

Netzplanungsprozess zur dezentralen Nutzung von Blindleistungsquellen in Verteilungsnetzen

M.Sc. Matthias Haslbeck, Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl

OTH Regensburg, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Seybothstraße 2, 93053 Regensburg

1 Einleitung

Das vom BMWi geförderte Forschungsprojekt SyNERgie (03/2015 bis 05/2018) beschäftigt sich mit der Weiterentwicklung von Netzplanungsprozessen [1]. Im Fokus steht dabei die Modellierung von Blindleistungsflüssen und die dezentrale Nutzung von Blindleistungsquellen (z. B. Wechselrichter, Ladedrosseln, Kondensatoren) in Mittelspannungsnetzen, über welche der Blindleistungshaushalt letztendlich beeinflusst werden soll. Diese Veröffentlichung konzentriert sich auf die konzipierte Erweiterung des Netzplanungsprozesses zur Einbindung von Blindleistungsquellen im Verteilungsnetz in ein Blindleistungsmanagement. Deren einzelne Phasen werden erläutert und anschließend die Netz-Sensitivitäts- und -Restriktionsanalyse anhand eines realen Mittelspannungsnetzes demonstriert. Abschließend werden mögliche Abschwächungs- und Verstärkungseffekte im Hinblick auf einen Blindleistungsabruf über mehrere Spannungsebenen hinweg diskutiert.

2 Planungsprozess

Der FNN-Hinweis Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen vom Juli 2014 [2] stellt zum ersten Mal eine Grundlage für Verteilnetzbetreiber dar, mit der sie sich mit Aspekten zur Umsetzung eines Blindleistungsmanagements auseinandersetzen können. Grund für diesen Hinweis ist die steigende Relevanz der Blindleistung für die Spannungshaltung und die sich verändernden Blindleistungsbilanzen sowie der künftig nicht mehr großzügige kostenlose Blindleistungsaustausch mit dem Übertragungsnetz. Offen bleibt die Beschreibung der konkreten technischen Umsetzung im Rahmen der Verteilnetzplanung, d. h. das konkrete Vorgehen zur aktiven Beeinflussung der Blindleistungsbilanz eines Netzes. Fragen, die es hierbei zu beantworten gilt, sind z. B., wie

- geeignete Blindleistungsquellen, die ein mit dem Bedarf der Netzgruppe korrelierendes Blindleistungspotenzial besitzen, identifiziert und
- die ausgewählten Blindleistungsquellen in ein Blindleistungsmanagement eingebunden werden können.

Der in Abbildung 1 dargestellte stark vereinfachte Prozess soll diese Lücke schließen. Dabei wird nicht der Anspruch erhoben, einen vollständigen Netzplanungsprozess zu beschreiben, sondern vielmehr eine sinnvolle Erweiterung im Bereich der Netzbewertung mittels Netzberechnungen anzugeben. Das Wort Blindleistung wird in nachfolgenden Grafiken und Formeln zur Vereinfachung mit Q abgekürzt.

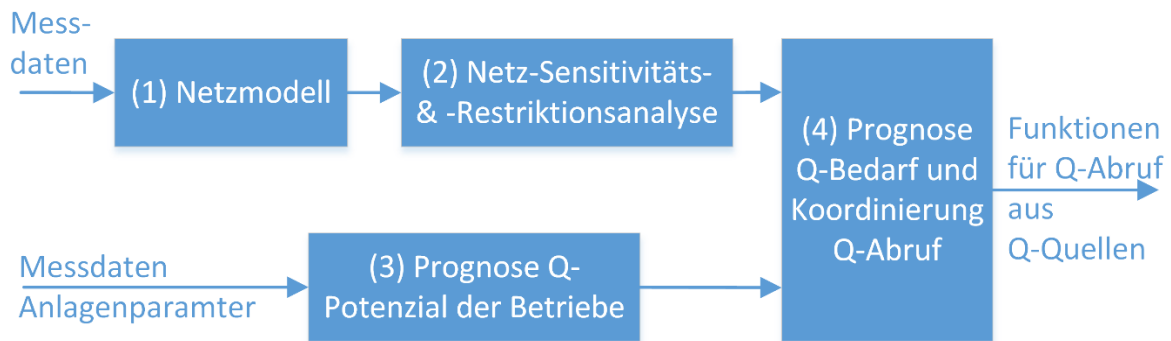


Abbildung 1: Planungsprozess zur Einbindung betrieblicher Kompensationsanlagen in ein dezentrales Blindleistungsmanagement (Q:= Blindleistung)

