei geringer Einspeiseleistung der Wechselrichter. Zu Zeitpunkten an denen die Q(U)- bzw. $\cos\phi(U)$ -Regelung aktiv ist, hohe Blindleistungswerte liefert und hohe Gradienten aufweist, sind keine niederfrequenten Schwingungen mit erkennbaren Amplituden festzustellen. Werden Lasten unterschiedlicher Charakteristik ins Netz geschaltet, ist keine Interaktion der Blindleistungsregelung im Spektrum der Schwingungen < 50 Hz erkennbar.

Eine Änderung der Schwingungsneigung, ausgelöst durch den Q(U)- bzw. $\cos\phi(U)$ -Betrieb der PV-Wechselrichter, konnte während der gesamten Messperiode nicht festgestellt werden.

7 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse zusammen, die im Rahmen des Feldversuchs der Q(U)-Regelung an PV-Wechselrichtern am Betriebsgelände der Vorarlberger Energienetze GmbH durchgeführt wurde. Durch eine möglichst hohe Zahl an verschiedenen Szenarien mit teils extremen Kennlinienvorgaben sollte die Regelung auf ein mögliches Schwingungsverhalten getestet werden. Dazu wurden die Wechselrichter mehrerer über das Betriebsgelände verteilter PV-Anlagen teils hoher Modulleistung mit Q(U)- und, wo nicht anders möglich, mit $\cos\phi(U)$ -Funktionalität konfiguriert. Durch Wechselrichter unterschiedlicher Hersteller konnte die Reaktion von verschiedenen Implementierungen der Regelung bei unterschiedlichen Wettersituationen geprüft werden. Netzseitig wurde ein extrem langer Ausläufer erzeugt, an dessen Ende bei voller PV-Einspeisung nur durch Blindleistungsbezug Spannungen unterhalb des Grenzwerts von 110 % U_r gehalten werden konnten. Die Q(U)-Regelung konnte in einem reinen unbeeinflussten PV-Einspeisenetz getestet, sowie zusätzlich Lasten unterschiedlicher Charakteristik in das Netz zugeschaltet werden. Dazu wurden ein Bürogebäude, Wärmepumpen und einphasige Ladesäulen für Elektrofahrzeuge in das Versuchsnetz integriert. Um eine mögliche Schwingungsneigung erkennen und die Reaktionen der Wechselrichter auf Anregungen des Systems durch Spannungssprünge oder hohe Leistungsgradienten auf der Einspeiseseite quantifizieren zu können, wurden in den Verteilerschränken an den PV-Anlagen sowie in der Transformatorstation Power-Quality-Messgeräte installiert. Zusätzlich wurde ein spezielles Messgerät im Netz positioniert, das Schwingungen geringer Frequenzen (unterhalb 50 Hz) detektiert und aufzeichnet.

Im Bericht wird das Betriebsgelände vorgestellt und dann auf Simulationen und deren Ergebnisse eingegangen. Dabei werden verschiedene Blindleistungskennlinien miteinander hinsichtlich Spannungshaltung, eingesetzter Blindenergie und Verlusten verglichen. Im folgenden Kapitel werden die Szenarien des Versuchs vorgestellt. Im Anschluss werden die Auswertungen der Messdaten präsentiert. Dabei wird das Verhalten bei unterschiedlichen Anregungen des Systems analysiert, die Einhaltung der Kennlinienvorgabe geprüft und der Einfluss auf den Blindleistungshaushalt am Ortsnetztransformator dargestellt. Im letzten Kapitel wird auf die Auswertung der Messdaten zu niederfrequenten Schwingungen eingegangen.

Die Auswertungen zeigen für alle getesteten Szenarien und Parametersätze der Kennlinien ein stabiles Verhalten der Wechselrichter. Eine gegenseitige negative Beeinflussung der Wechselrichter (auch unterschiedlicher Hersteller) konnte nicht festgestellt werden. Ebenso verhält es sich mit Interaktionen der Wechselrichter mit Lasten unterschiedlicher Charakteristik.

Es ist deshalb davon auszugehen, dass die spannungsabhängige Blindleistungsregelung in anderen Verteilnetzen der Niederspannungsebene bei einer normalen Parametrierung ebenfalls ein stabiles Verhalten aufweist.

Zusammenfassend kann gesagt werden:

1. Die Q(U) Spannungsregelungsstrategie ist eine wirksame Maßnahme zur Reduktion des Spannungsanhebungsproblems bei dezentraler Einspeisung. Durch sie können im Vergleich zur reinen Wirkleistungseinspeisung mehr PV-Anlagen ohne Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen an das Netz angeschlossen werden.
2. Die Q(U) Spannungsregelungsstrategie besticht gegenüber dem wirkleistungsabhängigen $\cos\phi(P)$ -Konzept durch einen bedarfsgerechten Einsatz von Blindleistung. Bei hohen Spannungswerten bezieht Q(U) unabhängig von der Einspeiseleistung die maximale Blindleistung, die an den stationsfernen Anschlüssen bezogen, den größten Effekt zeigt. $\cos\phi(P)$ kann durch die, in der Regel nicht an die Modulleistung heranreichende Einspeiseleistung, nicht die maximale Blindleistung zur Spannungsabsenkung einsetzen (bei entsprechender Wechselrichterdimensionierung). Auch bei niedrigeren Spannungen und hoher Einspeisung beziehen Wechselrichter mit $\cos\phi(P)$ -Charakteristik trotz fehlendem Spannungssenkungsbedarf Blindleistung, belasten damit Betriebsmittel zusätzlich und erhöhen die Netzverluste. Bei sehr niedrigen Spannungen wirkt die Absenkung sogar kontraproduktiv. Bei entsprechender Kennlinienvorgabe mit Blindleistungslieferung wirkt Q(U) in diesem Fall spannungsstützend und somit netzdienlich.
3. Bei Q(U)-Kennlinien mit spannungsstützendem Ast kann je nach Netzverhältnissen der Blindleistungshaushalt gesamter Mittelspannungsnetze durch Verändern der Stufenstellung in Umspannwerkstransformatoren in Grenzen beeinflusst werden.
4. Die Q(U) Spannungsregelungsstrategie arbeitet bei sinnvoller Parametrierung der PV-Wechselrichter stabil. Trotz der extremen Parametrierung, den extremen Netzverhältnissen, der Anregung des Systems durch äußere Störgrößen und der restlichen Versuche, das System im Rahmen des Feldversuchs zum Schwingen zu bringen, konnte keine Schwingungsneigung festgestellt werden. Mit der, bei der Vorarlberger Energienetze GmbH eingesetzten Q(U)-Kennlinie für die Niederspannung, ist ein problemloser und stabiler Netzbetrieb zu erwarten.

8 Literaturverzeichnis

- [DIN-11] DIN EN 50160: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Beuth Verlag GmbH, Berlin, Februar 2011.
- [Ess-12] Esslinger, P.: *Studie Q(U) - Schlussbericht*, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze (Hrsg.), Technische Universität München, München, 31.08.2012.
- [Ker-07] Kerber, G.; Witzmann, R.: *Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik*. In ew - Magazin für Energiewirtschaft, Jg. 106, 2007, Heft 4; S. 50–54.
- [Löd-10] Lödl, Martin et al.: *Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland*. 11. Symposium Energieinnovation: Alte Ziele - Neue Wege; 10.-12.02.2010, Graz; Verlag der Technischen Universität Graz, Graz.
- [OVE-11] ÖVE/ÖNORM EN 50160: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. ON Österreichisches Normungsinstitut, Wien, 01.03.2011.
- [TOR-13] TOR-D4: *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil D: Besondere technische Regeln - Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen*. Energie-Control Austria, Wien, September 2013.
- [VDE-11] VDE-AR-N 4105: *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. VDE Verlag GmbH, Berlin, August 2011.

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einphasiges Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung, Formelwerk und Zeigerdiagramme für die Fälle reiner Wirkleistungsübertragung und Wirkleistung mit zusätzlichem Blindanteil.....	7
Abbildung 2: Betriebsgelände der Vorarlberger Energienetze GmbH in der Draufsicht mit Markierung der Gebäude mit PV-Anlagen sowie der Transformatorstation und dem grobem Leitungsverlauf.	10
Abbildung 3: Auf Modulleistung normierte Tagesprofile der Einspeisung für einen klaren und einen wechselhaften Tag.	12
Abbildung 4: $\cos\phi(P)$ - sowie Varianten der $Q(U)$ -Kennlinie, mit denen simuliert wurde.....	13
Abbildung 5: Standardlastprofil eines Tages für Gewerbe (G1).....	14
Abbildung 6: Zusammenspiel des Reglers, des Wechselrichters inkl. Messeinrichtung und des Netzes mit den benötigten elektrischen Größen	15
Abbildung 7: Spannungsverläufe der unterschiedlichen Blindleistungs-Kennlinien-Varianten am Gebäude A für einen schönen Tag ohne Last bei einer Mittelspannungsvorgabe von $106\% U_r$	15
Abbildung 8: Spannungsverläufe der unterschiedlichen Blindleistungs-Kennlinien-Varianten am Gebäude A für einen schönen Tag mit Last bei einer Mittelspannungsvorgabe von $104\% U_r$	16
Abbildung 9: Spannungsverläufe am Gebäude A mit den höchsten auftretenden Werten bei fluktuierender Einspeisung und einer Mittelspannungsvorgabe von $106\% U_r$	17
Abbildung 10: Maximal im Netz auftretende Spannungen für die verschiedenen Blindleistungsvarianten mit und ohne Last für den wechselhaften Tag und variierender Vorgabe der Mittelspannung	18
Abbildung 11: Normierter Summenblindenergieeinsatz aller Wechselrichter der verschiedenen $Q(U)$ -Kennlinien mit und ohne Last bei variierender Vorgabe der Mittelspannung (Referenzwert: Summenblindenergie der Variante $\cos\phi(P)$)	19
Abbildung 12: Auf reine Wirkleistungseinspeisung normierte Wirkverluste der Blindleistungsvarianten mit und ohne Last bei variierender Mittelspannungsvorgabe	20
Abbildung 13: Allgemeine $Q(U)$ - und $\cos\phi(U)$ -Kennlinien mit den Stützpunkten.....	22
Abbildung 14: Spannung an Gebäude X und normierte Wirk-/Blindleistung der dort angeschlossenen PV-Anlage ($P_{STC} = 62,1 \text{ kW}$, SMA-Wechselrichter) mit aktiver $Q(U)$ -Regelung für den 19.10.2013.....	24
Abbildung 15: Spannung an Gebäude A und normierte Wirk-/Blindleistung der dort angeschlossenen PV-Anlage ($P_{STC} = 36,2 \text{ kW}$) für den 19.10.2013	25
Abbildung 16: Spannung an Gebäude M und normierte Wirk-/Blindleistung der dort angeschlossenen PV-Anlage ($P_{STC} = 122 \text{ kW}$) für den 19.10.2013	26
Abbildung 17: Spannung und Leistungen am Gebäude X für einen stark fluktuierenden Einspeiseverlauf am 17.10.2013 (SMA-Wechselrichter mit $Q(U)$ -Charakteristik).....	27
Abbildung 18: Spannung und Leistungen am Gebäude M für einen stark fluktuierenden Einspeiseverlauf am 17.10.2013 (SIEMENS-Wechselrichter mit $\cos\phi(U)$ -Charakteristik)	27
Abbildung 19: Spannungsverlauf an Gebäude X während Abfahren des Spannungsbandes mit dem Stufensteller sowie Wirk- und Blindleistungen der PV-Anlage in diesem Zeitbereich (22.10.2013)	28
Abbildung 20: Spannungsverlauf am Gebäude M während Abfahren des Spannungsbandes mit dem Stufensteller sowie Wirk- und Blindleistungen der PV-Anlage in diesem Zeitbereich (22.10.2013), (SIEMENS-Wechselrichter mit $\cos\phi(U)$ -Charakteristik).....	29

Abbildung 21: Ausschnitt mit Spannungssprung und Kennzeichnung der charakteristischen PT1-Verzögerung für das Gebäude M am 22.10.2013 (SIEMENS-Wechselrichter mit $\cos\phi(U)$ -Charakteristik).....	30
Abbildung 22: Reaktion der Wechselrichter an Gebäude X auf einen Spannungssprung am 22.10.2013 (SMA-Wechselrichter mit $Q(U)$ -Charakteristik)	31
Abbildung 23: Reaktion der Wechselrichter an Gebäude A auf einen Spannungssprung am 27.04.2014 um 13:00 Uhr (SIEMENS-Wechselrichter mit $Q(U)$ -Charakteristik).....	31
Abbildung 24: Spannungsverlauf im Verteiler des Gebäudes A sowie Wirk- und Blindleistung der PV-Anlage am 29.10.2013.....	32
Abbildung 25: Höher aufgelöste Darstellung des Spannungseinbruchs durch den Motoranlauf der Wärmepumpe um 11:29 Uhr am 28.10.2013 und der Wirk-/Blindleistung der PV-Anlage in Gebäude A.....	33
Abbildung 26: Spannungseinbruch und Reaktion der SMA-Wechselrichter im Gebäude X..	34
Abbildung 27: Spannungsverlauf an der Trafostation mit den sichtbaren Spannungseinbrüchen durch den Motoranlauf der Wärmepumpen.....	34
Abbildung 28: Prüfung der $Q(U)$ -Kennlinienvorgabe der Fornius- (links) und SMA-Wechselrichter (rechts)	35
Abbildung 29: Prüfung der $\cos\phi(U)$ -Kennlinienvorgabe der Siemens-Wechselrichter am Beispiel des Gebäudes M	35
Abbildung 30: Prüfung der $Q(U)$ -Kennlinienvorgabe der Siemens-Wechselrichter am Beispiel des Gebäudes A	36
Abbildung 31: Spannungs- und Wirk-/Blindleistungsverlauf an der Ortsnetzstation (20/0,4 kV) für den 22.10.2013.....	37
Abbildung 32: Blindleistungsfluss in Abhängigkeit der Spannung an der Ortsnetzstation dargestellt.....	38
Abbildung 33: Wirkleistungsverläufe der PV-Anlage an Gebäude A für die betrachteten Tage mit flacher Kennlinienparametrierung.....	39
Abbildung 34: Amplitude der Schwingungsereignisse über der Zeit aufgetragen für den 23.09.	40
Abbildung 35: Frequenz der Schwingungsereignisse über der Zeit aufgetragen für den 23.09.	40
Abbildung 36: Amplitude der Schwingungsereignisse über der Frequenz aufgetragen für den 23.09.	41
Abbildung 37: Amplitude der Schwingungsereignisse über der Zeit aufgetragen für den 29.09.	41
Abbildung 38: Frequenz der Schwingungsereignisse über der Zeit aufgetragen für den 29.09.	42
Abbildung 39: Amplitude der Schwingungsereignisse über der Frequenz aufgetragen für den 29.09.	42
Abbildung 40: Schwingungs-Ereignisse am wechselhaften 21.09.....	43
Abbildung 41: Wirkleistungsverläufe der PV-Anlage an Gebäude A für die betrachteten Tage mit steiler Kennlinienparametrierung.....	44
Abbildung 42: Schwingungs-Ereignisse am Schönwettertag 18.10. bei steilster Kennlinienparametrierung.....	45
Abbildung 43: Schwingungs-Ereignisse am wechselhaft bis schlechten Tag 20.10. bei steilster Kennlinienparametrierung.....	46

Abbildung 44: Schwingungs-Ereignisse am wechselhaft bis schönen Tag 17.10. bei steilster Kennlinienparametrierung und Stufenstellerschaltungen.....	47
Abbildung 45: Schwingungs-Ereignisse am 23.10. mit Zuschaltung des Bürogebäudes	49
Abbildung 46: Schwingungs-Ereignisse am 26.10. mit zugeschalteten Büro-Verbrauchern .	50
Abbildung 47: Schwingungs-Ereignisse am 28.10. mit zugeschalteten Büro-Verbrauchern, Änderung der Kennlinienparameter und Abfahren des Spannungsbandes mit dem UW-Stufensteller.....	51
Abbildung 48: Spannungsverlauf am Gebäude A für den 28.10.2013	52
Abbildung 49: Schwingungs-Ereignisse am 01.11.2013.....	53
Abbildung 50: Schwingungs-Ereignisse am 18.11.2013.....	54

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Daten der PV-Anlagen zur Lage, der installierten Modulleistung, dem Wechselrichterhersteller und der ungefähren Leitungslänge bis zur Ortsnetzstation (ONS).	10
Tabelle 2: Absolute Verlustenergien für das schöne und fluktuierende Einspeiseprofil mit und ohne Berücksichtigung der Last. Zusätzlich sind die Verluste, bezogen auf die gesamte PV-Einspeiseenergie, angegeben.....	21
Tabelle 3: Betrachtete Referenztage mit unterschiedlichen Einspeisesituationen bei flacher Blindleistungskennlinie.....	39
Tabelle 4: Betrachtete Tage mit unterschiedlichen Einspeisesituationen bei steiler Blindleistungskennlinie und reinem Einspeisenetz	44
Tabelle 5: Betrachtete Tage mit unterschiedlichen Einspeise- und Netzsituationen bei zugeschaltetem Verbrauch	48

Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH

Bericht zur Bestimmung der Stützpunkte der Q(U)-Kennlinie



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
1 Einleitung	3
2 Wirkung in der Niederspannung (Effektivität)	5
2.1 Resümee Q(U) in der Niederspannung:.....	10
3 Rückwirkungen in das Mittel- und Hochspannungsnetz.....	12
3.1 Das 10-kV-Netz	13
3.2 Das 20-kV-Netz	19
3.3 Das 30-kV-Netz	34
4 Zusammenfassung.....	40
5 Abbildungsverzeichnis	41

1 Einleitung

Nach dem Feldversuch war erwiesen, dass die Q(U)-Regelung praktisch unabhängig von der Positionierung der Spannungs- und Blindleistungsstützpunkte sehr stabil arbeitet. Theoretisch gilt ergänzend, dass flache Steigungen der Kennlinie förderlich für die Stabilität sind.

Bei der Festlegung der Stützpunkte wurden folgende Kriterien angesetzt:

- Wirkung in der Niederspannung
- Rückwirkungen in das Mittel- und Hochspannungsnetz
- Netzverluste

Anhand des Feldversuches und zahlreicher Simulationen wurde von Vorarlberg Netz empirisch eine stabile und effektive Q(U)-Kennlinie ermittelt. Sie ist mittlerweile als Standard-Kennlinie für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) in der Niederspannungsebene für Vorarlberg und das Westallgäu eingeführt. Alle Auswertungen im vorliegenden Dokument beziehen sich auf die Kennlinie in Abbildung 1.