Zu Beginn des Prozesses muss ein geeignetes Netzmodell (1) erstellt werden. Der Unterschied zur bisherigen Modellierungspraxis ist die Rekonstruktion eines möglichst realistischen Verhaltens eines Verteilungsnetzes, da für die Bewertung des Blindleistungshaushalts die Anwendung der Worst-Case-Fälle nicht zielführend ist. Darauf aufbauend werden im Rahmen der Netz-Sensitivitäts- und -Restriktionsanalyse (2) netzspezifische Kenngrößen abgeleitet, über welche die technischen Grenzen des zulässigen Blindleistungsabrufs aus einer Blindleistungsquelle, d. h. unter Berücksichtigung der Strom- und Spannungsgrenzwerte, ermittelt werden können. Zusammen mit der Prognose des möglichen Blindleistungspotenzials von Betrieben (3) wird in Abhängigkeit des prognostizierten Blindleistungsbedarfs der Blindleistungsabruf aus den einzelnen Blindleistungsquellen koordiniert (4). Anhand des Deckungsbeitrags der einzelnen Blindleistungsquellen werden planerisch Gewichtungsfaktoren abgeleitet. Zusammen mit einer lokal an der Blindleistungsquelle stattfindenden Prognose des Blindleistungsbedarfs über lokale Führungsgrößen wird der Blindleistungsabruf letztendlich gesteuert.

Die einzelnen Teilprozessschritte werden im Folgenden näher erläutert. Dabei wird auch auf das Potenzial von Betrieben mit Kompensationsanlagen näher eingegangen, allerdings ist dieses Verfahren auch auf Erzeugungsanlagen und netzeigene Kompensationsanlagen anwendbar.

2.1 Netzmodell

Im Projekt SyNErgie wurden verschiedene Modellierungsansätze anhand von vier Mittelspannungsnetzen erprobt. Ein exemplarisches Ergebnis ist in Abbildung 2 dargestellt, welches das Wirk-Blindleistungsverhalten eines Mittelspannungsnetzes mit einer hohen installierten Leistung an Wind-, PV- und Biomasseanlagen (in Summe ca. 56 MW) enthält. Die beiden Punktwolken sind nahezu deckungsgleich, was die hohe Modellierungsgenauigkeit widerspiegelt, die auch im hier nicht gezeigten zeitlichen Verhalten gegeben ist. Die Niederspannungsebene wird hierbei lediglich über Ersatzlasten und -Einspeiser an der 0,4-kV-Sammelschiene des MS/NS-Transformators nachgebildet.

Der hier diskutierte Prozess verfolgt das Ziel, einen möglichst effizienten Blindleistungseinsatz sicher zu stellen; d. h. einerseits geeignete Blindleistungsquellen für den Ausgleich der Blindleistungsbilanz zu verwenden, aber auch andererseits

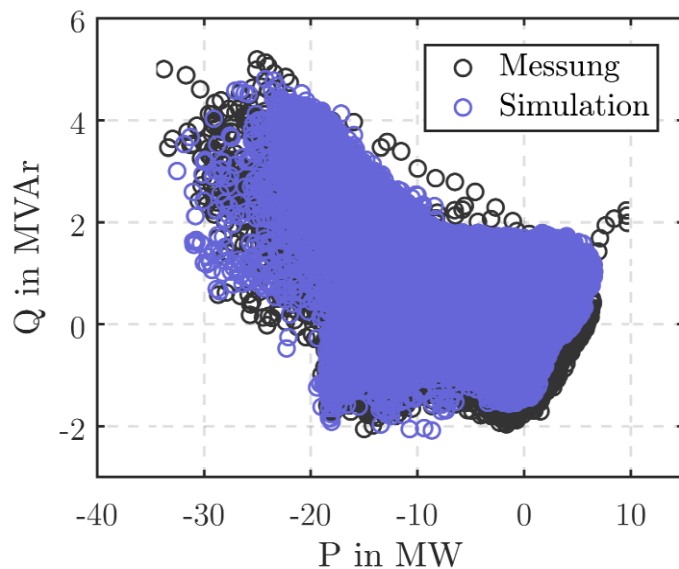


Abbildung 2: Vergleich des gemessenen und über die Lastflusssimulation berechneten Wirk-Blindleistungsverhalten eines realen Mittelspannungsnetzes