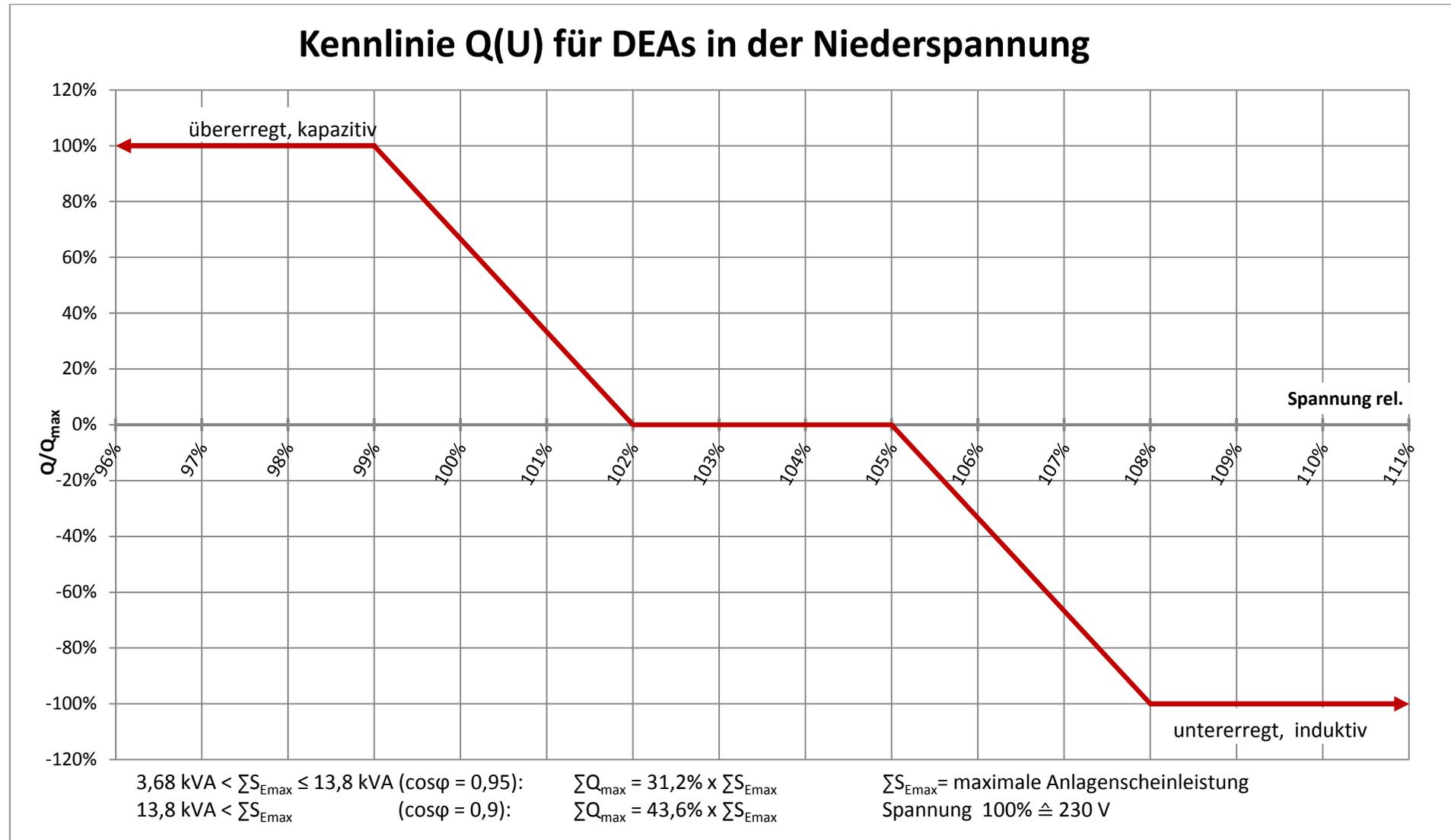


Abbildung 1: Q(U)-Kennlinie für dezentrale Erzeugungsanlagen bei Vorarlberg Netz

2 Wirkung in der Niederspannung (Effektivität)

Die verschiedenen Blindleistungsregelungen nutzen alle den Effekt, dass durch einen Blindleistungsbezug (untererregter Betrieb) die Spannung abhängig vom R/X-Verhältnis der Netzimpedanz etwas abgesenkt wird. Ein Teil dieses Effekts findet in der Leitung statt und ein wesentlicher Teil im Transformator.

Bei einer Q(U)-Regelung wird die Effektivität in der Niederspannung umso besser, je früher bei Spannungsanstieg die Erzeugungsanlagen durch Blindenergiebezug „untererregt“ werden. Dadurch helfen auch die stationsnahen Anlagen den Ortsnetztrafo in der Spannung zu „drücken“. Im Vergleich wäre dann eine „frühe“ Q(U)-Kennlinie in der U-Ergiebigkeit ähnlich wie eine $\cos\varphi(P)$ -Regelung wirksam und der maximale Blindleistungsbezug wäre vergleichbar. Beim Blindenergieverbrauch würde allerdings eine „sehr frühe“ Q(U)-Kennlinie deutlich höher ausfallen als $\cos\varphi(P)$, da bei geringer Wirkleistung ($P < 0,5 P_n$) die Q(U)-Kennlinie spannungsabhängig weiterhin volle Blindleistung beziehen kann und dabei der $\cos\varphi$ gegen 0 gehen kann. Das Ziel war demnach, die Stützpunkte der Q(U)-Kennlinie so zu wählen, dass bei einer hohen U-Ergiebigkeit in der Niederspannung trotzdem möglichst wenig Blindenergie verbraucht wird. In der folgenden Simulation soll der Unterschied zwischen Q(U) und $\cos\varphi(P)$ in der Ergiebigkeit hinsichtlich der maximalen Anschlussleistung verglichen werden.

In den Regelwerken ist für die Berechnung und Dimensionierung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEAs) eine maximal zulässige Spannungsanhebung von 3% in den Niederspannungsnetzen vorgesehen. Bei Vorarlberg Netz wird mit der wirkstromkompoundierten Spannungsregelung in den 110-kV/MS-Umspannwerken gearbeitet wodurch sich das Spannungsband theoretisch auf etwa 6% verdoppeln lässt. Aktuell wird bei Vorarlberg Netz mit einer maximal zulässigen Spannungsanhebung von 5% beurteilt.

Die im Folgenden durchgeführten Netzberechnungen und -analysen basieren auf einem realen typischen Ortsnetz mit hoher Einspeiserdichte, welches in Abbildung 2 und Abbildung 3/Abbildung 4 dargestellt ist. In Simulationen wurden mit einer Netzberechnungssoftware alle Anlagen gleichmäßig in ihrer Wirkleistung empirisch nach oben skaliert, bis die erste den oberen Spannungsrandwert ($110\% U_n$) erreichte. Dieser Vorgang wurde mit der Einstellung $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi(P)$, und Q(U) durchgeführt. Da bei den Auswertungen mit maximaler Sonneneinstrahlung gerechnet wurde, ist die $\cos\varphi(P)$ -Regelung mit $\cos\varphi = 0,9$ untererregt dargestellt. Vergleichend wurde mit der konventionellen zulässigen Spannungsanhebung von 3%, der aktuellen Spannungsanhebung von 5% und einer theoretisch möglichen Spannungsanhebung von 6% simuliert und dies im Diagramm dargestellt.

Anmerkung: Im untersuchten Netzmodell wurde aus Auslastungsgründen für alle Varianten ein 1000-kVA-Netztrafo im Netzmodell unterstellt. Tatsächlich ist ein 630-kVA-Trafo eingebaut.

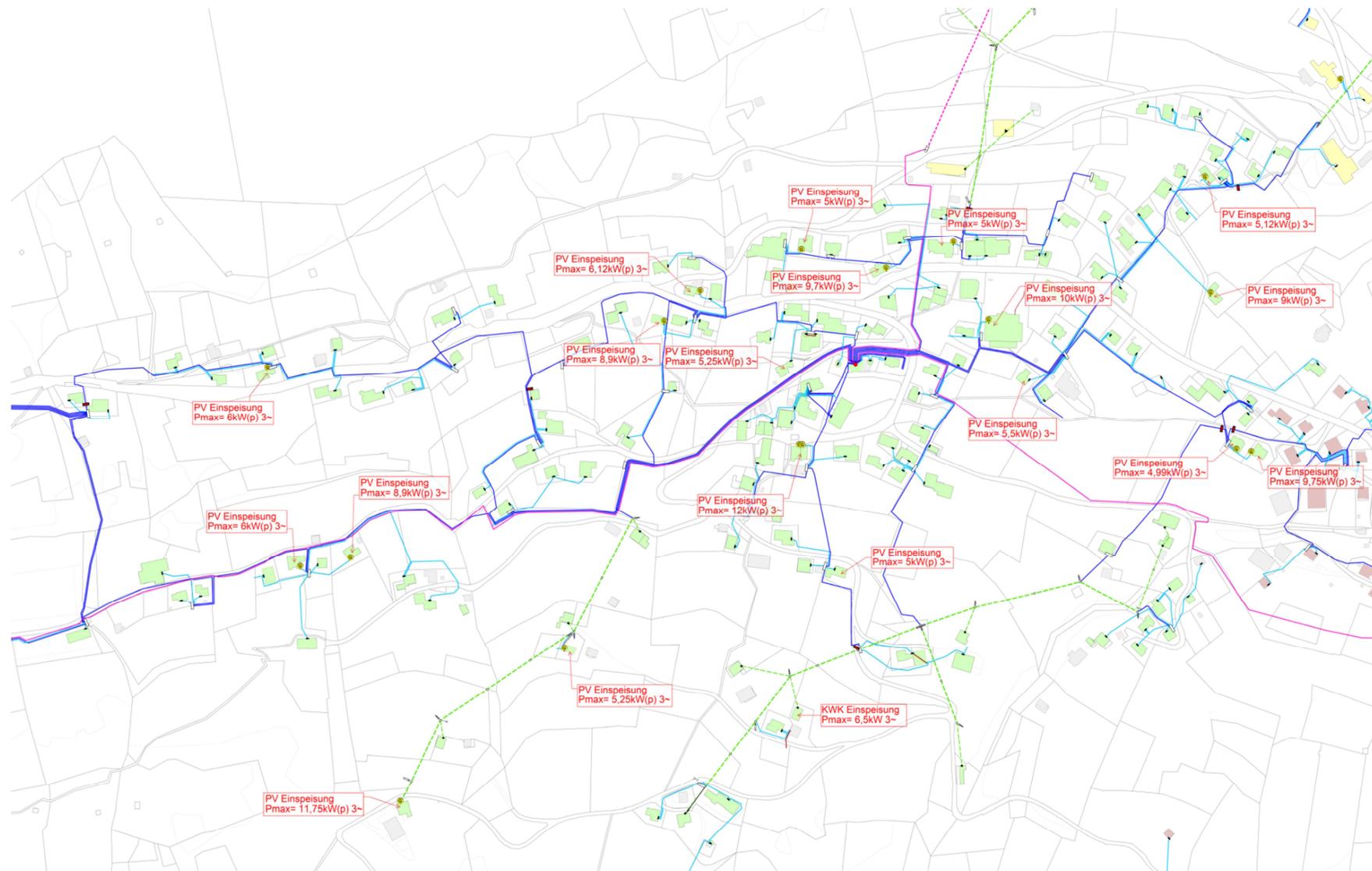


Abbildung 2: Ortsnetzplan

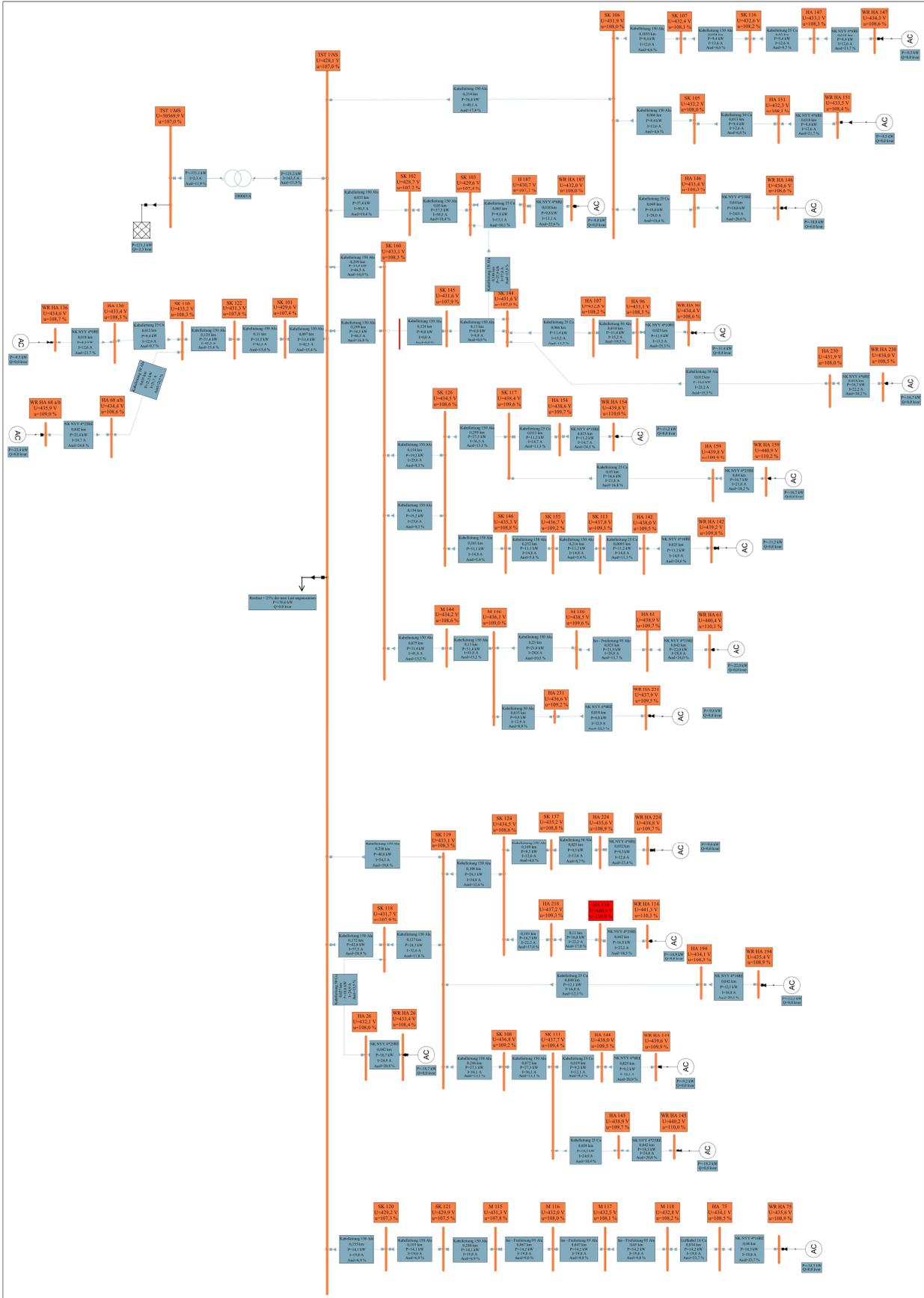


Abbildung 3: Berechnung in NEPLAN mit 3%-Spannungsanhebung

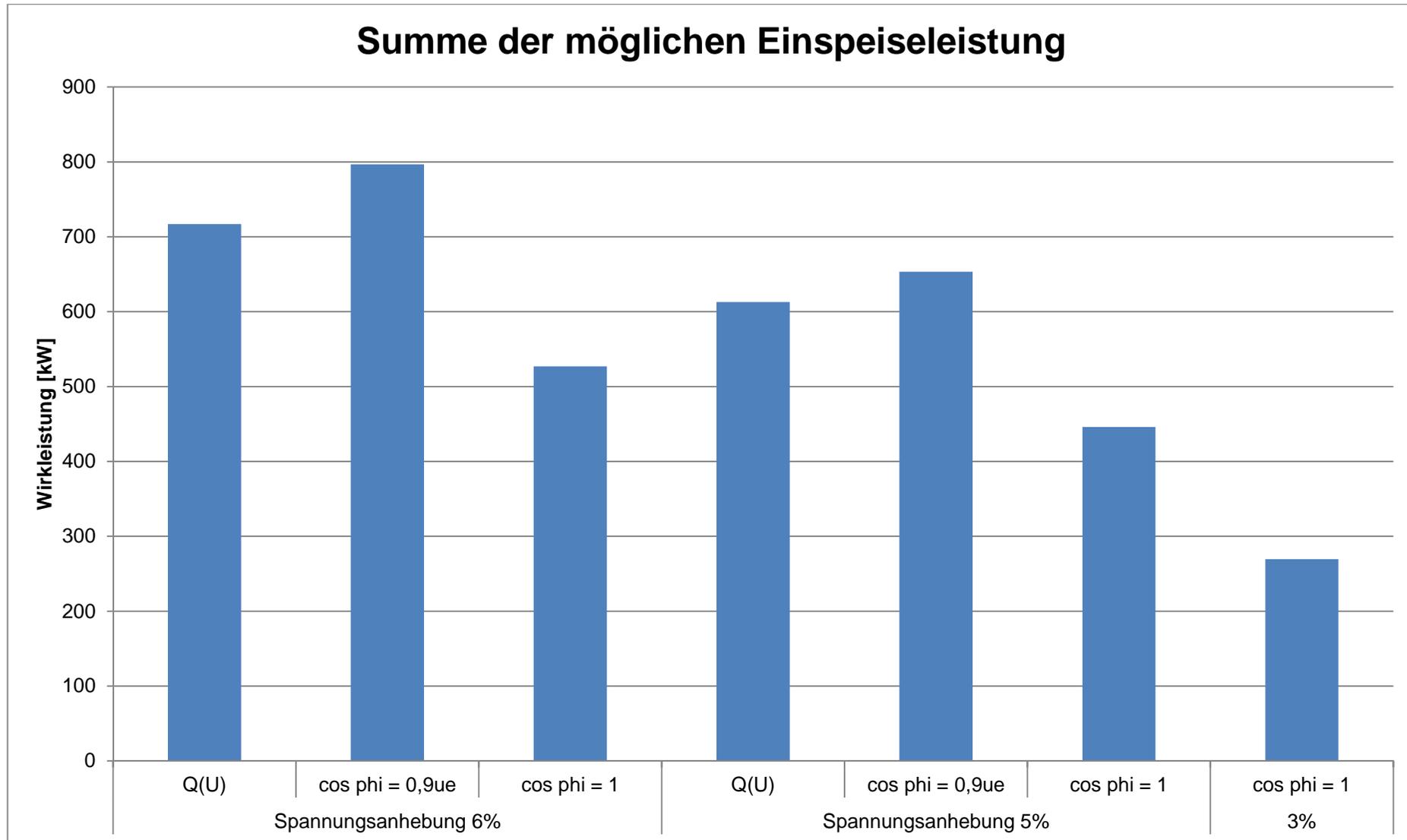


Abbildung 4: Auswertung der möglichen Anschlussleistung

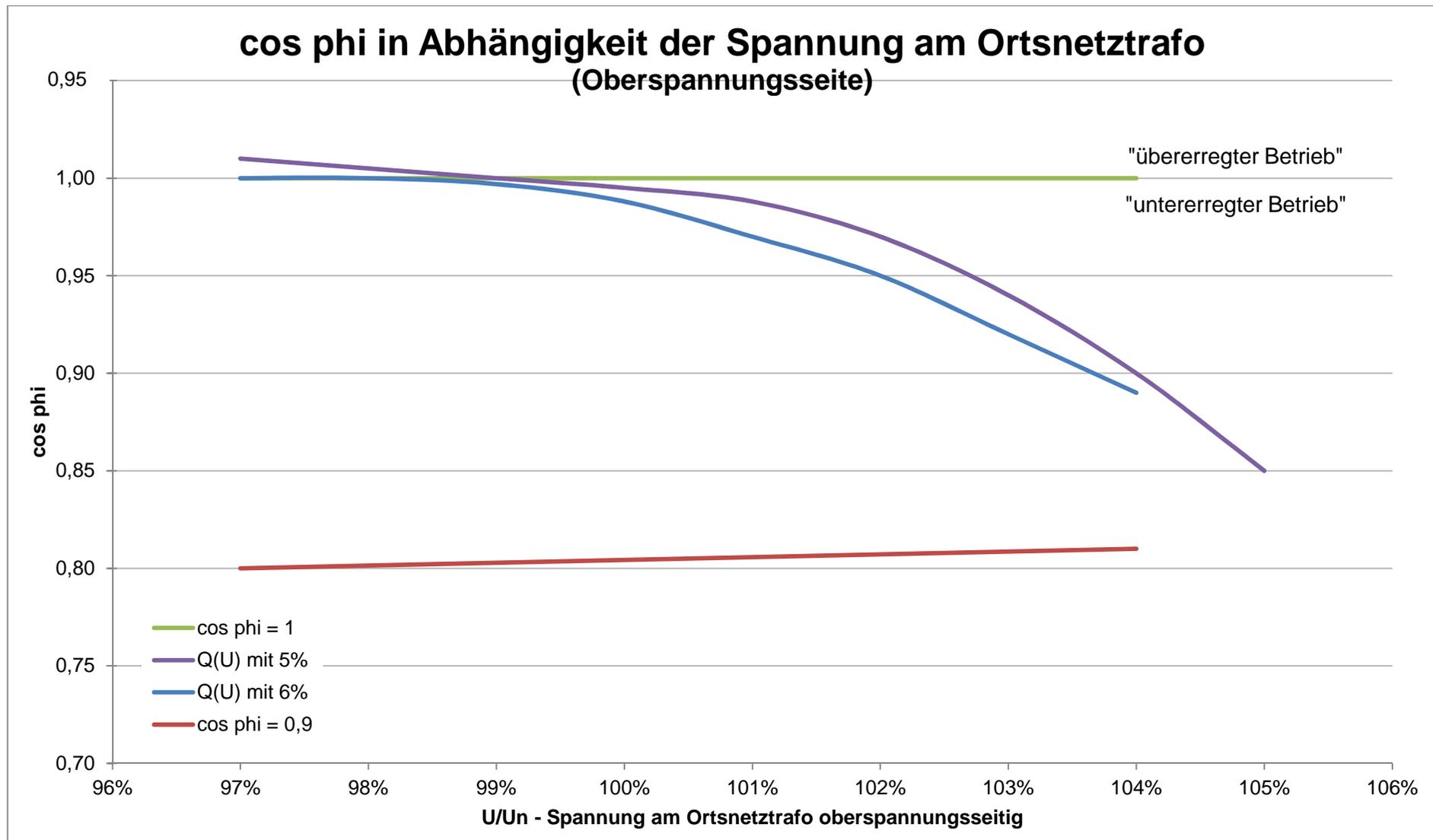


Abbildung 5: Blindleistungsverbrauch für verschiedene Wechselrichtereinstellungen

2.1 Resümee Q(U) in der Niederspannung:

In den meisten Niederspannungsnetzen treten bei Zunahme der dezentralen Einspeisung Verletzungen des oberen Spannungsrandwertes (U-Problem) viel früher auf als Überschreitungen der thermischen Auslastungsgrenzen der Netzbetriebsmittel (I-Problem). Auch im untersuchten Ortsnetz wurde bei keiner Simulation der thermische Grenzbereich erreicht oder überschritten. Im Vergleichsdiagramm ist gut ersichtlich, dass durch das Erhöhen der zulässigen Spannungsanhebung praktisch proportional mehr Einspeisung möglich wird.

Etwas anspruchsvoller ist der Vergleich zwischen den Regelstrategien Q(U) und $\cos\varphi(P)$, da beide unterschiedliche Eigenschaften haben. Die nachfolgenden Aussagen beziehen sich auf Volleinspeisung bei Netzschwachlast (worst case).

Die $\cos\varphi(P)$ -Regelung ist jene, die unter diesen Rahmenbedingungen immer den größten Blindleistungsbezug am Ortsnetztrafo verursacht. Dadurch ist es bei dieser Regelung auch möglich, die meiste Erzeugungsleistung im Niederspannungsnetz anzuschließen. Ein Nachteil ist allerdings, dass sich dann, wie in Abbildung 5 ersichtlich, ein $\cos\varphi$ von ca. 0,8 an der Oberspannungsseite des Netztrafos einstellte und nennenswert Blindleistung vom übergeordneten Netz bezogen wurde. Dies verursachte bei $\cos\varphi(P)$ deutlich höhere Netzverluste je eingespeistem kW gegenüber der Referenzeinstellung bei $\cos\varphi=1$. Der Blindleistungsfluss wird in diesem PV-Netz durch die Sonne bestimmt und lässt sich vom Netzbetreiber nicht mehr beeinflussen.

Die Q(U)-Regelung lässt in diesem Beispiel etwas weniger PV-Anschlussleistung zu als die $\cos\varphi(P)$ -Regelung, da sich die stationsnahen Erzeugungsanlagen nicht voll in den unterregten Betrieb bewegen. Das spiegelt sich auch im „besseren“ $\cos\varphi$ wider.

Ein Vorzug der Q(U)-Regelung besteht in der Steuerungsmöglichkeit des Blindleistungsverkehrs im Netz, wenn der Betriebsspannungspegel der Mittelspannung im Umspannwerk variiert wird. Da es in den meisten Mittelspannungsnetzen möglich ist, das Spannungsniveau etwas zu verstellen, ergibt sich eine Regelungsmöglichkeit der Blindleistung Q in gewissen Grenzen. Das bedeutet, dass der Blindleistungsbezug bei einer Q(U)-Regelung von dem Faktor Sonne, den Lasten und dem Spannungssollwert im Umspannwerk abhängt. Hier hat der Netzbetreiber nun die Möglichkeit, in gewissen Maßen einzugreifen.

Bei schwachen Netzen ist mit der Q(U)-Regelung der Blindleistungsbezug vergleichbar mit $\cos\varphi(P)$ eher groß und verringert sich mit Netzverstärkungen, ohne dass in den Kundenanlagen an Wechselrichtern Einstellungsänderungen notwendig werden. Bei $\cos\varphi(P)$ bleibt der große Blindleistungsbezug nach Netzverstärkungen bestehen oder es müsste im Wechselrichter die Kennlinie deaktiviert werden.

Der Unterschied der Einspeiseranschlusskapazität zwischen Q(U) und $\cos\varphi(P)$ in verschiedenen Niederspannungsnetzen hängt stark davon ab, wie viele Anlagen stationsnahe sind, da diese bei der Einstellung Q(U) keinen Beitrag liefern. Wenn bei $\cos\varphi(P)$ die Wechselrichter überdimensioniert sind, wird ein $\cos\varphi$ von 0,9 nie erreicht, da die maximale Wirkleistung des Wechselrichters nicht erreicht wird.

Insgesamt ist meist die Ergiebigkeit der beiden Regelstrategien bei leichten Vorteilen für $\cos\varphi(P)$ in ähnlicher Größenordnung. Beim Einsatz der wirkstromkompoundierten Spannungsregelung in den Umspannwerken wird in Summe zusätzliche Einspeisung in einem Ausmaß erschlossen, das die Unterschiede zwischen $Q(U)$ und $\cos\varphi(P)$ unbedeutend erscheinen lässt. Die Vermehrung der Anschlussreserven in Abbildung 4 verdeutlicht dies plastisch.

3 Rückwirkungen in das Mittel- und Hochspannungsnetz

Zur Beantwortung dieser Frage wurde die Betrachtung von der Niederspannung bis in das Umspannwerk erweitert. In üblichen Verteilnetzen ist das Umspannwerk der letzte Punkt, an dem die Spannung für die Kunden geregelt wird. Das Ziel ist es, die Spannung in den Grenzen von $\pm 10\%$ U_n im gesamten Niederspannungsnetz zu halten.

In verschiedenen Simulationen wurde die Spannung innerhalb der erlaubten Grenzen im Umspannwerk variiert, und dabei der Blindleistungshaushalt betrachtet. In den Diagrammen wurde nur der jeweils erlaubte Arbeitsbereich des MS-Reglers (X-Achse), wie er in der Realität zur Verfügung steht, eingezeichnet.

Die Untersuchungen fanden in typischen 10-kV-, 20-kV- und 30-kV-Netzen statt.

Es wurde von einem Ausbaugrad von durchschnittlich 150kW-Einspeiseleistung je Station ausgegangen, welcher bei Vorarlberg Netz als möglicher zukünftiger Erwartungswert gesehen wird.

In den Simulationen wurde vom Umspannwerk bis zu den Wechselrichtern das vollständige Netz simuliert. Zur Vereinfachung wurde in der Niederspannung mit drei verschiedenen typischen Netzen – gleichmäßig verteilt – gearbeitet (50 kW, 150 kW, 250 kW Einspeiseleistung).

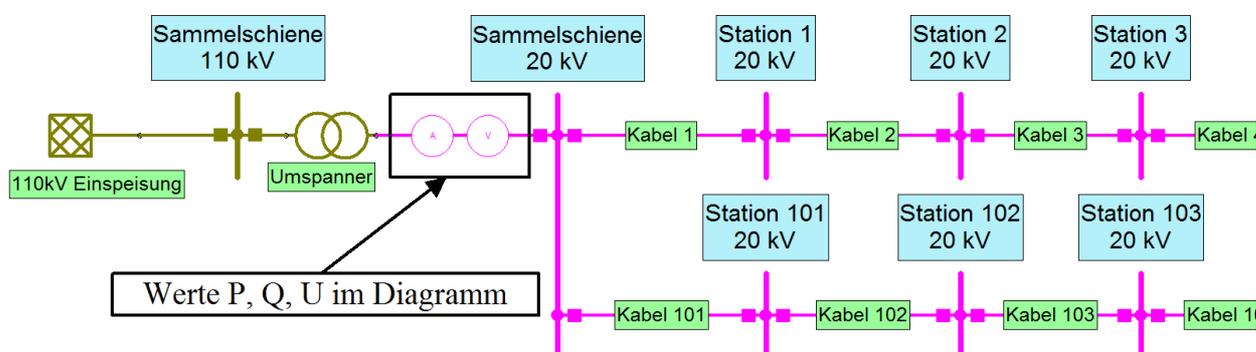


Abbildung 6: Schema zur Messung für Simulationen

Q und U sind in den nachfolgenden Diagrammen auf den Achsen aufgetragen, der Wert für P ist als resultierende Größe vorzeichenrichtig in der Legende eingetragen (negatives Vorzeichen bedeutet Wirkleistungsfluss vom 110kV-Netz Richtung Mittelspannungsnetz).

3.1 Das 10-kV-Netz

Die nachfolgenden Diagramme zeigen eine Auswertung für ein typisches 10-kV-Netz. Dabei wurde ein vollverkabeltes Zielnetz verwendet, das bereits die langfristige Netzentwicklung in diesem Bereich beinhaltet. Da das aktuelle 10-kV-Istnetz heute schon nahezu vollverkabelt ist, werden sich die Ladekapazitäten der Kabel in Zukunft nur geringfügig ändern. In Abbildung 7 lässt sich erkennen, dass die Ladeleistung des leerlaufenden Kabelnetzes relativ gering ist und das bereitgestellte Q durch die Lasten schnell aufgebraucht wird.

In den folgenden Diagrammen mit $Q(U)$ -aktiven Einspeisern wird die Abhängigkeit der Blindleistung von der Spannung sichtbar.

Die bei Vorarlberg Netz eingesetzte $Q(U)$ -Kennlinie beginnt bei $102\% U_n$ mit dem übererregten Bereich und liefert Blindleistung für die Verbrauchsanlagen und dient der Spannungsstützung.

Insgesamt kann hierdurch mit den DEAs die Blindleistung in allen Situationen auf null geregelt werden und somit sind auch die Netzverluste minimiert.

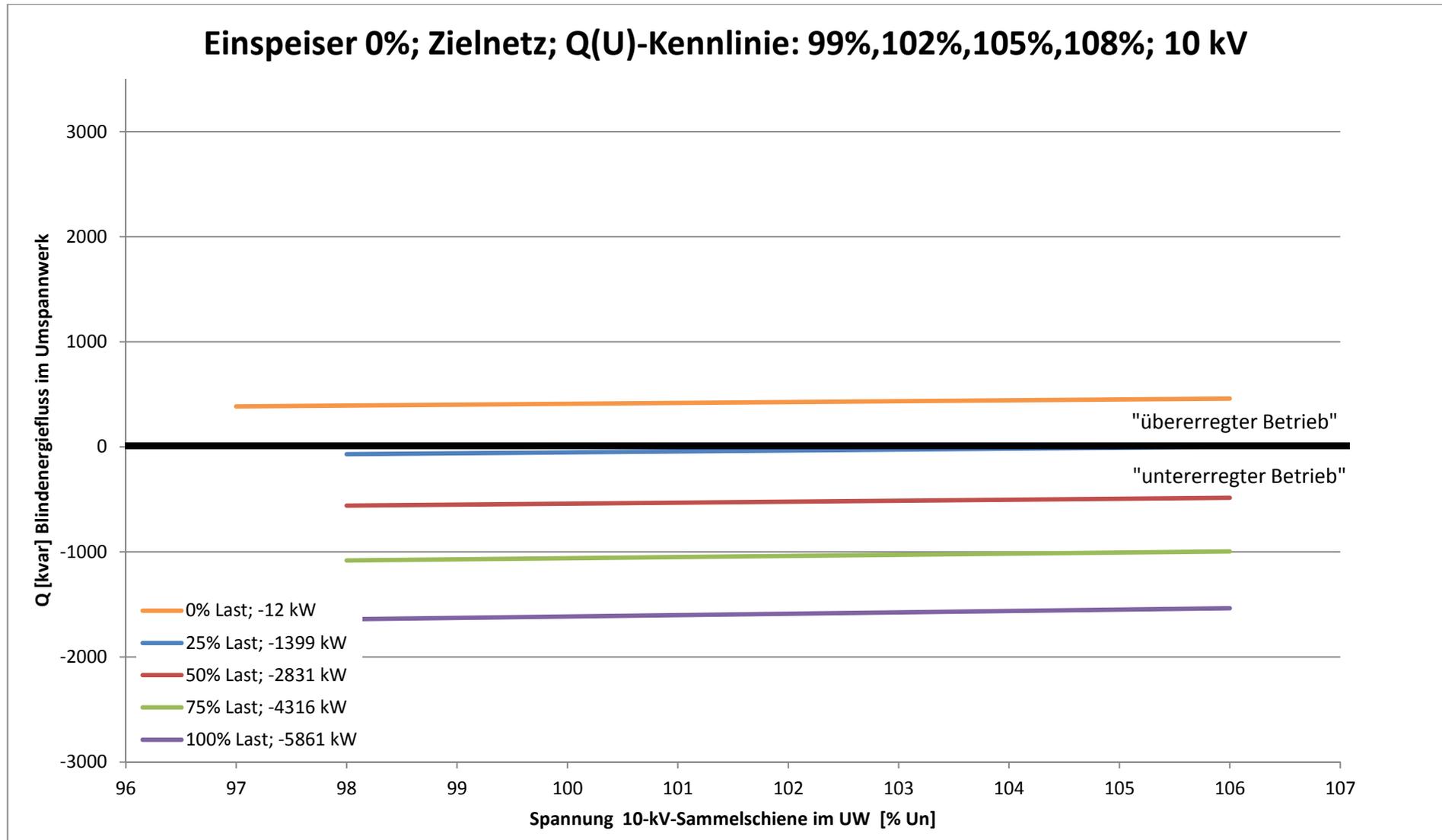


Abbildung 7: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last ohne DEA bei Q(U)-Regelung

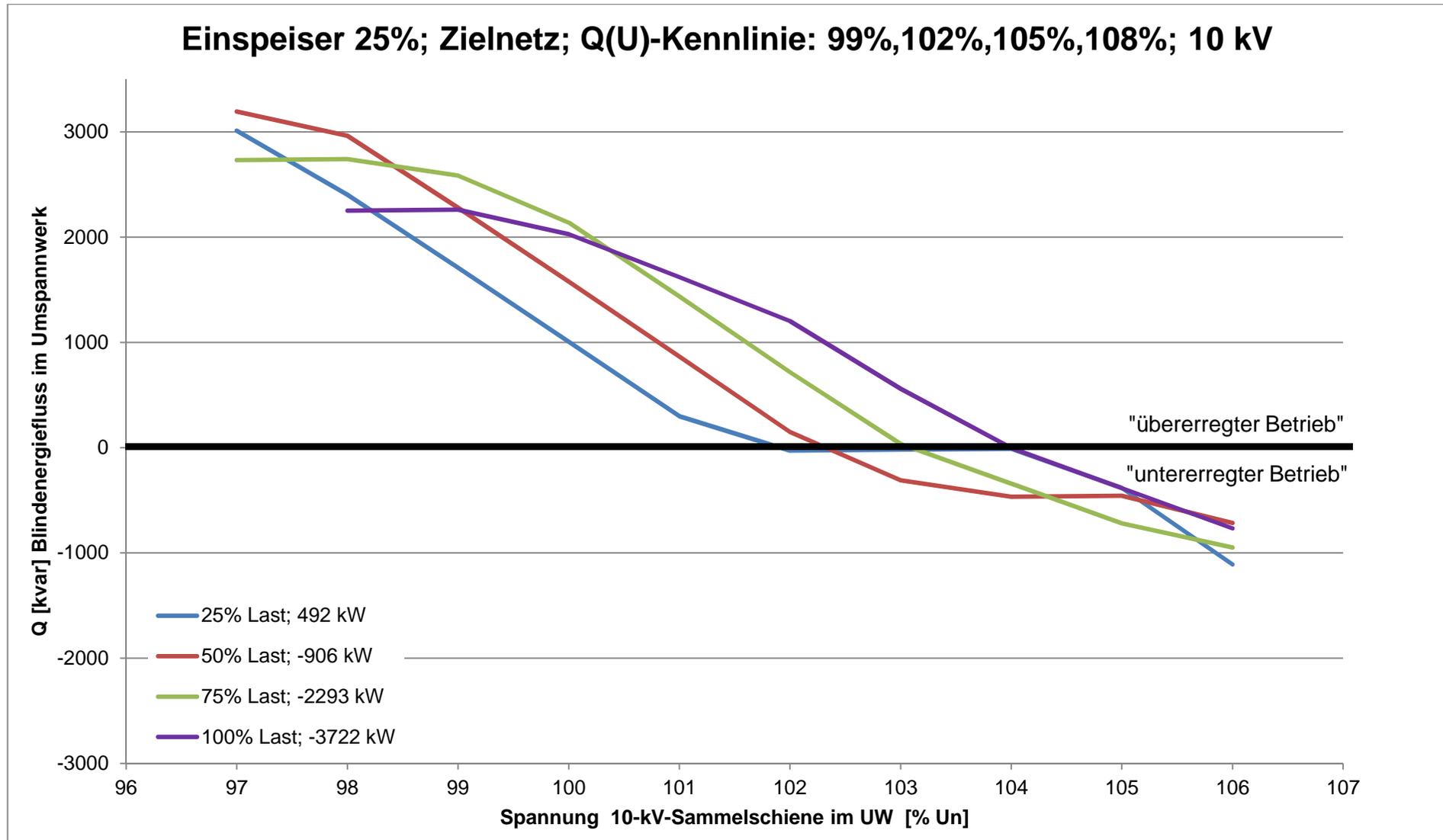


Abbildung 8: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei Q(U)-Regelung

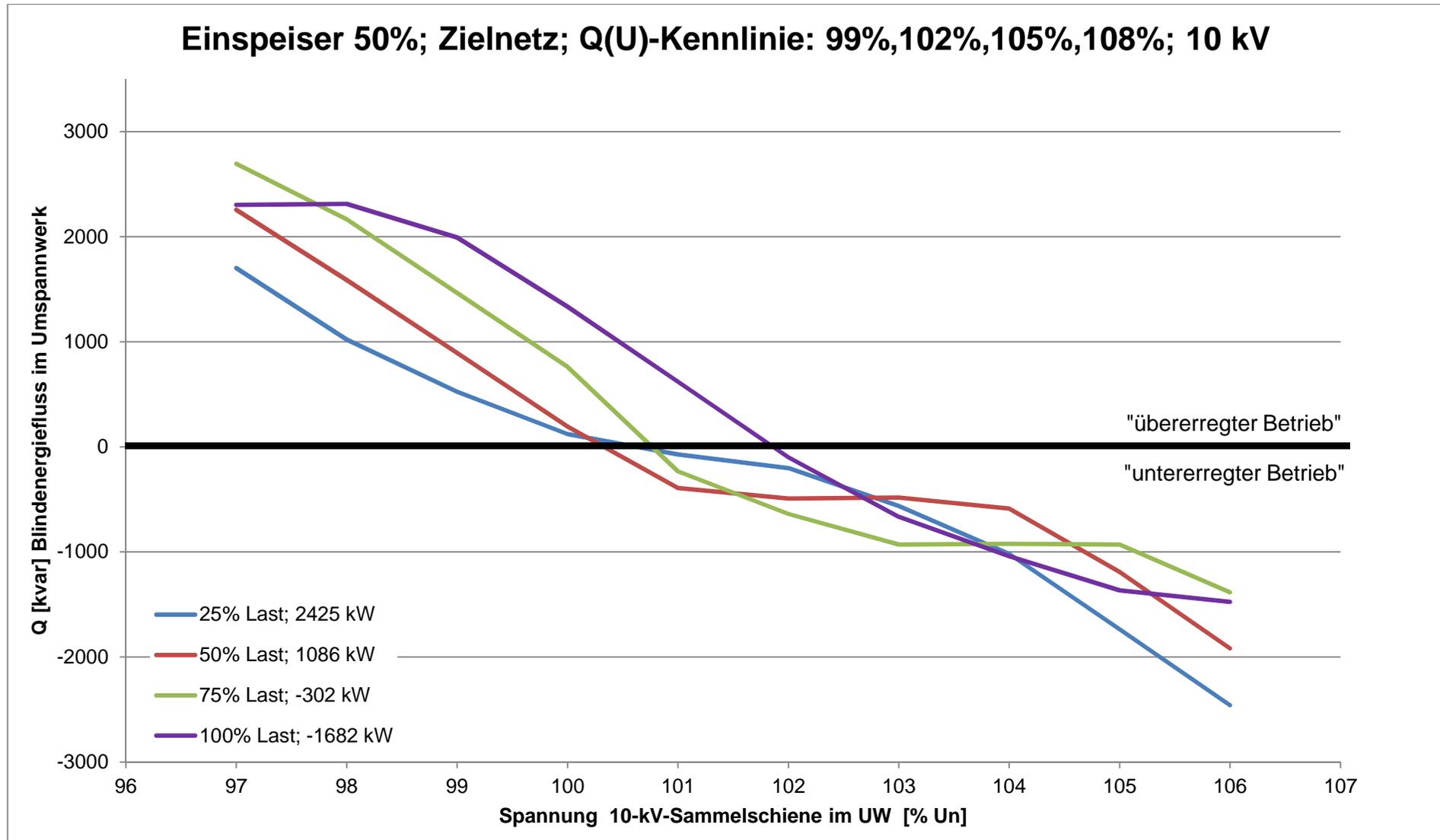


Abbildung 9: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei Q(U)-Regelung