unnötigen Blindleistungseinsatz zu verhindern, um Gegenkompensationseffekt (Kompensation obsoletem Blindleistungseinsatz) zu vermeiden. Diese Randbedingungen setzen voraus, dass die Leistungsflüsse im Netzmodell möglichst genau wiedergegeben werden. Für die finale Netzauslegung bzw. zur Ableitung von zulässigen Strom- und Spannungsarbeitsbereichen eines Blindleistungsmanagements können neben dem „Normalzustand“ weiterhin extreme Szenarien untersucht und/oder Sicherheitsmargen eingeplant werden, was im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter diskutiert wird.

Nachfolgend werden die wichtigsten Modellierungshinweise aufgelistet, welche für die Erstellung eines geeigneten Modells als sinnvoll erachtet werden:

- Es sollten plausibilisierte Messdaten von Mittelspannungslasten und Einspeisern verwendet werden.
- Nicht gemessene Einspeiser sollten basierend auf Zeitreihen gemessener Anlagen rekonstruiert werden.
- Biomasseanlagen sind nicht mit konstanter Nennleistung, sondern mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 80 % zu hinterlegen.
- Regeleinrichtungen, wie z. B. die Spannungsblindleistungsregelung an Erzeugungsanlagen oder die Spannungsregelung an Regeltransformatoren, müssen korrekt nachgebildet werden. Hierbei sollte auch geprüft werden, ob die Anlagen in der Realität den Anforderungen der Technischen Anschlussbedingungen gerecht werden.
- Bei Verwendung von Standardlastprofilen in Kombination mit Jahresenergieverbräuchen zur Nachbildung von NS-Lasten sollte der Skalierungsfaktor angepasst werden.
- Das Blindleistungsverhalten von NS-Lasten (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaften) sollte nicht mit $\cos\varphi = 0,90$ angesetzt werden. Haushalte können in guter Näherung mit $\cos\varphi = 0,98$ modelliert werden. Gewerbe und

Landwirtschaften wurden nicht näher untersucht, sind aber mindestens mit $\cos\varphi = 0,95$ nachzubilden, was empirische Versuche gezeigt haben.

- Das resultierende Modell sollte über den Vergleich von Leistungsflüssen und Spannungsverhältnissen mit Messdaten (z. B. Abgangsmessung an 20-kV-Schaltanlage) evaluiert werden.

2.2 Netz-Sensitivitäts- und -Restriktionsanalyse

Die Netz-Sensitivitäts- und -Restriktionsanalyse lässt sich in zwei Schritte unterteilen:

1. Die Sensitivitätsanalyse, bei der die Strom- und Spannungsänderung an Knoten und Kantelementen des Netzmodells bestimmt wird.
2. Die Restriktionsanalyse, mittels der die maximal abrufbare Blindleistung aus einer Quelle, aufbauend auf den Ergebnissen der Sensitivitätsanalyse, abgeleitet wird.

Basis der **Sensitivitätsanalyse** ist das bei der Lastflussberechnung zu lösende Gleichungssystem, welches mittels Knotenpotenzialverfahren formuliert und mittels Newton-Raphson-Verfahren iterativ gelöst werden kann. Das Newton-Raphson-Verfahren verwendet zur Lösung dieses nichtlinearen Gleichungssystems (\underline{U} wird gesucht) eine Linearisierung im Arbeitspunkt mittels Taylorreihe und ermittelt so die anzuwendende Spannungsänderung in der aktuellen Iteration, siehe Formel 1. Enthalten sind ΔP_i bzw. ΔQ_i , die Differenz der bekannten Wirk- bzw. Blindleistung am Knoten i zu den Rechenwerten der aktuellen Iteration, die Jakobi-Matrix J sowie die komplexe Spannung $\underline{V} = V e^{j\theta}$. Vereinfacht ausgedrückt beinhaltet J^{-1} die „Steigung“, d. h. die Spannungsänderung am Knoten i bezogen auf eine Wirk- bzw. Blindleistungsänderung im System, was der gesuchten Spannungs-Sensitivität entspricht. Die Hauptdiagonalelemente beschreiben dabei die Spannungs-Sensitivität eines Knotens bei Wirk- bzw. Blindleistungsänderung an ihm, die Nebendiagonalelemente die Spannungs-Sensitivität eines Knotens hinsichtlich einer Wirk- bzw. Blindleistungsänderung an einem anderen Knoten des Netzes. Die Herleitung der Strom-Sensitivität der Zweigelemente wird hier nicht weiter ausgeführt.