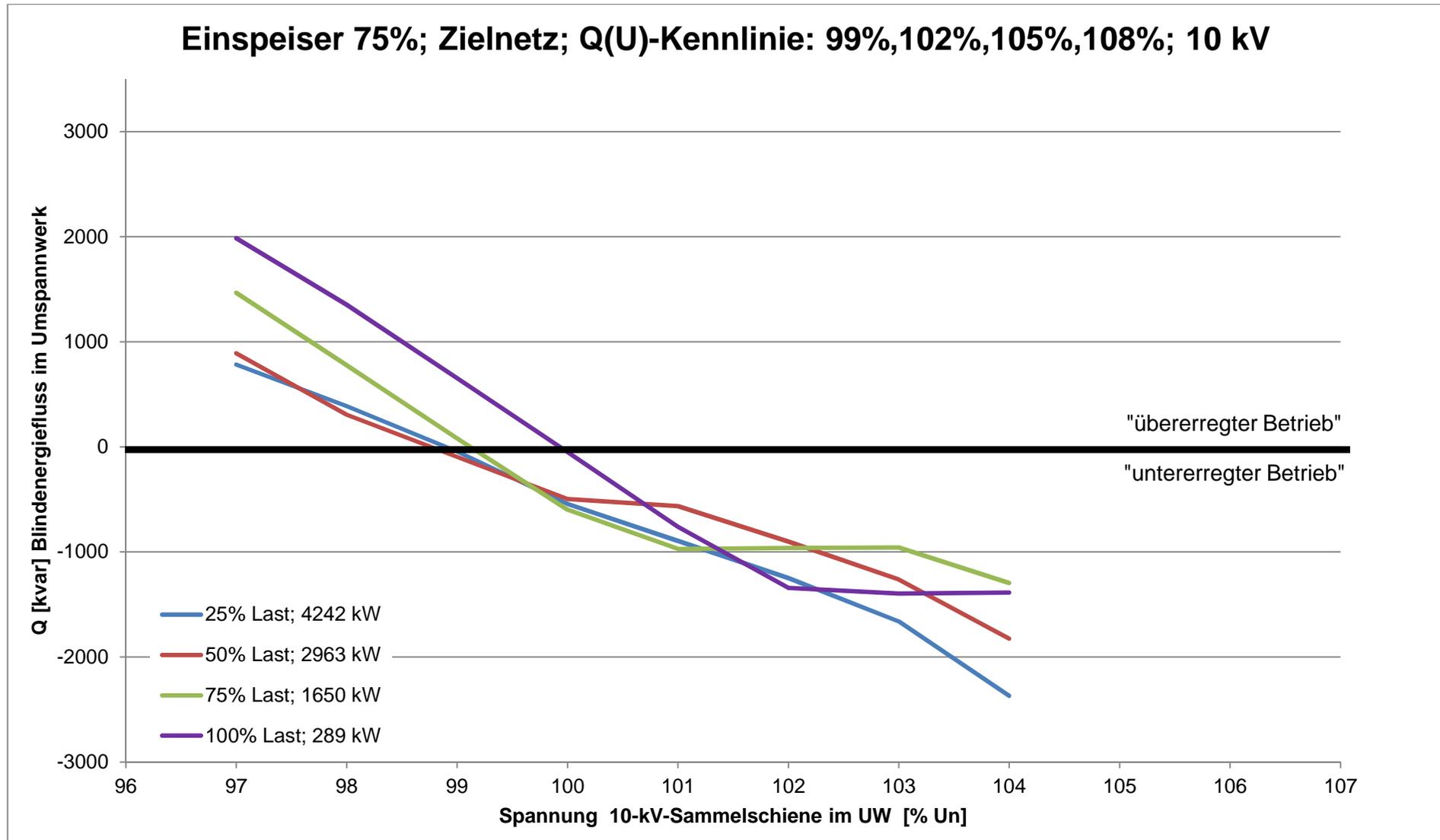


Abbildung 10: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei Q(U)-Regelung

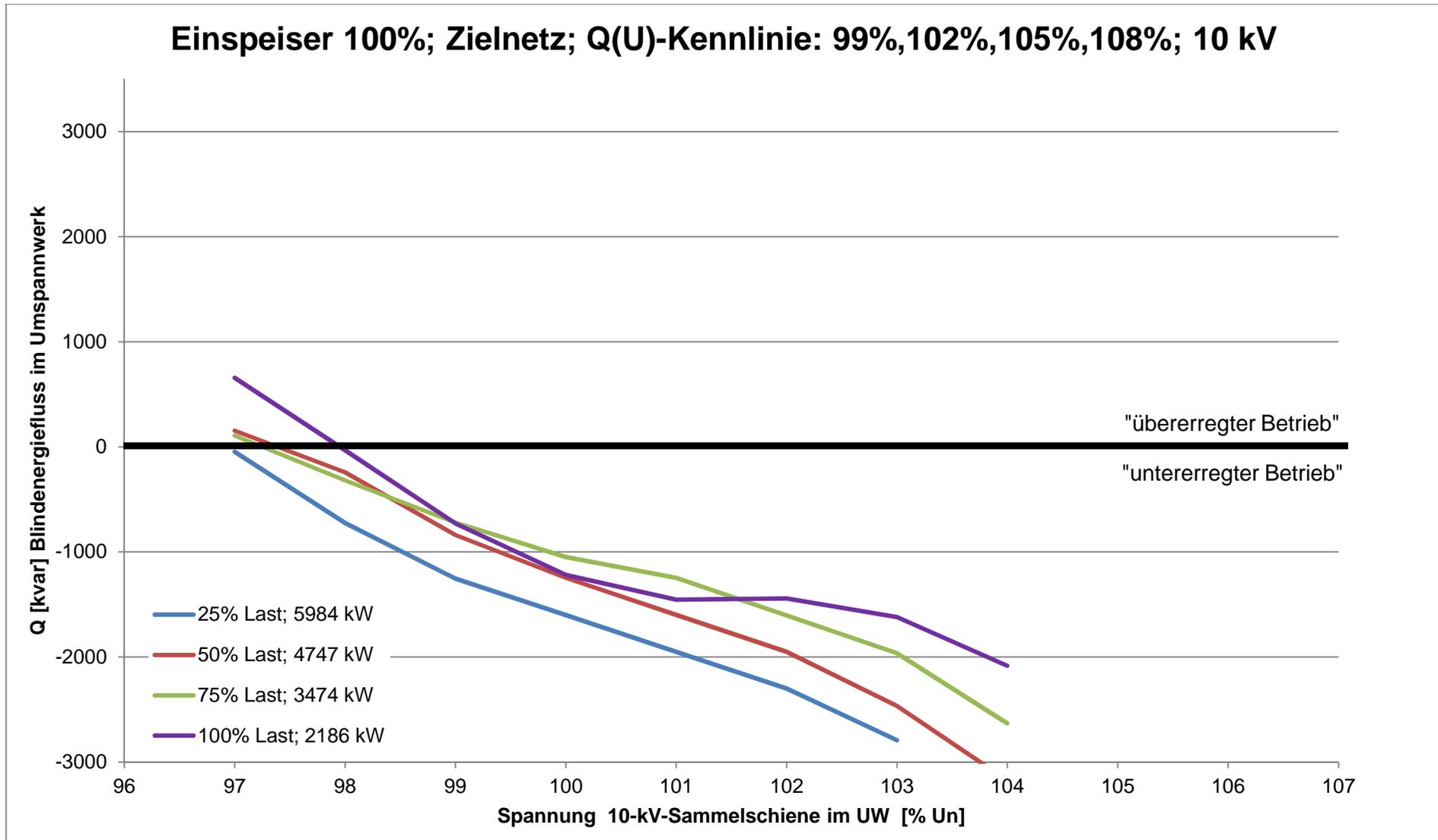


Abbildung 11: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei Q(U)-Regelung

3.2 Das 20-kV-Netz

Die Simulationen in der 20-kV-Netzebene wurden für das Istnetz und das Zielnetz gesondert durchgeführt. Das Istnetz weist aktuell einen Verkabelungsgrad von ca. 50% auf, das Zielnetz ist wiederum vollständig verkabelt und hat dadurch eine deutlich höhere Ladeleistung. Im 20-kV-Netz wurde zu Vergleichszwecken auch der Betrieb mit $\cos\varphi(P)$ simuliert, um die unterschiedlichen Auswirkungen deutlich zu machen.

Bei den simulierten Netzen (Ist-, Zielnetz) handelt es sich um zwei Umspannwerksabzweige in einem ländlichen Versorgungsgebiet.

Auch hier ist es mit $Q(U)$ in fast allen Fällen möglich, den Blindleistungsbedarf gegen Null zu regeln.

Mit der Einstellung $\cos\varphi(P)$ kann der Netzbetreiber keinen Einfluss auf den Blindleistungshaushalt nehmen. Aus dem Übertragungsnetz muss zentral für die DEA Blindleistung zur Verfügung gestellt und über weite Strecken transportiert werden. Für zwei Abzweige sind in diesem Beispiel bei voller Sonneneinstrahlung ca. 4-5 Mvar notwendig, obwohl Wirkleistung in das Hochspannungsnetz geliefert wird. Dieses Betriebsverhalten entspricht nicht den Lastanforderungen des Verteilernetzes und ist genau das Gegenteil des konventionellen Betriebes von Großkraftwerken. Hoher Blindenergiebedarf zur Spannungshaltung in den Verteilernetzen führt in Zukunft zu Zusatzkosten für die Blindleistungsbereitstellung und verursacht höhere Netzverluste.

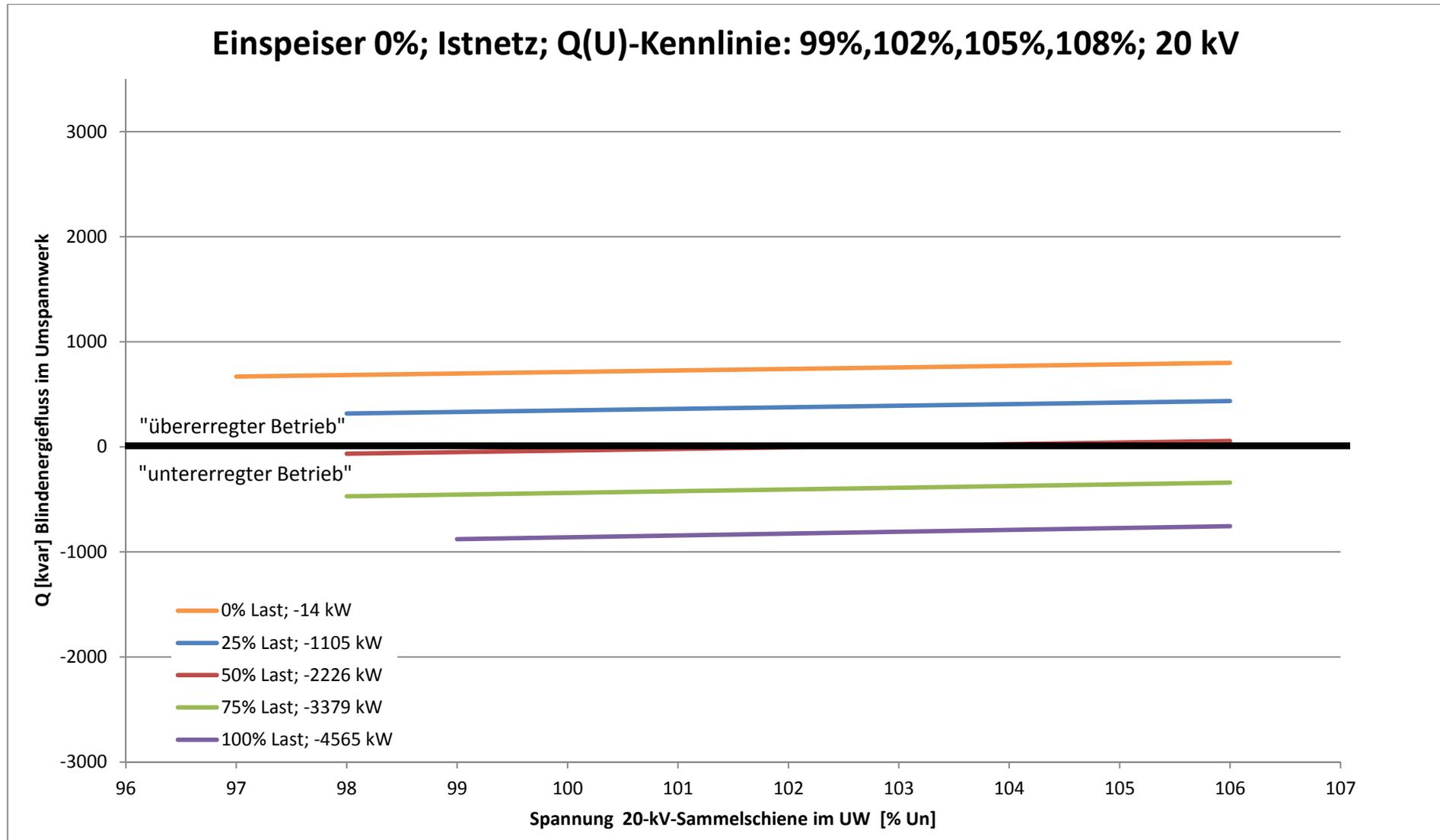


Abbildung 12: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last ohne DEA bei Q(U)-Regelung

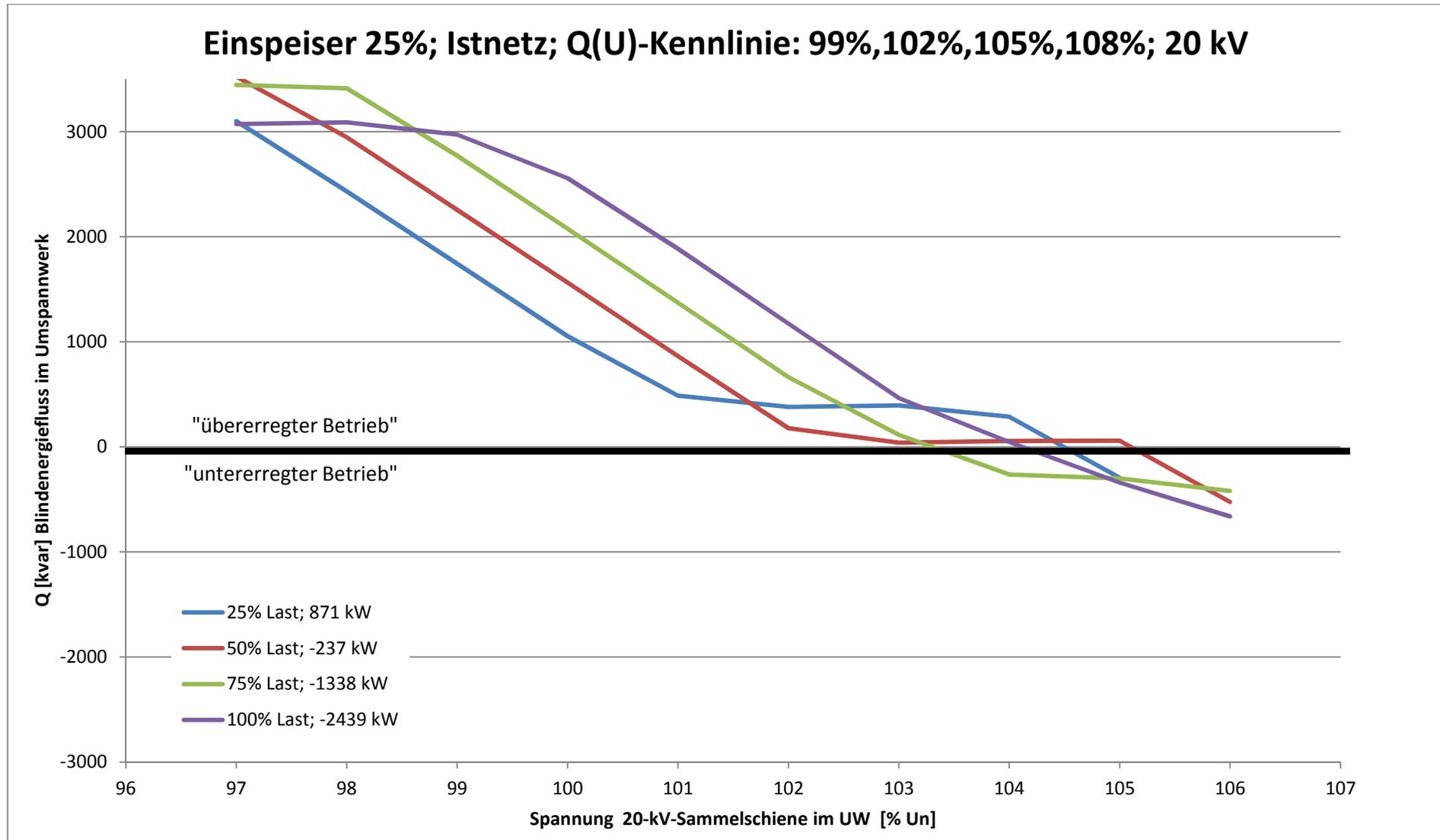


Abbildung 13: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei Q(U)-Regelung