$$-J^{-1} * \begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \dots \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_1 \\ \dots \\ \Delta Q_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta \theta_1 \\ \dots \\ \Delta \theta_i \\ \frac{\Delta V}{V_1} \\ \dots \\ \frac{\Delta V}{V_i} \end{pmatrix} \quad \text{Formel (1)}$$

Ergebnisse der Netz-Sensitivitätsanalyse sind die Spannungs-Sensitivität $\frac{\delta U_i}{\delta Q_j}$ und Strom-Sensitivität $\frac{\delta I_i}{\delta Q_j}$ je Knoten- und Zweigelement bezogen auf eine Blindleistungsänderung bzw. einen Blindleistungsabruf am Knoten j . Die Strom-

Sensitivität wird durch Normierung auf den Nennstrom zur Auslastungs¹-Sensitivität

$$\frac{\partial l}{\partial Q_j} = \frac{\frac{\delta I_i}{I_r}}{\delta Q_j}$$

Die **Netz-Restriktionsanalyse** erfasst zulässige Grenzwerte der i Knoten und m Zweige ($|U|_{\text{Grenz } i}$ und $l_{\text{Grenz } m}$). Der Spannungsgrenzwert ist hier vereinfacht als ein Skalar dargestellt, muss aber einen oberen und unteren Wert in der Realität enthalten. Diese Werte sind vom jeweiligen Knoten abhängig. Faktoren sind Planungswerte bzw. vereinbarte Übergabespannungen sowie das Übersetzungsverhältnis und der Stellbereich von (regelbaren) Ortsnetztransformatoren. Nach Bestimmung der Grenzwerte werden die Reserven ermittelt. In Formel 2 ist dies vereinfacht dargestellt. Die Maximalwerte, die den aktuellen Ist-Stand beschreiben, werden dabei aus einer Simulation² oder Messung abgeleitet. Zu berücksichtigen ist hierbei auch das Totband und der verfügbare Stellbereich der Stufenschaltregelung am HS/MS-Transformator.

$$U_{\text{frei } i} = |U|_{\text{Grenz } i} - U_{\text{max } i}$$

$$l_{\text{frei } m} = l_{\text{Grenz } m} - l_{\text{max } m}$$

Formel (2)

Beide Randbedingungen sind bei einem Blindleistungsabruf aus einer Quelle einzuhalten, weshalb sich der maximal zulässige Blindleistungsabruf $Q_{\text{max } j}$ aus einer Blindleistungsquelle am Knoten j aus als Minimum ergibt, siehe Formel 3.

$$Q_{\text{max } j} = \min\left[\left(\frac{\delta U_g}{\delta Q_j}\right)^{-1} \cdot U_{\text{frei } g}, \left(\frac{\delta l_h}{\delta Q_j}\right)^{-1} * l_{\text{frei } h}\right]$$

Formel (3)

Dominiert die Blindleistungssensitivität gegenüber der Wirkleistungssensitivität $\frac{\partial Q}{\partial Q_{\text{Quelle}}} \gg \frac{\partial P}{\partial Q_{\text{Quelle}}}$, so kann die maximal abrufbare Blindleistung auch nach Formel 4 vereinfacht berechnet werden. P_h und Q_h beschreiben dabei den Leistungsfluss über die Leitung und S_r die Bemessungsleistung der Leitung.

$$Q_{\text{max } j} = \min\left(\left(\frac{\delta U_g}{\delta Q_j}\right)^{-1} * U_{\text{frei } g}, \frac{\sqrt{S_r^2 - P_h^2} - Q_h}{\frac{\partial Q_h}{\partial Q_j}}\right)$$

Formel (4)

¹ Formelzeichen l wird in Anlehnung an den Begriff „loading“ verwendet

² wie in Abschnitt 2.1 beschrieben können dies Zeitreihensimulationen oder Worst-Case-Betrachtungen sein. Bei Letzteren reduzieren sich die Freiräume nochmals.

Die Indizes g und h sollen andeuten, dass zur Bestimmung von $Q_{\max j}$ neben der Knoten- und zweigscharfen Auswertung weitere Möglichkeiten denkbar sind. In Analogie zur Worst-Case-Planung kann der Wert über die Verwendung der Extrema der Reserven nach Formel 2 und der Sensitivitäten über alle Knoten und Zweige bzw. nur für eine Auswahl relevanter Elemente bestimmt werden. Es sei angemerkt, dass die Bestimmung der Sensitivitäten und Reserven betriebspunktabhängig ist und deshalb ein geeignetes Netzmodell als Basis der Auswertungen vorausgesetzt wird.

2.3 Prognose des Blindleistungspotenzials der Betriebe

Neben den augenscheinlichen Blindleistungsquellen wie blindleistungsfähigen Erzeugungsanlagen und netzeigenen Kompensationsanlagen (Ladedrosseln und Kondensatoren) besitzen auch Betriebe mit Kompensationsanlagen ein netzdienliches Potenzial. Dies kann gehoben werden, wenn Betriebe nicht mehr starr auf einen zulässigen $\cos\phi$ am Netzverknüpfungspunkt kompensieren, sondern in Abhängigkeit vom Ist-Blindleistungswert der Netzgruppe ihre Kompensationsleistung zu- bzw. abschalten. Dieses Potenzial ist für Netzbetreiber weitgehend unbekannt, weshalb im Projekt SyNErgie umfangreiche Messkampagnen vorgenommen wurden. Ein Ergebnis dieser Untersuchungen ist, dass einzelne Betriebe eine Kompensationsleistung besitzen, die in der Größenordnung des gesamten Blindleistungsbedarfs einer einzelnen Mittelspannungsnetzgruppe ist. Folglich können bereits einzelne Betriebe einen signifikanten Einfluss auf die Blindleistungsbilanz erzielen. Die Auswertung von Messdaten einzelner Betriebe konnte sowohl kapazitives, als auch induktives Blindleistungspotenzial nachweisen, welches am Netzverknüpfungspunkt des Betriebs bereitgestellt werden kann, ohne Spannungs- und Stromrestriktionen im Netz des Betriebs zu verletzen. I. d. R. liegen allerdings keine Messdaten vor, über die das Blindleistungspotenzial eines Betriebs genau bestimmt und so dessen Beitrag in einem Blindleistungsmanagement bewertet werden könnte. Deshalb wurde im Rahmen der SyNErgie-Begleitforschung ein Prognosetool entwickelt, über das das unkompenzierte Blindleistungsverhalten von Betrieben bestimmt werden kann. Die Evaluierung des Modells wies einen mittleren Fehler von ca. 10 % bezogen auf den Maximalwert des unkompenzierten Blindleistungsverhaltens bei akzeptabler Streuung auf. Eine genaue Beschreibung des Prognosetools wird in einer vom Autor dieses Beitrags befindlichen Doktorarbeit gegen Ende 2018 veröffentlicht.

2.4 Prognose des Blindleistungsbedarfs und Koordinierung des Blindleistungsabrufs

Um Blindleistung netzdienlich für einen Blindleistungsbilanzausgleich bereitstellen zu können, muss der Blindleistungsbedarf, d. h. die Differenz von Sollwert zu Istwert der Blindleistungsbilanz der Netzgruppe zum jeweiligen Zeitpunkt ermittelt werden. Die abzurufende Blindleistung ist dann idealerweise der negierte Bedarf (Formel 4).

$$Q_{\text{Abruf}} = -Q_{\text{Bedarf}} = -(Q_{\text{Soll}} - Q_{\text{Ist}}) \quad \text{Formel (4)}$$

Die Höhe des Blindleistungsabrufs kann auf verschiedene Arten an einer Blindleistungsquelle vorgegeben bzw. ermittelt werden:

1. Vorgabe eines konstanten Wertes
2. Vorgabe eines zeitabhängigen Wertes („Fahrplan“)
3. über eine zentrale Regelung, die alle notwendigen Größen kennt
4. über eine dezentrale Regelung, die nur auf Größen im direkten Umfeld der Blindleistungsquelle zugreifen kann