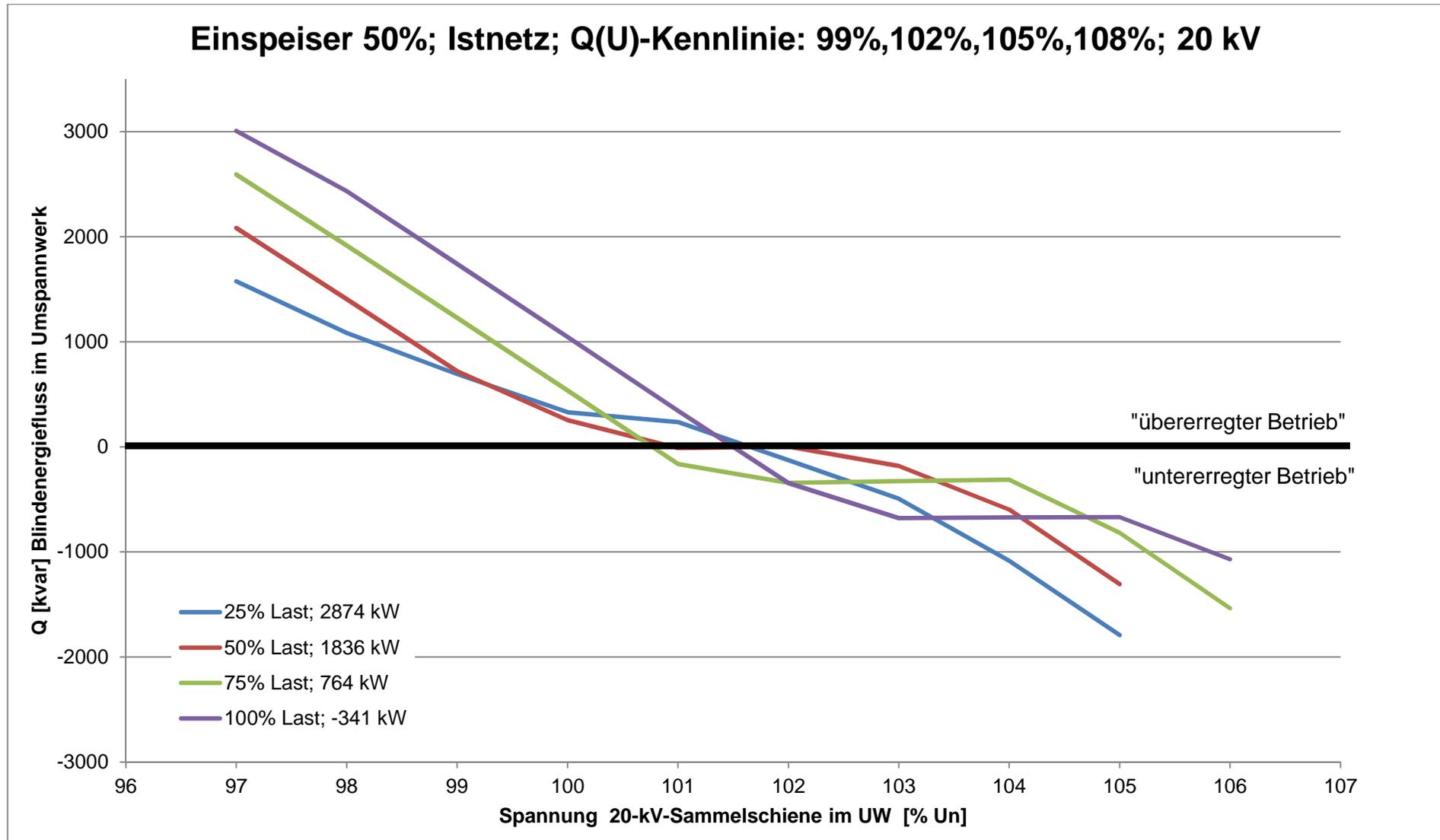


Abbildung 14: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei Q(U)-Regelung

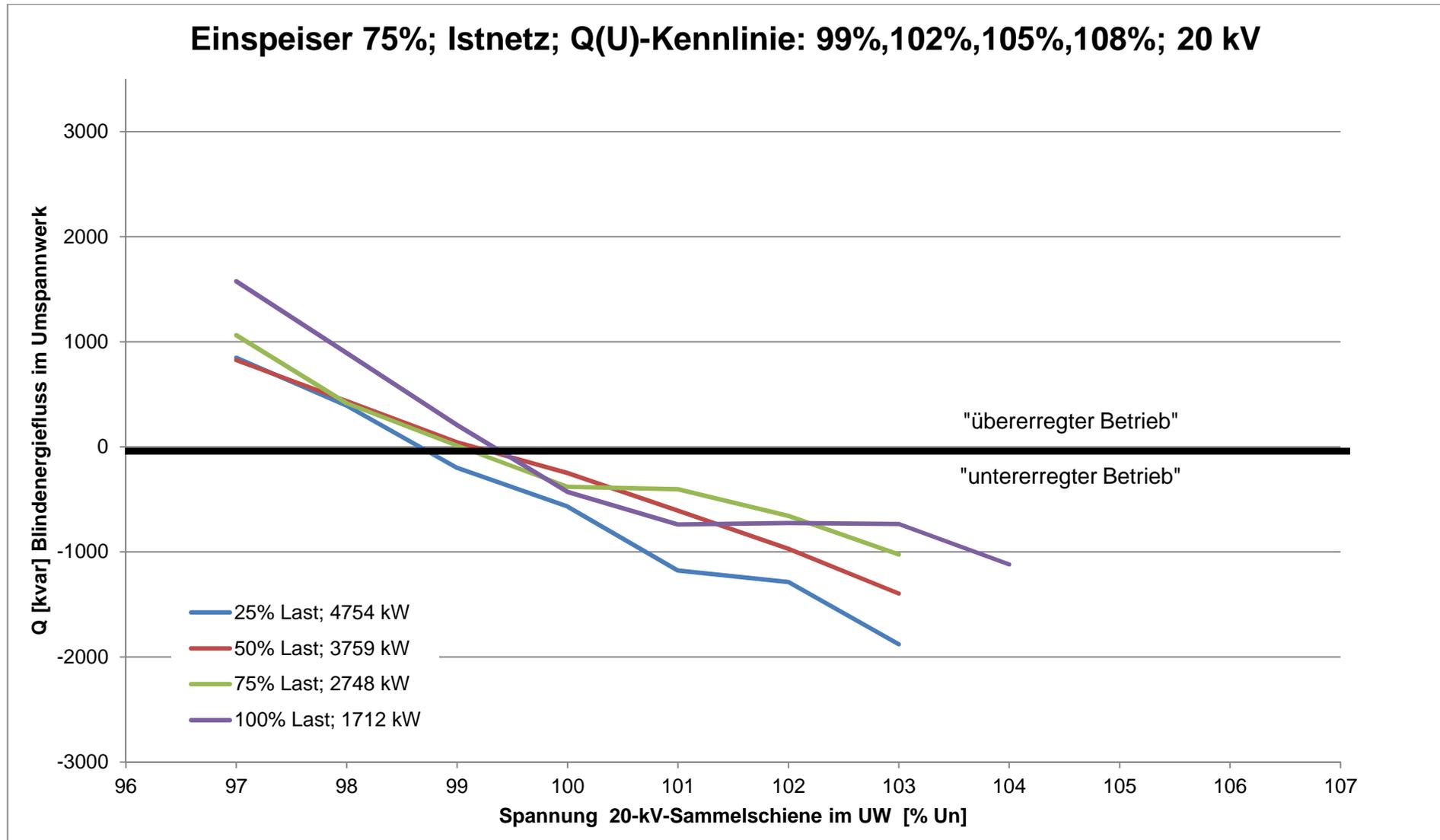


Abbildung 15: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei Q(U)-Regelung

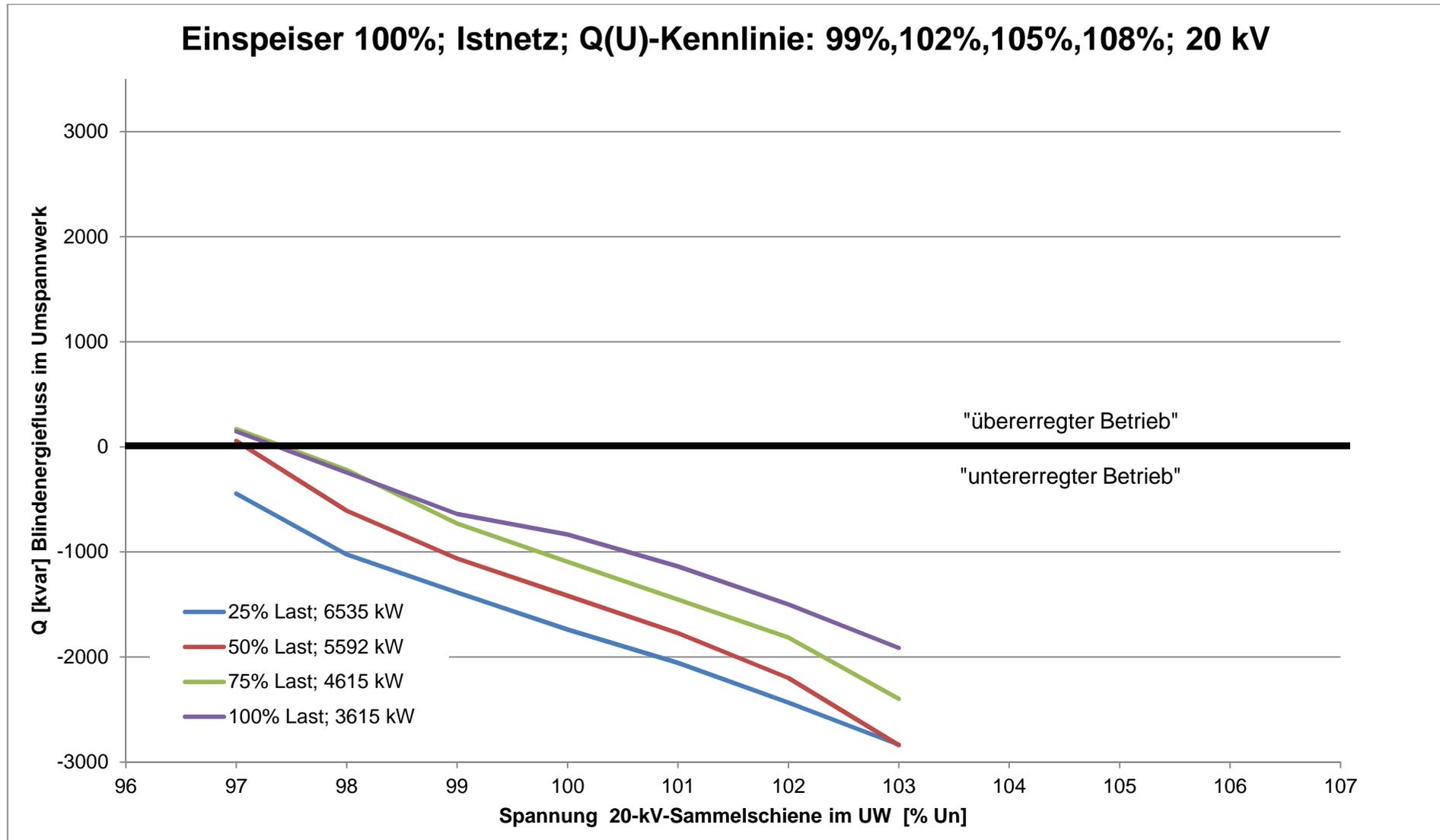


Abbildung 16: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei Q(U)-Regelung

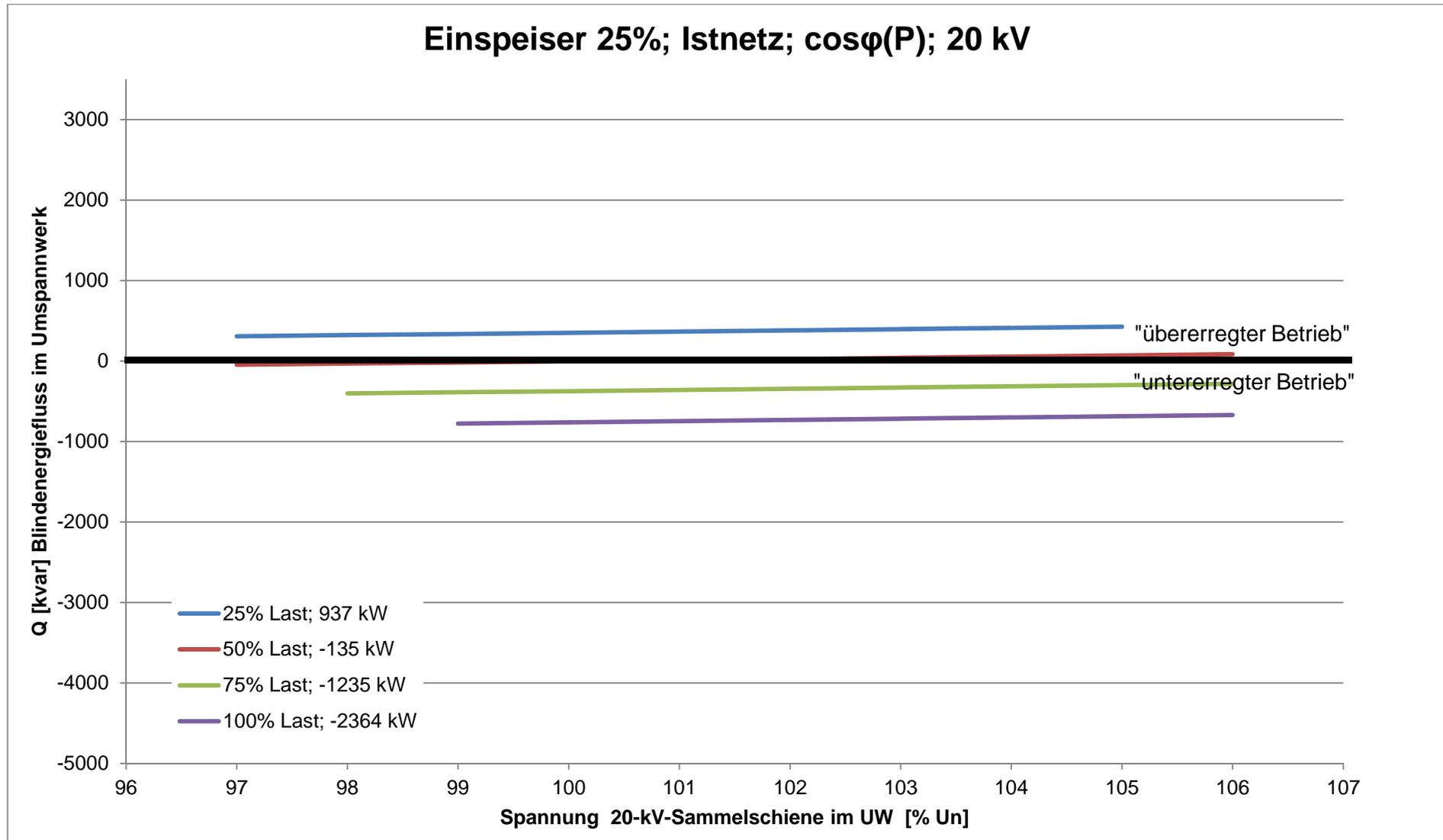


Abbildung 17: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei $\cos\varphi(P)$ -Regelung

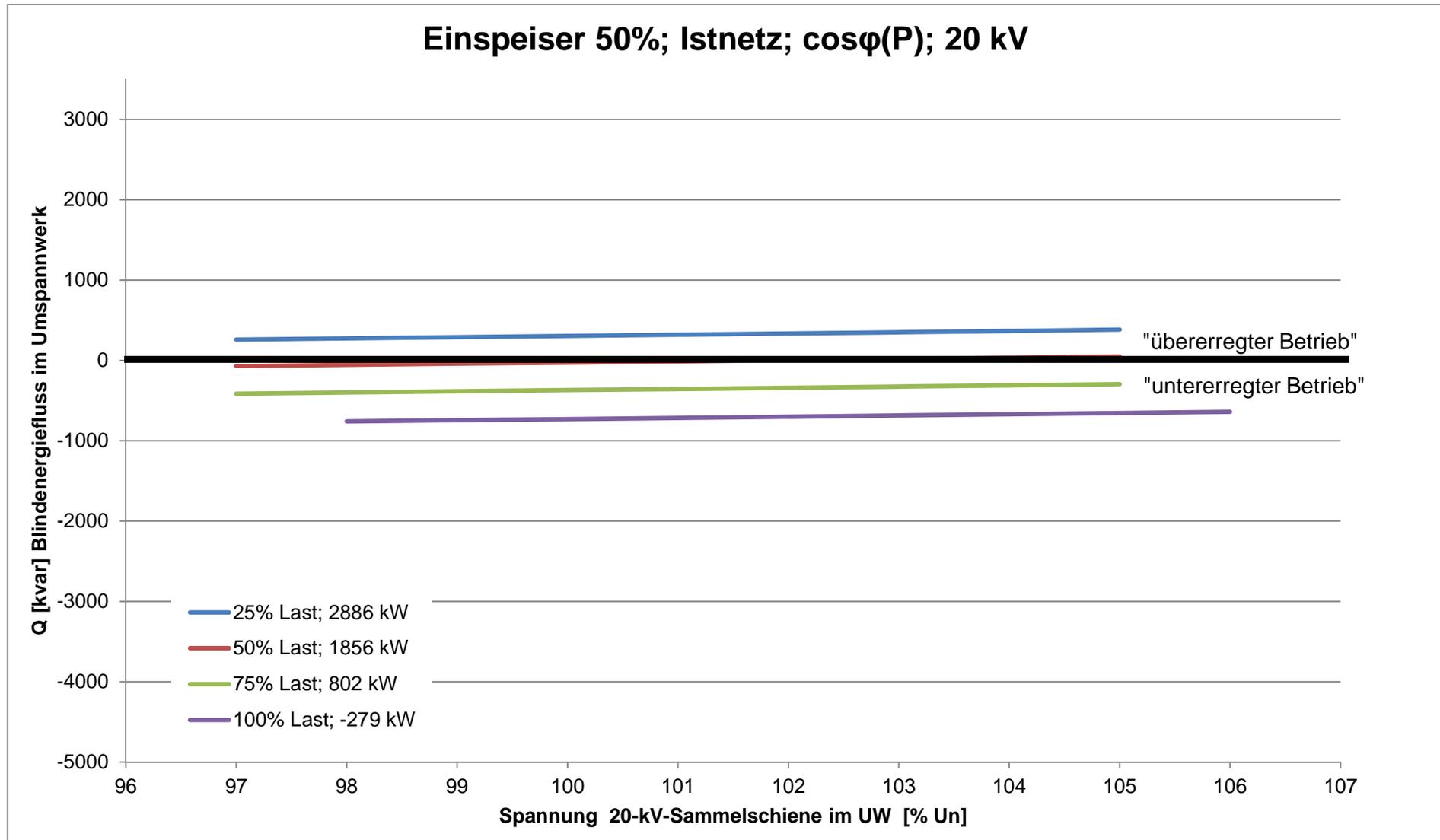


Abbildung 18: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei $\cos\phi(P)$ -Regelung

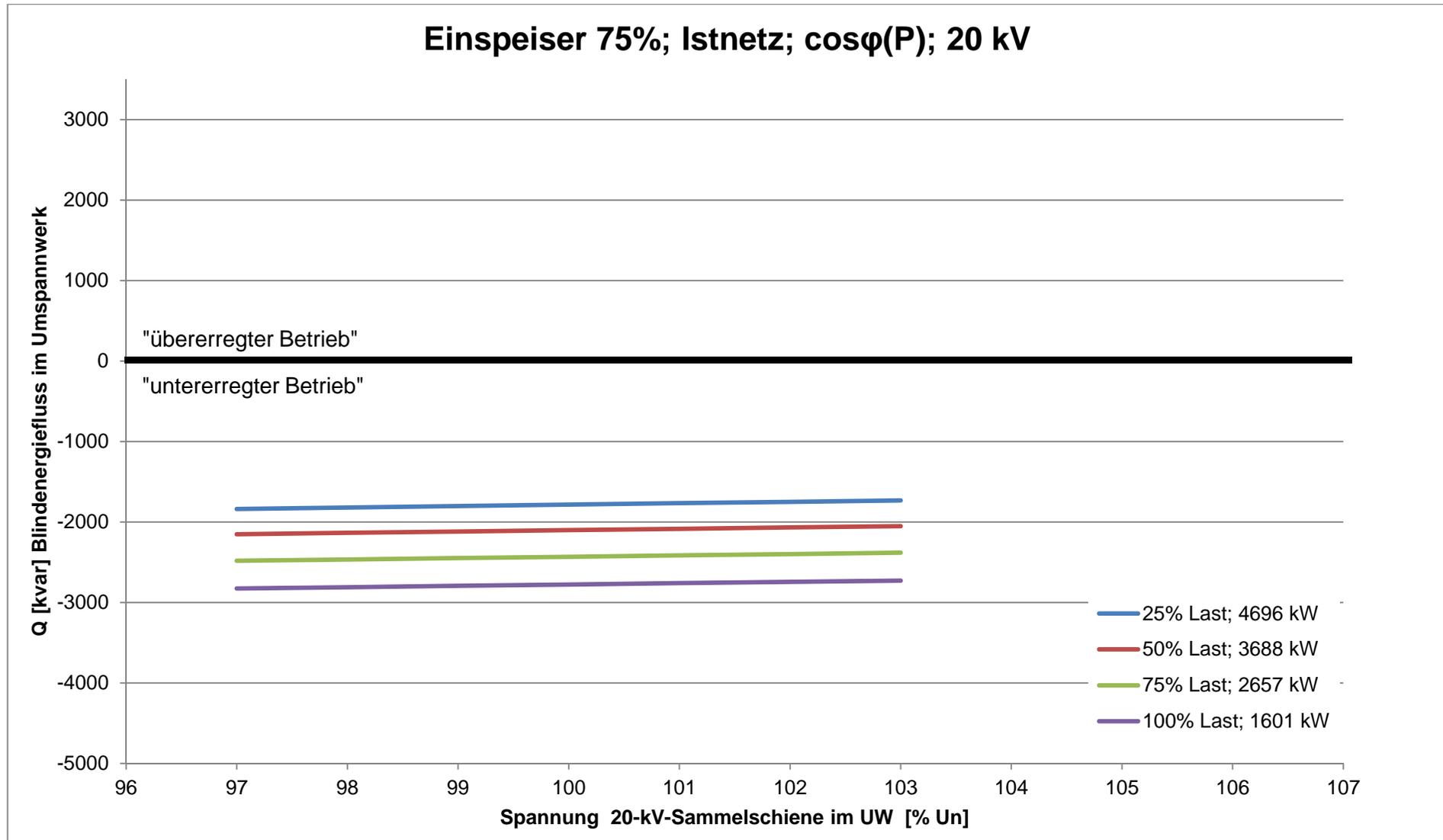


Abbildung 19: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei $\cos\varphi(P)$ -Regelung