Randbedingungen in allen Fällen sind die Einhaltung von Spannungs- und Stromrestriktionen im Netz. Variante 3 („zentrale Regelung“) wird in zahlreichen Forschungsprojekten und Veröffentlichungen verfolgt (z. B. [3]–[6]). Abbildung 3 veranschaulicht dieses Konzept. Primär kommen hierbei Optimierungsalgorithmen zum Einsatz, über die der gemessene Bedarf über die bekannten Potenziale der Blindleistungsquellen unter Berücksichtigung der Spannungs- und Stromverhältnisse bestmöglich ausgeglichen wird. Darüber hinaus werden oft Anlagen verwendet, welche direkt an einem Netzverknüpfungspunkt zur vorlagerten Spannungsebene angeschlossen sind und somit keinen Einfluss auf die Leistungsflüsse im Netz haben. Vorteil dieser Variante ist, dass der Bedarf sehr genau ausgeglichen werden kann. Dem gegenüber steht der Aufwand für die Implementierung der Regelung im Netzleitsystem, die Ausstattung des Netzes mit geeigneten Messpunkten zur Zustandserfassung und die notwendigen störungssicheren Kommunikationsverbindungen zu den Blindleistungsquellen.

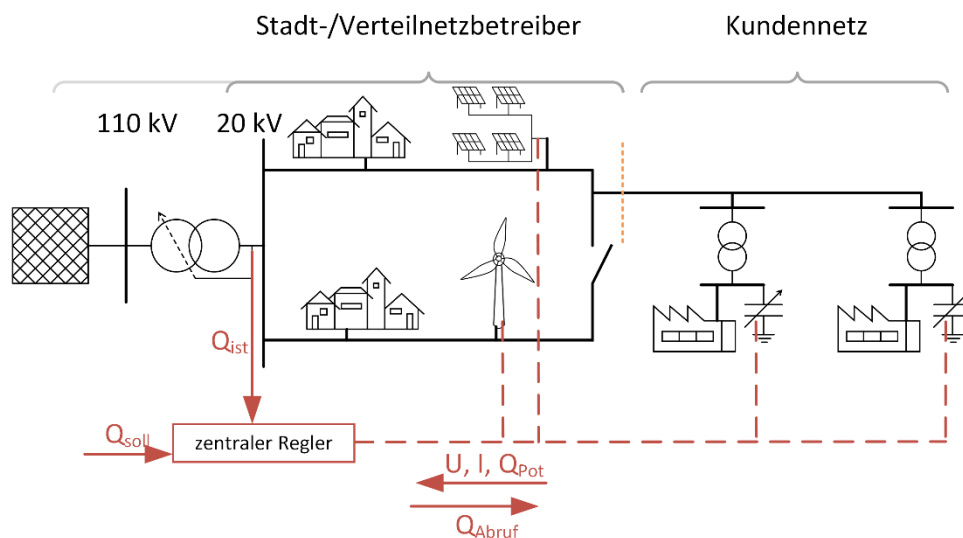


Abbildung 3: Regelungsprinzip eines zentralen Blindleistungsmanagementsystems, bei dem Ist- und Sollblindleistungsverhalten der Netzgruppe, Strom- und Spannungsverhältnisse im Netz sowie Potenziale der Blindleistungsquellen bekannt sind.

Die in Variante 4 beschriebene dezentrale Regelung wird hingegen kaum zum Blindleistungsbilanzausgleich benutzt. Lediglich Anlagen, die direkt oder elektrisch nah an einem Netzverknüpfungspunkt zur überlagerten Spannungsebene angeschlossen sind, werden verwendet. Im Rahmen der hier vorgestellten Arbeit werden allerdings auch tiefer im Netz angeschlossene Anlagen berücksichtigt (siehe Abbildung 4). Im Gegensatz zur zentralen Regelung ist die Führungsgröße „Ist-Wert der Blindleistungsbilanz“ unbekannt, weshalb diese prognostiziert werden muss. Dies erfolgt z. B. mit Hilfe lokaler Messgrößen in Kombination mit historischen Messdaten. Zum Einsatz kommen hierbei z. B. die Regressions- und Zeitreihenanalyse. Im Prinzip wird also bei der dezentralen Regelung eine Steuerung umgesetzt, da die Regelgröße nicht zurückgeführt wird. Nachteil dieses Verfahren ist die mögliche Abweichung vom Blindleistungssollwert aufgrund der fehlenden Rückkopplung der Regelgröße. Vorteile besitzt dieses Verfahren, da es ohne Kommunikationstechnik und Messpunkte zur Überwachung von Strom- und Spannungsgrenzen auskommt. Die Einhaltung der Grenzwerte wird über die bereits angesprochene Netz-Sensitivitäts- und –Restriktionsanalyse sichergestellt.

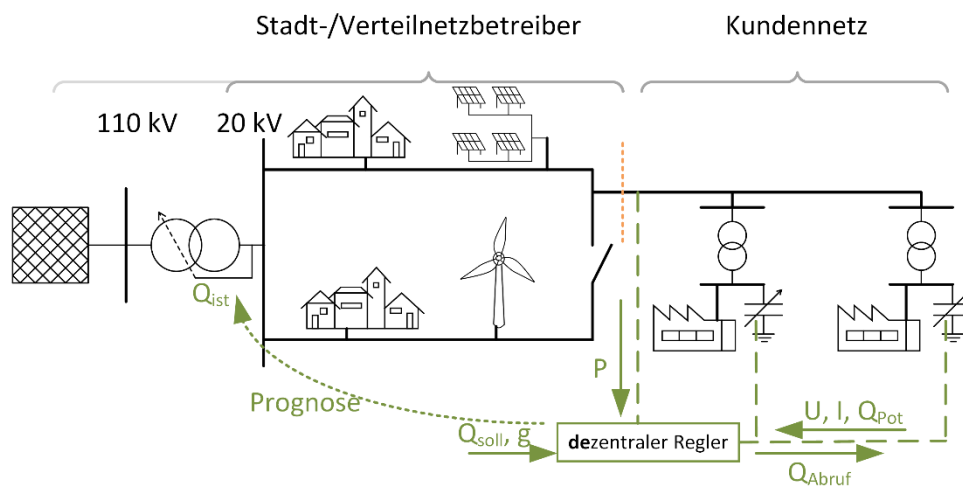


Abbildung 4: Steuerungsprinzip eines dezentralen Blindleistungsmanagementsystems, bei dem das Ist-Blindleistungsverhalten der Netzgruppe auf Basis lokaler Messgrößen der Blindleistungsquelle prognostiziert wird und Strom- und Spannungsverhältnisse im Netz nicht messtechnisch überwacht werden. Bekannt sind Sollwert, planerisch ermittelter Gewichtungsfaktor g sowie die Blindleistungspotenziale je Blindleistungsquelle.

3 Fallbeispiel

Im Folgenden wird näher auf die Netz-Sensitivitäts- und -Restriktionsanalyse eingegangen und diese anhand eines realen Mittelspannungsnetzes diskutiert. Hierzu wird zunächst das betrachtete Netz beschrieben und dann die Ergebnisse der Analyse dargestellt und evaluiert.

3.1 Beschreibung des untersuchten Mittelspannungsnetzes

Beim hier diskutierten Stromnetz handelt es sich um ein reales Stromnetz, welches im Projekt SyNErgie intensiv analysiert und modelliert wurde. Über einen 40-MVA-Transformator und 51 MS/NS-Transformatoren wird ein innerstädtischer Bereich versorgt. Das Netz mit ca. 43 km Leitungslänge und einem Verkabelungsgrad von 100 %, wird mit geschlossenen Ringen betrieben. Die Wirk- und Blindleistungsbilanz der Netzgruppe ist in Abbildung 5 (blaue Fläche) dargestellt. Die installierte Erzeugungsleistung beträgt ca. 1 MW. Vorrangiger Kabeltyp ist NA2XS(F)2Y 3x1x150 mit einem Nennstrom von 320 A. Als zu analysierende Blindleistungsquelle wurde ein Betrieb mit Kompensationsanlagen und Anschlusspunkt an der Schwerpunktstation gewählt. Die Schwerpunktstation ist über 4 parallele MS-Stränge mit dem HS/MS-Transformator verbunden. Der Betrieb besitzt eine Spitzenlast von ca. 6 MVA, die Grundlast liegt bei ca. 2,6 MVA und die installierte Kompensationsleistung beträgt 3,4 MVar. Über Messungen im Projekt SyNErgie wurde das Potenzial der fünf größten Kompensationsanlagen (in Summe 2,5 MVar) bestimmt. Hierbei konnte ein durchgängiges induktives (ca. 700 kVar) und kapazitives Blindleistungspotenzial (ca. 1,5 MVar) festgestellt werden. Abbildung 5 zeigt den theoretisch maximal möglichen Einfluss des MS-Kunden auf den Blindleistungshaushalt des Mittelspannungsnetzes (auf US-Seite des HS/MS-Transformators bezogen). Die Flächen zeigen eine deutliche Verschiebung des Ausgangsdatensatzes in vertikaler Richtung, welche durch den jeweils reinen induktiven bzw. kapazitiven Blindleistungsabruf hervorgerufen wird. Durch einen gemischten Abruf wäre darüber hinaus eine Drehung der Ausgangsfläche möglich. Die ggf. auftretende Begrenzung eines Blindleistungsabrufs aufgrund von Strom- oder Spannungsrestriktionen ist hierbei noch nicht berücksichtigt. Diese sollen in der nachfolgenden Netz-Sensitivitäts- und -Restriktionsanalyse diskutiert werden.