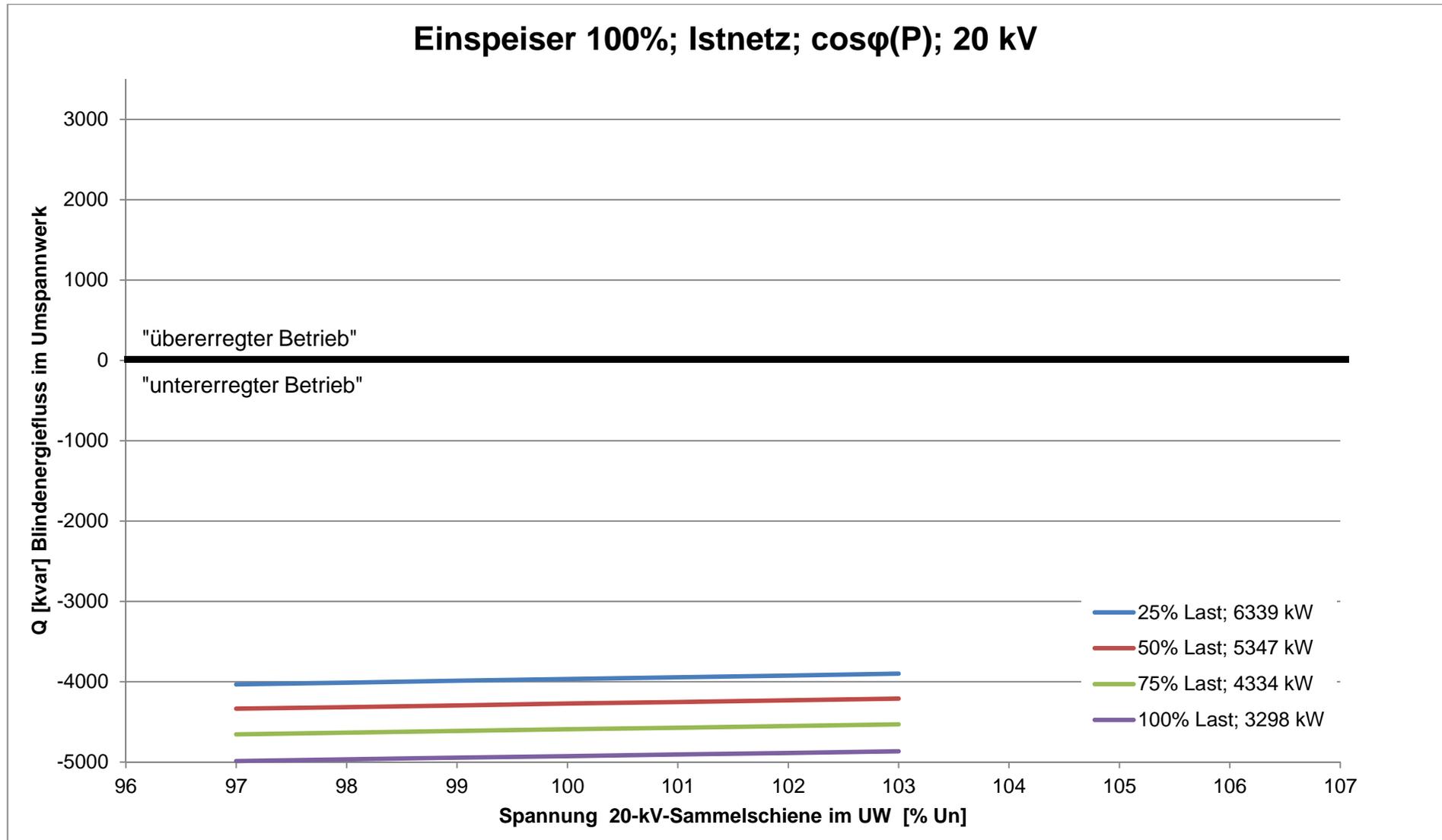


Abbildung 20: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei $\cos\phi(P)$ -Regelung

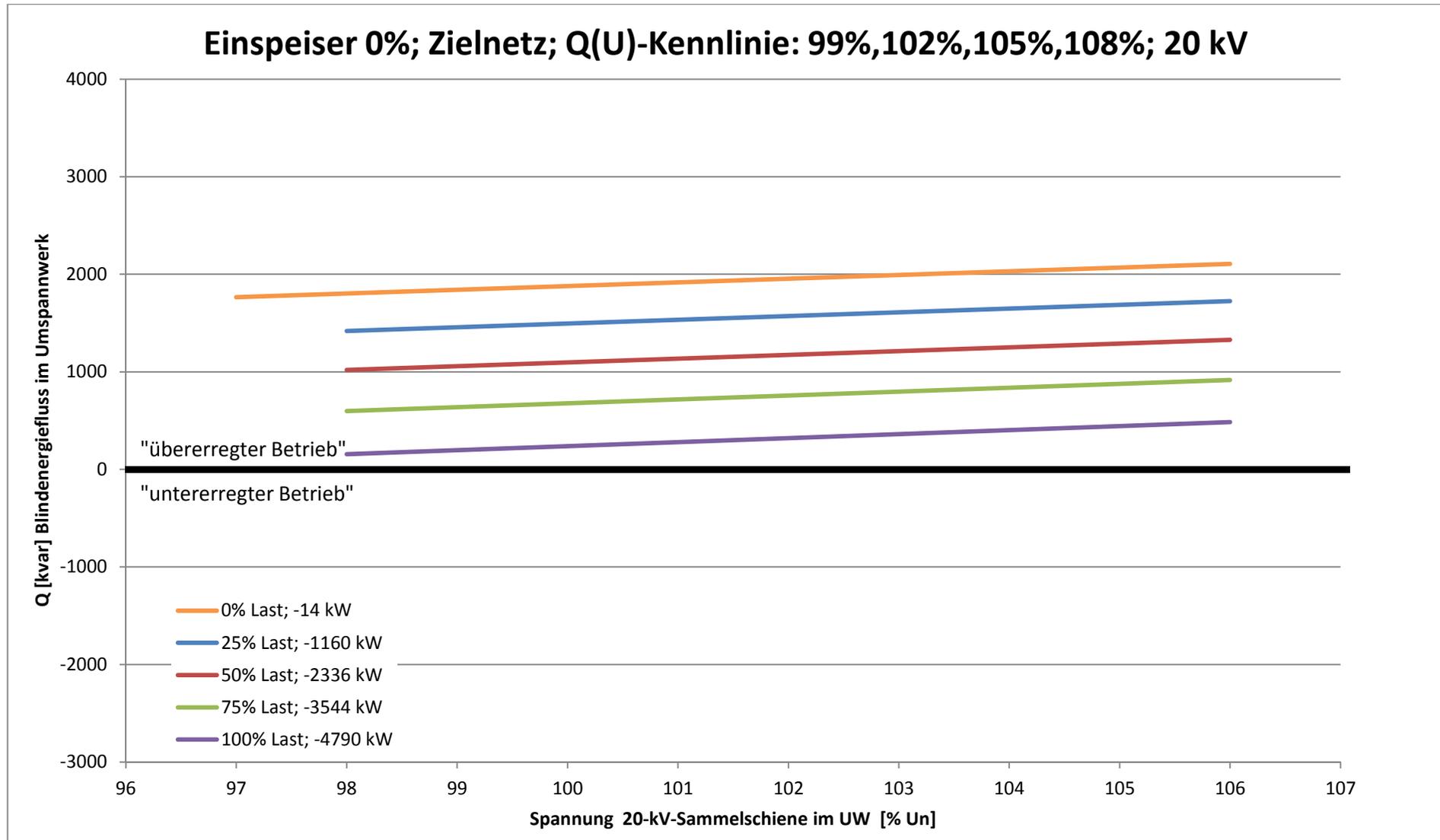


Abbildung 21: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last ohne DEA bei Q(U)-Regelung

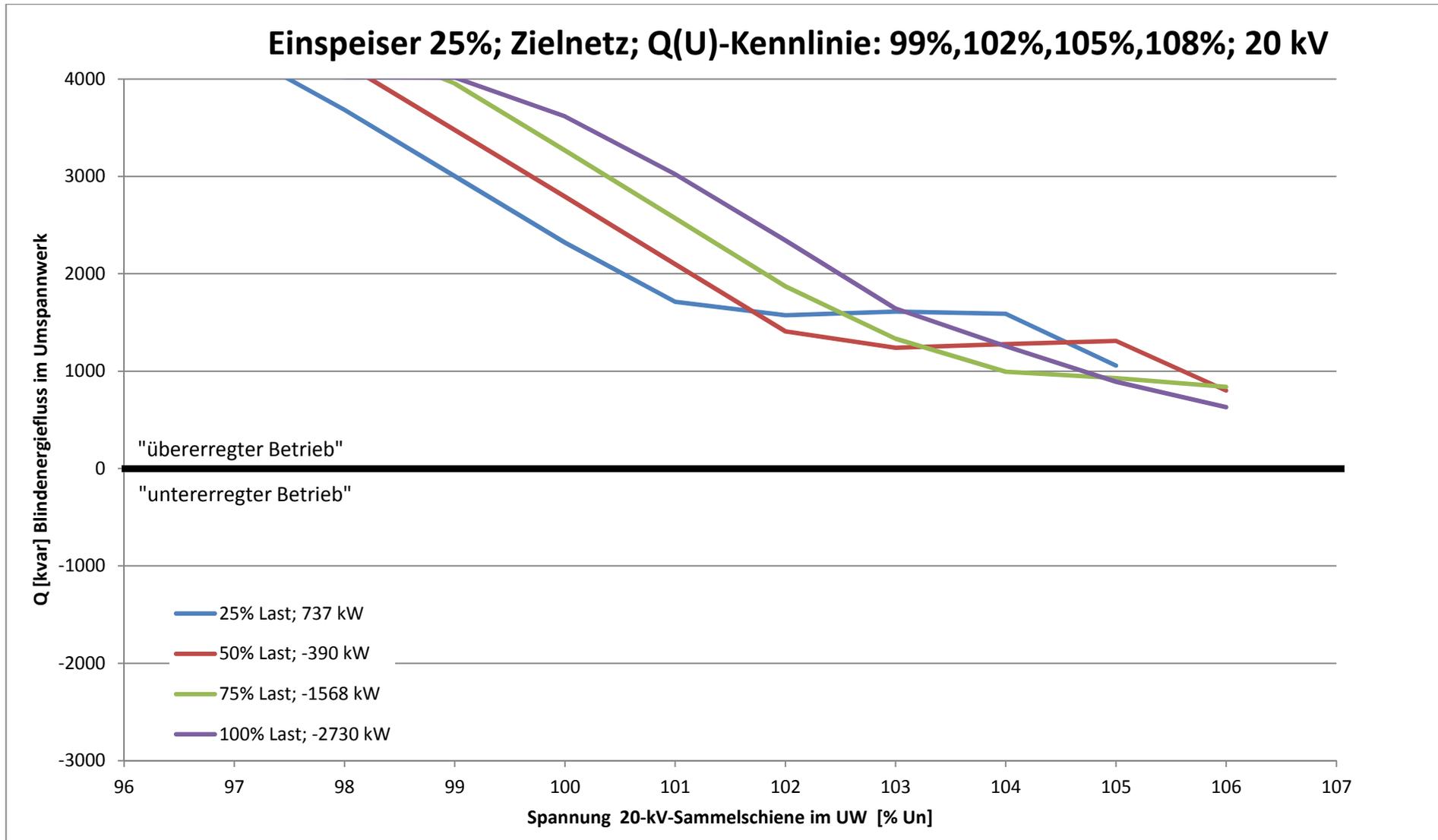


Abbildung 22: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei Q(U)-Regelung

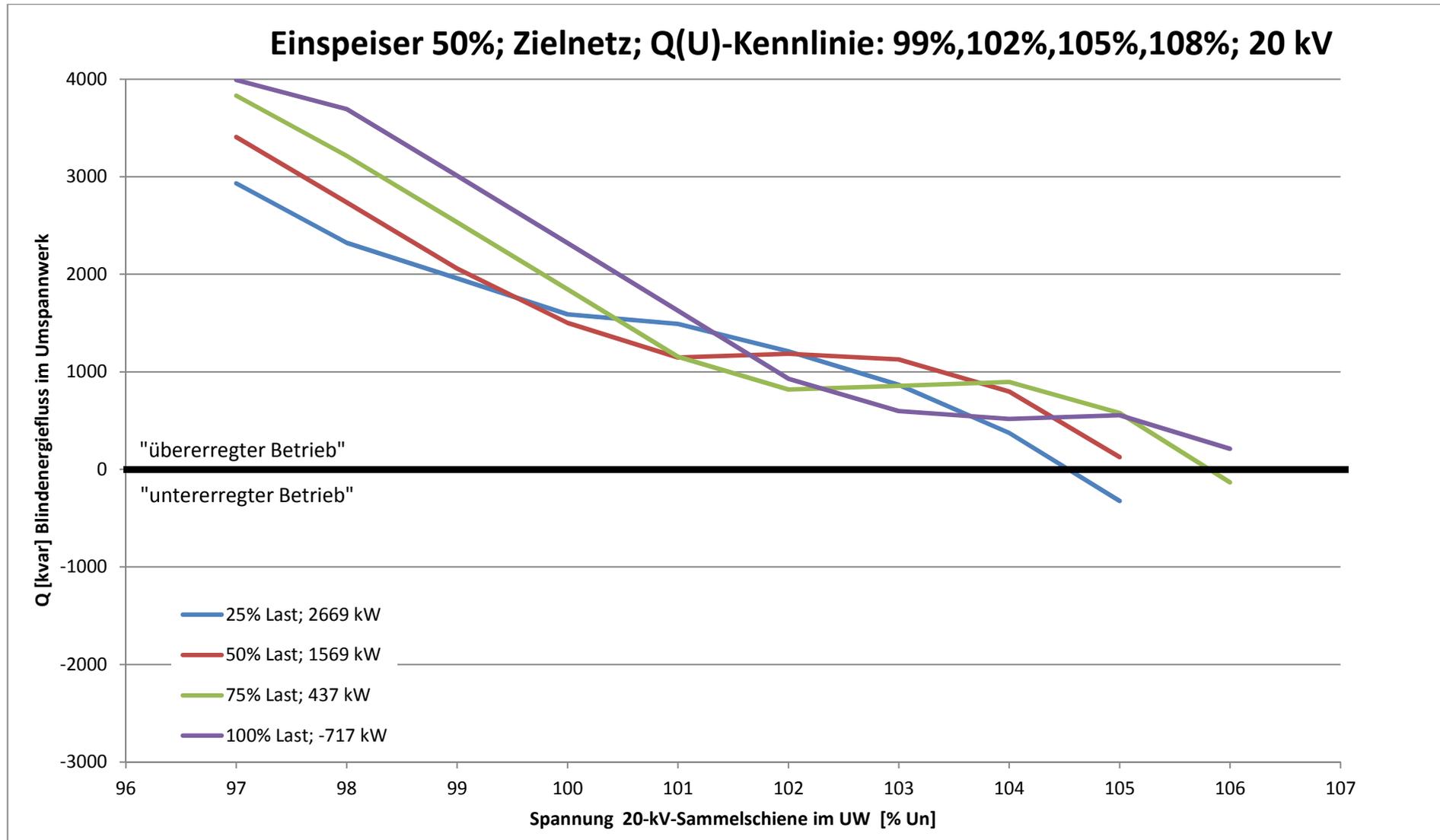


Abbildung 23: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei Q(U)-Regelung

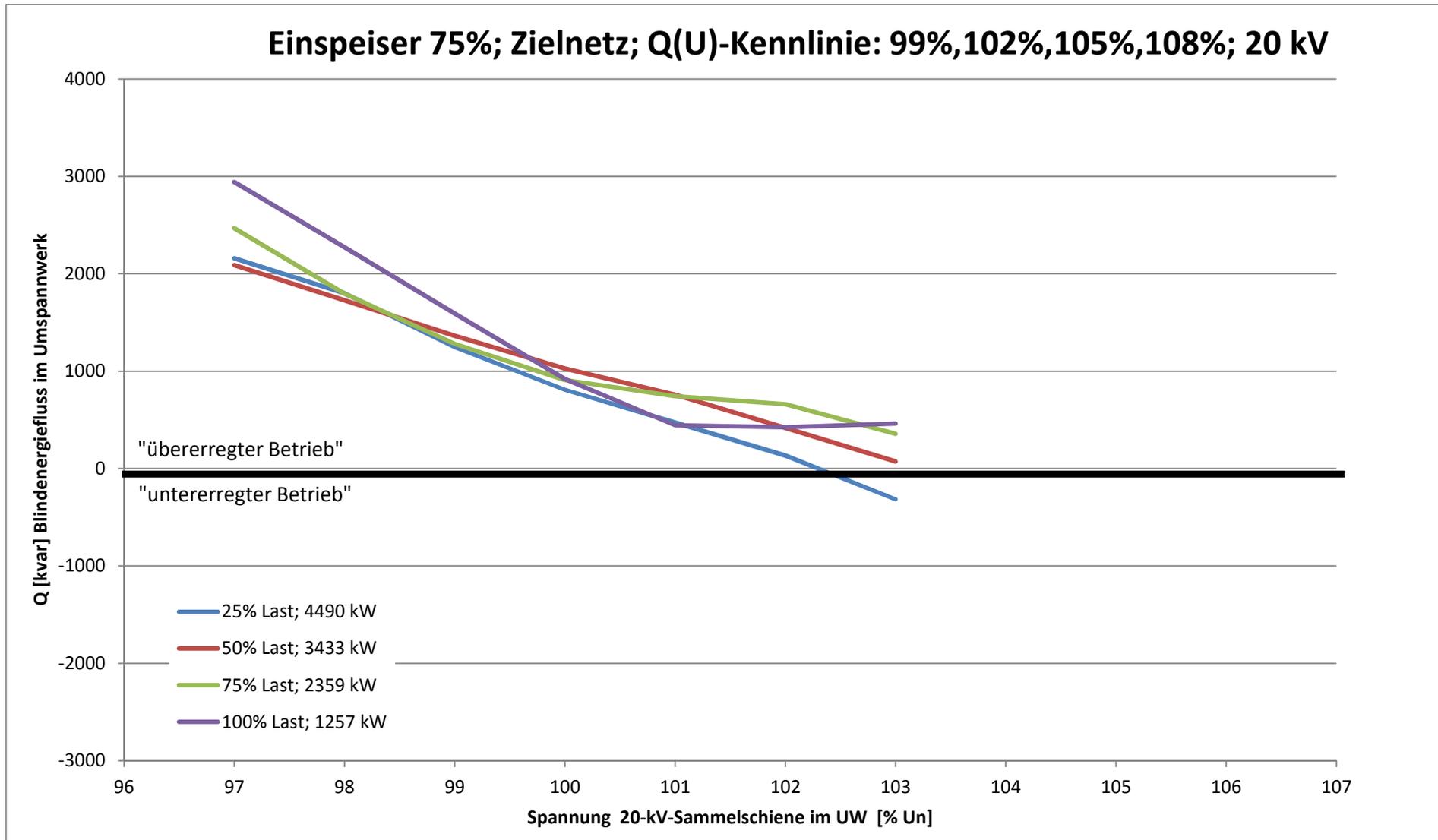


Abbildung 24: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei Q(U)-Regelung

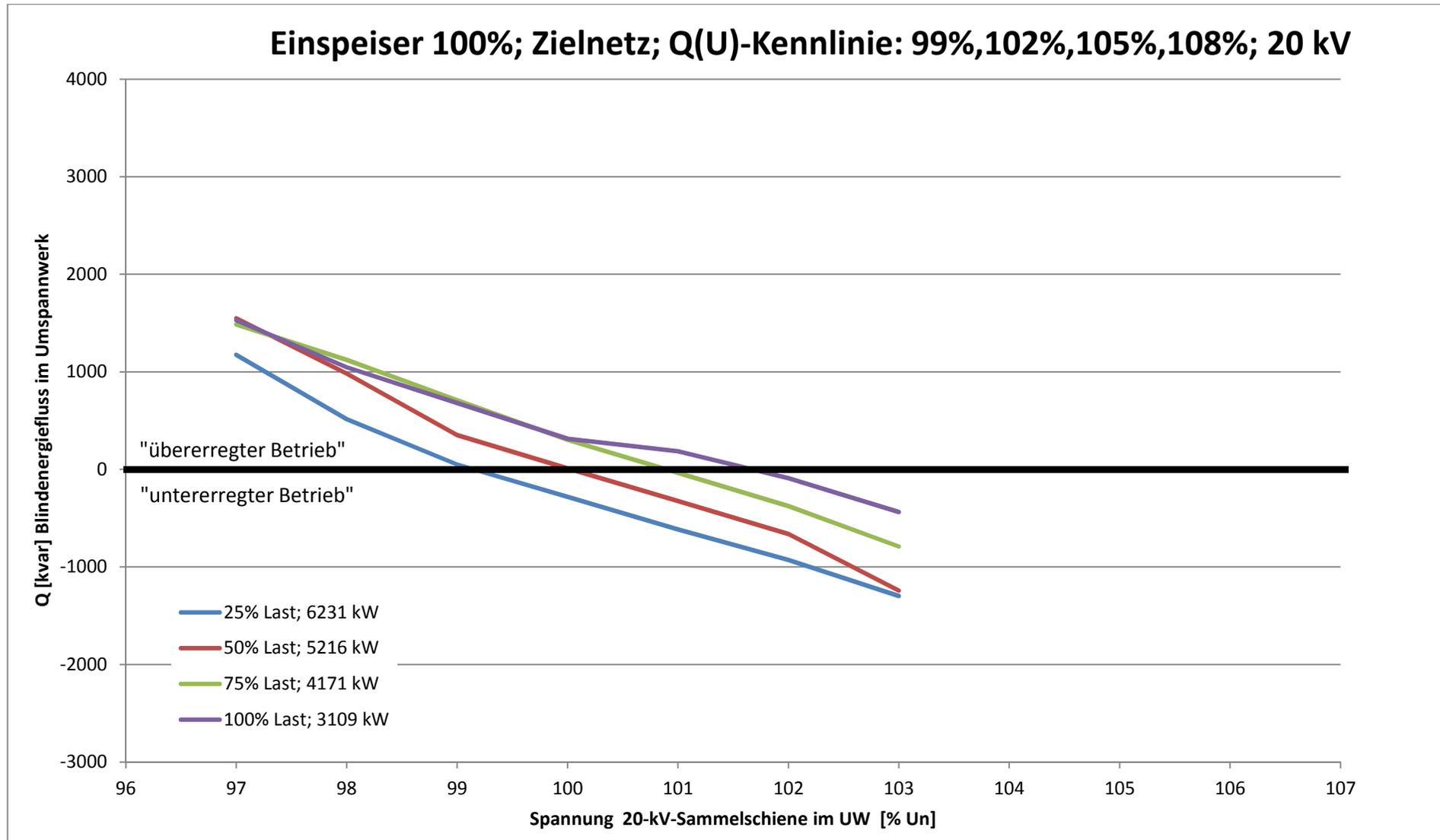


Abbildung 25: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei Q(U)-Regelung

3.3 Das 30-kV-Netz

Das 30-kV-Netz ist das Mittelspannungsnetz mit der höchsten MS-Betriebsspannung und tendenziell den größten Leitungslängen. Bei Vorarlberg Netz ist das 30-kV-Mittelspannungsnetz ebenfalls größtenteils verkabelt und liefert somit auch relativ viel Blindleistung.

Anmerkung: Im simulierten Netz befinden sich auch einige größere Erzeugungsanlagen, die direkt in die Mittelspannung einspeisen. Da die Q(U)-Kennlinie für das Niederspannungsnetz optimiert wurde, wurde der Einfluss dieser Kraftwerke nicht berücksichtigt, zumal er auch gesondert kompensiert werden kann.

Auch im 30-kV-Netz kann der Blindleistungshaushalt geregelt werden, wenn auch nicht immer auf null (Dominanz der Ladeleistung des Kabelnetzes).

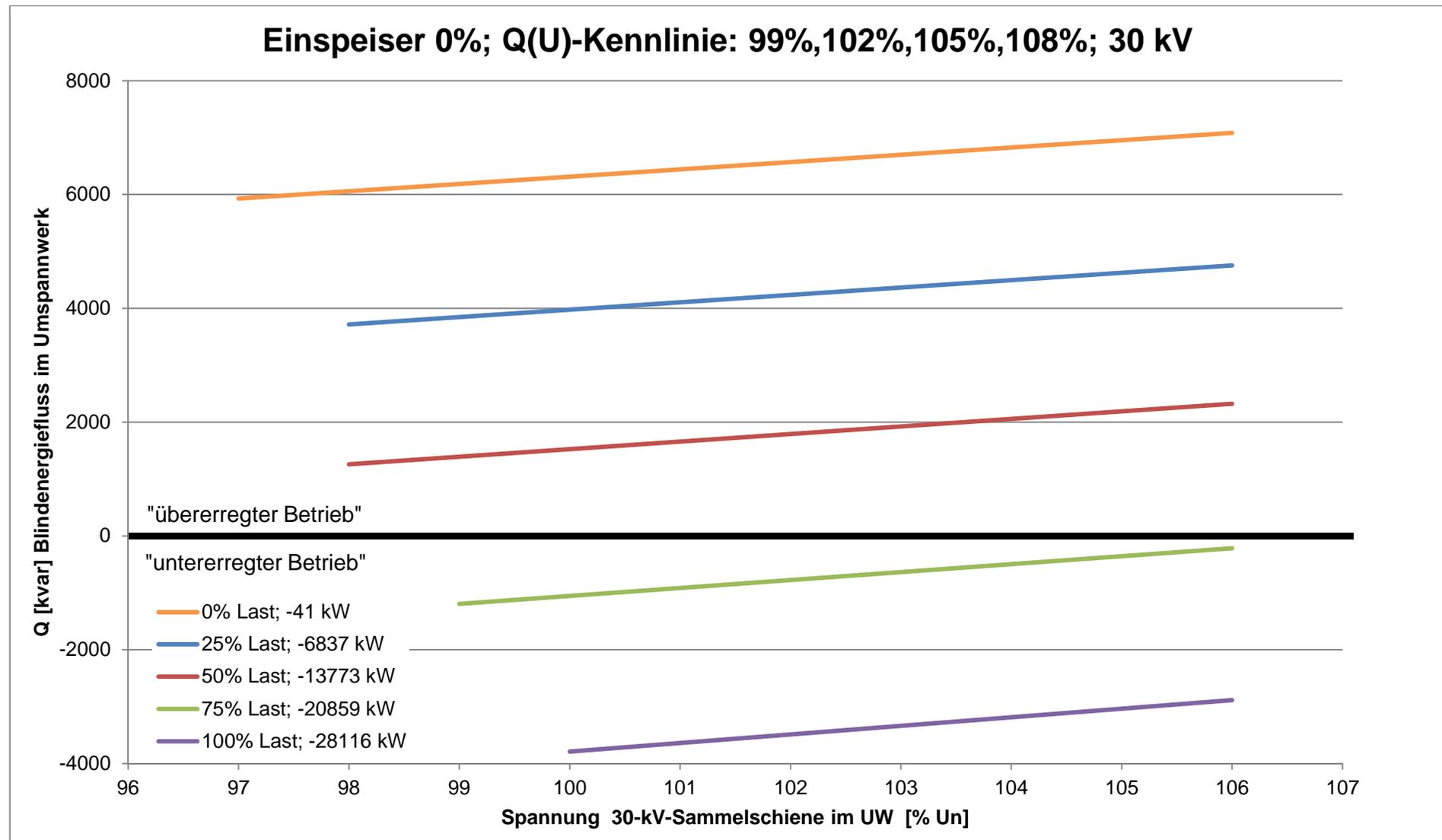


Abbildung 26: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last ohne DEA bei Q(U)-Regelung

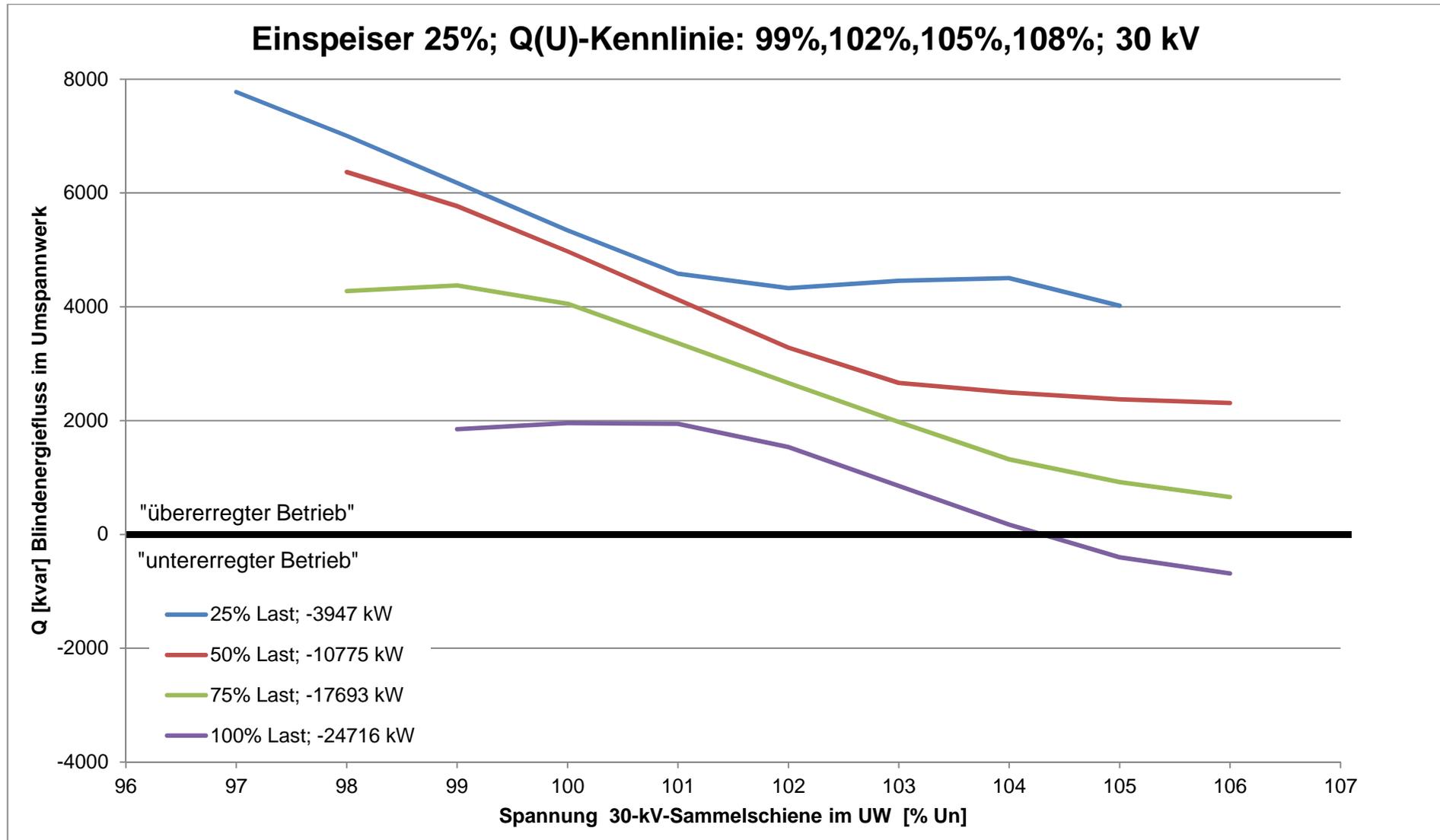


Abbildung 27: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei Q(U)-Regelung

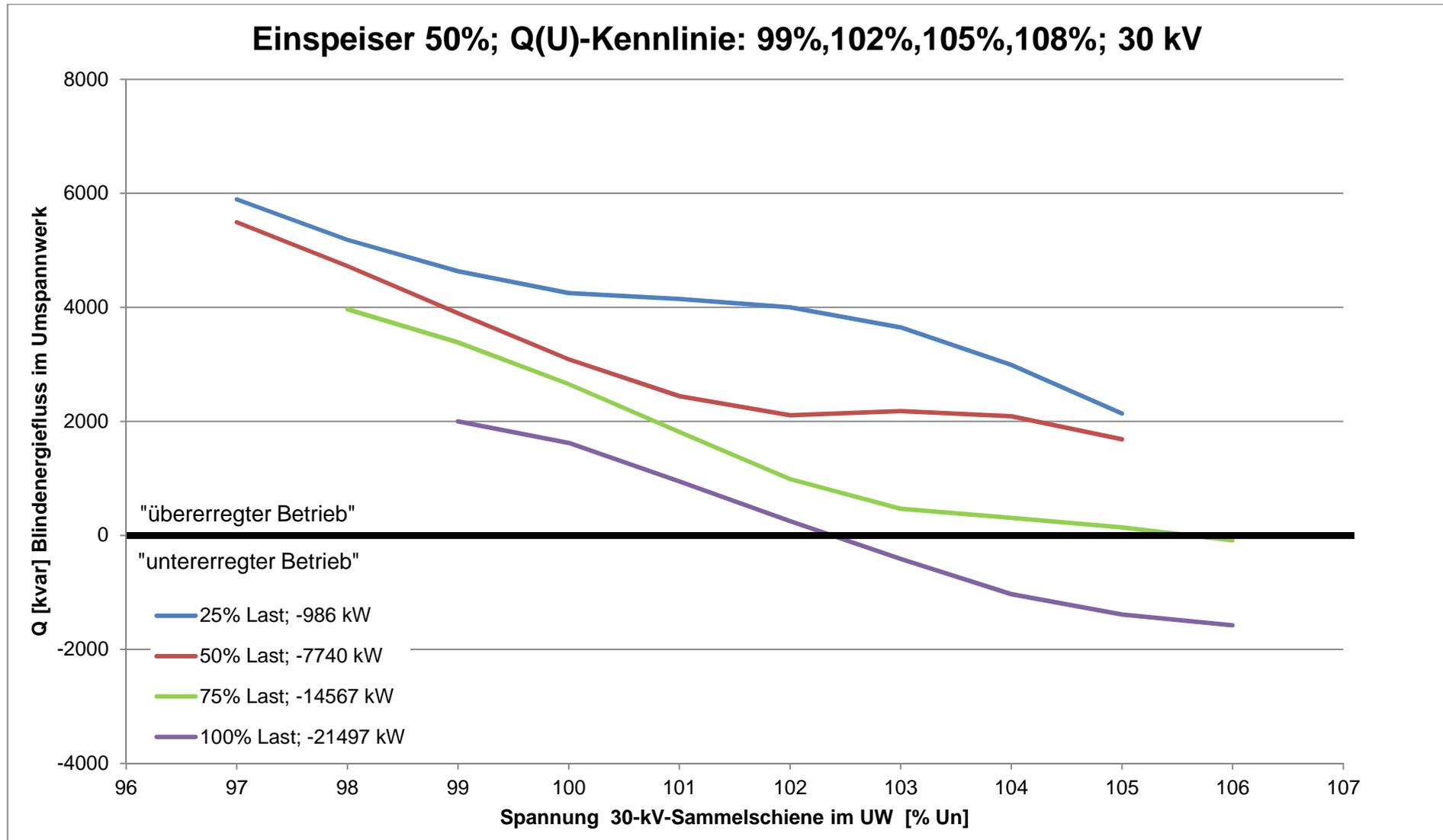


Abbildung 28: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei Q(U)-Regelung

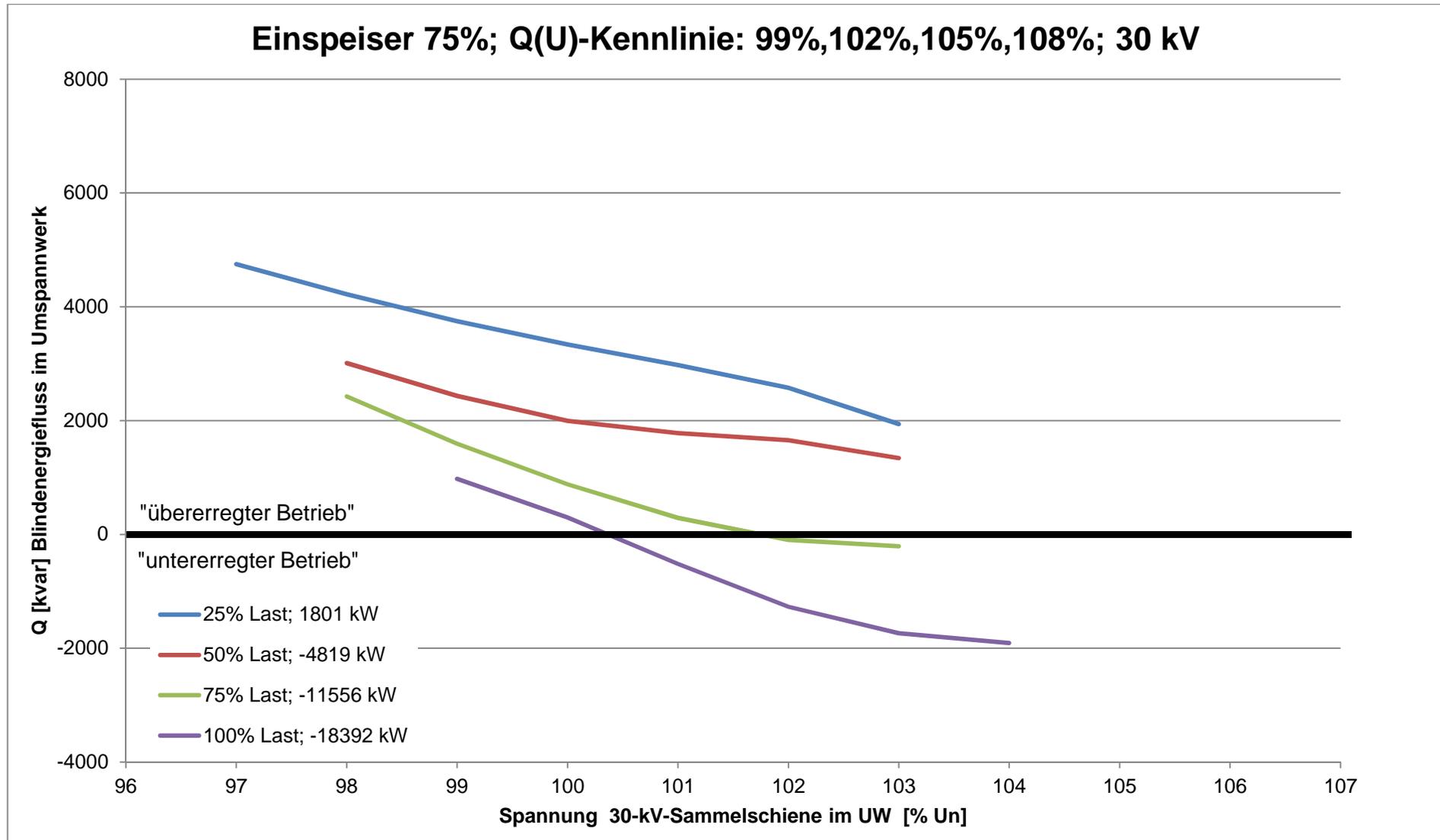


Abbildung 29: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei Q(U)-Regelung

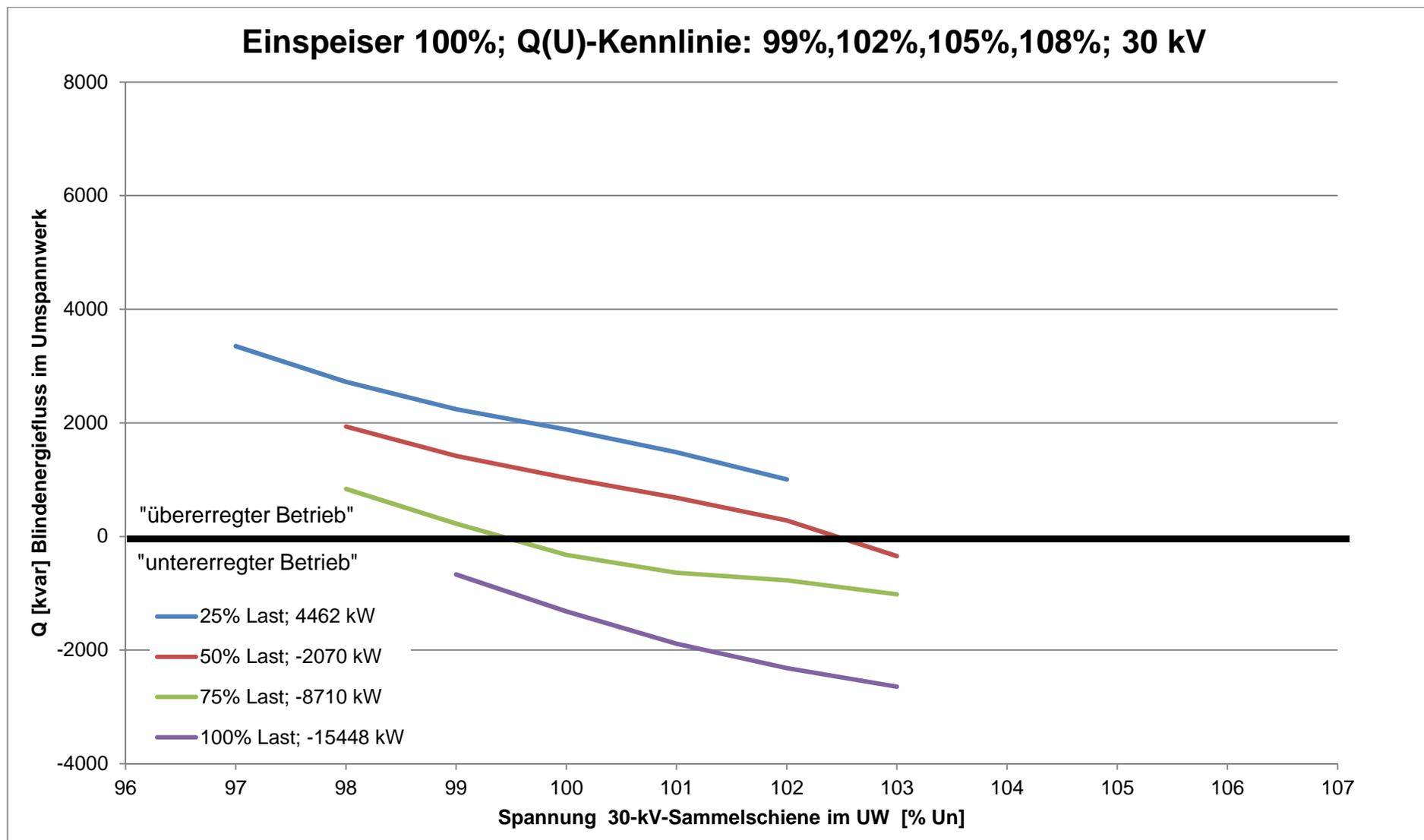


Abbildung 30: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei Q(U)-Regelung

4 Zusammenfassung

Vergleicht man $Q(U)$ mit $\cos\varphi(P)$ wird sichtbar, dass nur mit $Q(U)$ die Blindleistung vom Netzbetreiber beeinflusst werden kann. In allen drei MS-Netzebenen lässt sich die Blindleistung auf einen unkritischen Wert reduzieren. $Q(U)$ schafft mit einem geringen Zusatzaufwand eine Art Kompensationsanlage, die dezentral angeordnet ist. Die volle Blindleistung wird sich dabei nur in Umschaltfällen oder sehr schwachen Netzen temporär einstellen. Mit $Q(U)$ wird aber nie im gesamten Versorgungsgebiet der Blindleistungsverbrauch wie bei $\cos\varphi(P)$ ansteigen, sondern wird nur zeitlich befristet an einzelnen Punkten auftreten.

Mit $\cos\varphi(P)$ lässt sich etwas mehr Einspeiseleistung am Niederspannungsnetz anschließen, es droht aber bei einem hohen Ausbaugrad ein Blindleistungsproblem in der Hochspannung.

Bei Vorarlberg Netz wird auf die $Q(U)$ -Regelung gesetzt, um das Risiko hoher Zusatzkosten für Q (bei $\cos\varphi(P)$ befürchtet) frühzeitig zu vermeiden. Dezentrale Erzeugungseinheiten werden aber weiterhin zusätzliche Kosten im Netz verursachen und der technische Aufwand und die Komplexität (z.B. Kompoundierung mit Blindleistungsminimierung) zunehmen.

Der Einsatz der Blindleistung erweist sich – ungeachtet der Wahl der Regelstrategie $\cos\varphi(P)$ oder $Q(U)$ – insgesamt als eine kosteneffiziente Maßnahme, um mehr PV im Netz anschließen zu können, ohne sofort in Netzverstärkungsmaßnahmen investieren zu müssen.

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Q(U)-Kennlinie für dezentrale Erzeugungsanlagen bei Vorarlberg Netz	4
Abbildung 2: Ortsnetzplan.....	6
Abbildung 3: Berechnung in NEPLAN mit 3%-Spannungsanhebung	7
Abbildung 4: Auswertung der möglichen Anschlussleistung.....	8
Abbildung 5: Blindleistungsverbrauch für verschiedene Wechselrichtereinstellungen	9
Abbildung 6: Schema zur Messung für Simulationen	12
Abbildung 7: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last ohne DEA bei Q(U)-Regelung.....	14
Abbildung 8: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei Q(U)-Regelung.....	15
Abbildung 9: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei Q(U)-Regelung.....	16
Abbildung 10: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei Q(U)-Regelung.....	17
Abbildung 11: Abhängigkeit der Blindleistung von der 10-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei Q(U)-Regelung.....	18
Abbildung 12: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last ohne DEA bei Q(U)-Regelung.....	20
Abbildung 13: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei Q(U)-Regelung.....	21
Abbildung 14: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei Q(U)-Regelung.....	22
Abbildung 15: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei Q(U)-Regelung.....	23
Abbildung 16: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei Q(U)-Regelung.....	24
Abbildung 17: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei $\cos\varphi(P)$ -Regelung	25
Abbildung 18: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei $\cos\varphi(P)$ -Regelung	26
Abbildung 19: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei $\cos\varphi(P)$ -Regelung	27
Abbildung 20: Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei $\cos\varphi(P)$ -Regelung	28
Abbildung 21: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV- Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last ohne DEA bei Q(U)-Regelung	29
Abbildung 22: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV- Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei Q(U)-Regelung	30
Abbildung 23: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV- Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei Q(U)-Regelung	31
Abbildung 24: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV- Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei Q(U)-Regelung	32
Abbildung 25: Zielnetz - Abhängigkeit der Blindleistung von der 20-kV- Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei Q(U)-Regelung.....	33
Abbildung 26: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenspannung in Abhängigkeit der Last ohne DEA bei Q(U)-Regelung.....	35

Abbildung 27: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenenspannung in Abhängigkeit der Last mit 25% DEA bei Q(U)-Regelung.....	36
Abbildung 28: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenenspannung in Abhängigkeit der Last mit 50% DEA bei Q(U)-Regelung.....	37
Abbildung 29: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenenspannung in Abhängigkeit der Last mit 75% DEA bei Q(U)-Regelung.....	38
Abbildung 30: Abhängigkeit der Blindleistung von der 30-kV-Sammelschienenenspannung in Abhängigkeit der Last mit 100% DEA bei Q(U)-Regelung.....	39

Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH

Gemeinsames Resümee

(über beide Berichte - TU München und Vorarlberg Netz)



Resümee

Zur Vorgeschichte und Motivation des Projektes sei auch auf das Vorwort verwiesen.

Ein Blick über die österreichischen Grenzen nach Deutschland zeigt, dass in geeigneten Regionen gegenüber dem Ausbauzustand Vorarlberg 2013 noch eine Verzehnfachung der Photovoltaikleistung durchaus möglich scheint. Der Druck auf eine (teure) Anpassung des Stromnetzes für diese neue Anforderung nimmt – wenn auch regional unterschiedlich – vielerorts deutlich zu. Zuerst sind aber für die meist wenigen Problemstunden eines Jahres kosteneffiziente Abhilfealternativen gefragt, um die allgemein gewollte Energiewende nicht durch hohe Netzkosten zu belasten oder gar zu gefährden.

Die Verteilernetzbetreiberbranche hat dafür fachlich aufgerüstet und zieht mit meist zentralen Lösungsansätzen von der Kompoundierung im Umspannwerk bis zur Smart-Grid-Lösung ins Feld. Die hohe Komplexität und Vielschichtigkeit der elektrischen Netze fordert fachlich extrem heraus. Ein bunter Blumenstrauß an Lösungen steht den Fachleuten zur Verfügung. Allgemeinlösungen für alle Netze können kaum genannt werden. Die Netzplaner müssen situativ das Optimum, vor allem aber eine für das Netzpersonal weiterhin verständliche, wartungsarme und kostengünstige Lösungen finden.

Neben den netzseitigen Maßnahmen hilft es auch, die Einspeisung netzfreundlicher zu machen. Die Spannungsanhebung bei Netzschwachlast ist vielerorts das Hauptproblem. Die modernen PV-Wechselrichter bieten mittlerweile zu geringen Mehrkosten eine wirksame Hilfe bei der quasistationären Spannungshaltung an. Durch Blindleistungsverstellung kann eine Spannungsanhebung bei Netzschwachlast reduziert oder bei Netzhochlast verstärkt werden. In Deutschland wurde 2011 in der Sturmphase des PV-Zubaus unter Druck die $\cos\phi(P)$ -Regelung in der Niederspannungsrichtlinie eingeführt. Diese einfache Regelung entlastet die Netze, führt aber unselektiv zu einem hohen Blindenergiebezug, womit letztlich zwar in den Niederspannungsnetzen ein Problem entschärft wird, in den höheren Netzebenen dafür eine neues entsteht. In gewisser Absehbarkeit einer Weiterentwicklung erfolgte damals bereits in einer Anmerkung der Hinweis, dass zukünftig das in der Mittelspannungsrichtlinie 2008 beschriebene $Q(U)$ -Kennlinienverfahren auch in der Niederspannung Anwendung finden kann. Eine gewisse Unsicherheit bestand allgemein noch, ob der Einsatz von $Q(U)$ in der breiten Masse einzelgerätetegeregt denn stabil arbeiten würde. Bei der robusten $\cos\phi(P)$ -Regelung brauchte man diesbezüglich begründet keine Bedenken zu haben.

Inzwischen melden sich – in Deutschland wie in Österreich – vermehrt die Übertragungsnetzbetreiber bei den Verteilernetzbetreibern und machen Vorgaben zum Blindenergiehaushalt. In Biblis (DE) wurde der Block A des stillgelegten Kernkraftwerkes für den Phasenschieberbetrieb ertüchtigt. Die dafür angegebenen Kosten von € 7 Mio zeigen, dass die Bereitstellung der Blindenergie auch Geld kostet. Eine Reihe von Verteilernetzbetreibern war darum auf lange Sicht nicht vollends von der $\cos\phi(P)$ -Regelung überzeugt. Allerdings bestand auch die Unsicherheit, ob denn eine $Q(U)$ -Regelung in der Niederspannung im Massenbetrieb nicht zum Schwingen neigen könnte. Auch bei Vorarlberg Netz wollte man einerseits nicht den Blindenergieverkehr in den Netzen unnötig vermehren, andererseits aber die Sicherheit des stabilen Netzbetriebes gewährleisten wissen. Damit war die Frage zu klären, ob die bezüglich Blindleistung sparsame $Q(U)$ -Regelung für stabilen Netzbetrieb in der Niederspannung für den Massenmarkt genutzt werden kann. Arbeitet $Q(U)$ in der Fläche stabil?

In Bayern war mehrere Jahre weltweit die höchste PV-Zunahme zu verzeichnen. Die Technische Universität München war bereits mit mehreren Wechselrichterherstellern auch auf dem Gebiet der Stabilitätsuntersuchungen tätig gewesen. Gesucht wurde von Vorarlberg Netz eine solide wissenschaftliche Begleitung für eine mögliche Einführung der Q(U)-Regelstrategie auch für kleinere Leistungen ab 3,68 kVA, da die öffentlichen PV-Fördermodelle in Deutschland und Österreich zunehmend Kleinanlagen bevorzugen.

Im netzbetreibereigenen Betriebsgelände in Bregenz sollte zuerst in einem Feldversuch erprobt werden, was später als Standardeinstellung für das Bundesland Vorarlberg und das Westallgäu beabsichtigt war. Es bot sich an, acht eigene neu errichtete PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 380 kW und mehreren Wechselrichtertypen teilweise auch unter extremer Störgrößeneinprägung auf Stabilität zu prüfen und eine mögliche Änderung der Schwingungsneigung mit einem Dämpfungsmonitor der Fa. a-eberle Nürnberg messtechnisch zu überwachen. Zudem war das Ziel, eine geeignete Q(U)-Kennlinie zu finden und deren Stabilität ebenfalls bestätigt zu finden. Die Messwerte der PV-Anlagen wurden direkt an die Technische Universität München übertragen und dort umfangreichen Auswertungen mit unterschiedlichen Q(U)-Charakteristiken unterzogen.

Die nächste Frage war: Wie soll nun die endgültige Q(U)-Kennlinie aussehen? Ein nachträgliches Umparametrieren bei allfällig zukünftig besseren Erkenntnissen sollte für den PV-Massenmarkt vermieden werden.

Vorarlberg Netz betreibt – topographisch und historisch entstanden – 10-, 20- und 30 kV-Netze im österreichischen Vorarlberg und im angrenzenden deutschen Westallgäu mit den unterschiedlichsten Ausprägungen, auch mit abweichenden Verkabelungsanteilen. Gefragt war eine einheitliche robuste Q(U)-Kennlinie für alle Netze, die „breitbandig“ für alle derzeitigen und zukünftigen Netze gut passt. In einer Vielzahl von Simulationen in allen drei MS-Ebenen (Stadt, Land, Mischgebiet), aber auch den bereits bekannten und modellierten Zielnetzen wurde die mittlerweile auf der Homepage von Vorarlberg Netz veröffentlichte Q(U)-Kennlinie für die Niederspannung als guter Kompromiss der vielen Netze gefunden. Erfreulicherweise ist die Auswirkung im Ergebnis bei Variation der Kennlinie nicht groß. Diese beruhigende Erkenntnis lässt annehmen, dass es kaum öffentliche Netze geben dürfte, wo die Q(U)-Kennlinie schlecht oder gar nicht passt.

Zusammenfassend kann gesagt werden:

Die Q(U)-Spannungsregelungsstrategie ist eine wirksame Maßnahme zur Dämpfung des Spannungsanhebungsproblems bei dezentraler Einspeisung. Aus einer Vielzahl von Netzbeurteilungen in üblichen NS-Netzen ergibt sich repräsentativ gegenüber einem Betrieb mit $\cos\varphi = 1$ eine Mehranschlussleistung von etwa 25 % (oft) bis etwa 50 % (selten, unter günstigen Voraussetzungen), wenn der Blindleistungsbereich mit $\cos\varphi = 0,95$ begrenzt wird. Bei Erweiterung auf $\cos\varphi = 0,9$ liegt der Gewinn bei etwa 35 % (oft) bis 100 % (selten, unter günstigen Voraussetzungen). Zu solchen Ergebnissen kommen auch andere wissenschaftliche Studien. Aus Vergleichssimulationen ergibt sich, dass Q(U) und $\cos\varphi(P)$ – bei ggf. leichtem Vorteil für $\cos\varphi(P)$ – meist etwa eine ähnliche Ergiebigkeit haben dürften. Je nach konkreter Netzsituation kann aber die eine oder auch andere Strategie einen etwas höheren Gewinn erreichen. Die Q(U)-Spannungsregelungsstrategie besticht gegenüber dem konventionellen Betrieb mit $\cos\varphi = 1$ durch einen sehr maßvollen Mehrverbrauch an Blindenergie, der sich differenziert nach den örtlichen und zeitlichen Erfordernissen richtet. Die $\cos\varphi(P)$ -

Regelung berücksichtigt externe Umstände nicht und erzeugt dadurch unselektiv oft einen deutlich höheren Blindenergiebezug. Entsprechend ergeben sich dann auch mit Q(U) teilweise deutlich geringere Netzverluste als mit $\cos\phi(P)$.

Mit den bei Vorarlberg Netz an realen Netzsituationen durchgeführten Simulationen (MS- und NS-Netze gemeinsam modelliert und untersucht) kann gezeigt werden, dass mit der Q(U)-Spannungsregelungsstrategie durch Variation der Mittelspannung im Umspannwerk in gewissen Grenzen eine Steuerung des Blindenergieverkehrs zwischen Hoch- und Mittelspannungsnetzen möglich ist. Im Idealfall kann sogar ein ganzes Netz blindstromneutral eingestellt werden.

Die Q(U)-Spannungsregelungsstrategie arbeitet bei fachgemäßer Parametrierung der PV-Wechselrichter stabil. Die Stabilitätseigenschaften der Q(U)-Spannungsregelungsstrategie wurden sehr umfassend im Labor, aber auch im Praxisbetrieb unter teils extremen Bedingungen erfolgreich getestet. Alle, teils massiven Versuche, das System zum Schwingen zu bringen, führten nicht dazu. Auch eine Erhöhung der Schwingungsneigung durch Q(U) konnte laut durchgeführter Messungen mit einem Dämpfungsmonitor nicht festgestellt werden. Die Schwingungsneigung war und bleibt bei sinnvoller Parametrierung praktisch unverändert und insgesamt sehr gering.

Mit der bei Vorarlberg Netz eingesetzten Q(U)-Kennlinie ist ein problemloser und sehr stabiler Netzbetrieb weiterhin zu erwarten.

Q(U) kann als elegante Weiterentwicklung $\cos\phi(P)$ technisch ablösen.

Die Vorzüge der Q(U)-Regelung können damit gewinnbringend für die Allgemeinheit eingesetzt werden. Die Umsetzung wurde mit 1. Mai 2014 im österreichischen Bundesland Vorarlberg und bei einigen Netzbetreibern im deutschen Westallgäu Realität. Erwartungsgemäß sind bislang keine Probleme bekannt geworden.

Elbs Christian
Reinhard Nennung
Vorarlberger Energienetze GmbH
Netzplanung und Power Quality

Robert Pardatscher
Rolf Witzmann
Technische Universität München
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze