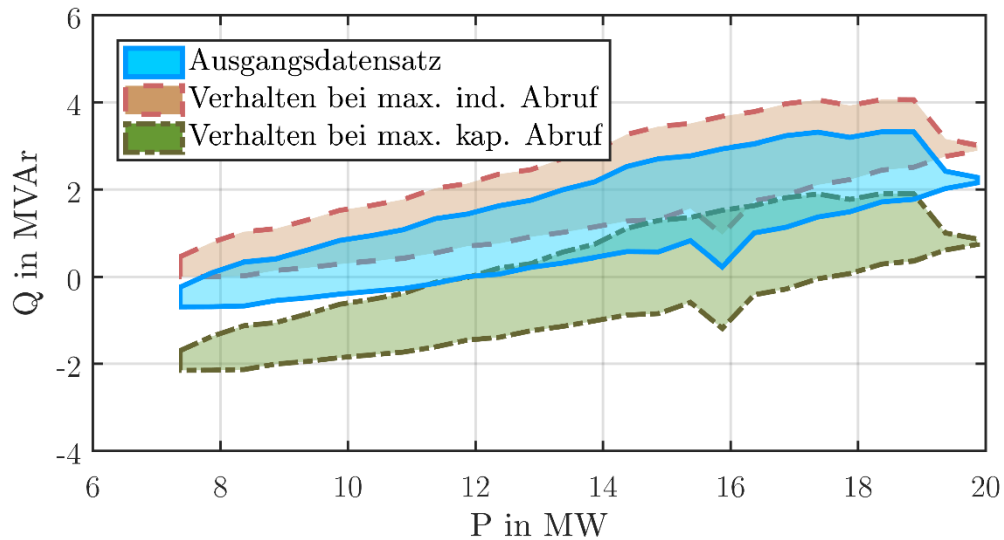


Abbildung 5: Einfluss des maximal möglichen induktiven und kapazitiven Q-Abrufs aus einem MS-Betrieb mit 6 MW Spitzenlast und einer installierten Kompensationsanlagenleistung von 2,2 MVar auf das Blindleistungsverhalten des Mittelspannungsnetzes

3.2 Untersuchungsergebnisse der Netz-Sensitivitäts- und -Restriktionsanalyse

Für die nachfolgenden Untersuchungen wird für die Mittelspannungsebene eine maximale Auslastung von 100 % der MS-Leitungen und ein zulässiges Spannungsband von 0,95 bis 1,055 p.u. berücksichtigt. Die Referenzspannung des Netzes beträgt dabei 21 kV, was auch dem Sollwert der Stufenschalterregelung entspricht, dessen Regeltotband ± 1 % beträgt.

Im Rahmen dieser Veröffentlichung wird eine vereinfachte Untersuchung vorgestellt, bei der die Sensitivitäten und Restriktionen nicht knoten- und zeitpunktscharf, sondern über Worst-Case-Betrachtungen (ausgewählte Netzelemente und Arbeitspunkte) bestimmt werden. Die Anwendung des gesamten Planungsprozesses für alle Zeitpunkte und Netzelemente ist im Rahmen einer späteren Veröffentlichung vorgesehen.

Aus Sicht der Spannungssensitivität kann das betroffene Netz in zwei Abschnitte aufgetrennt und separat bewertet werden. Der erste Abschnitt enthält das Stromnetz ausgehend von den oberen Spannungsebenen bis hin zur US-Seite des HS/MS-Transformators. Die Impedanz des OS-seitig liegenden Netzes hat hierbei aufgrund des großen Übersetzungsverhältnisses nur geringen Einfluss und kann

Tabelle 1: Werte der Spannungssensitivität

	$\frac{\partial U}{\partial Q_{Quelle}}$	$Q_{ind\ max}$	$Q_{kap\ max}$
	$\frac{\%}{MVar}$	MVar	MVar
US-Seite des HS/MS-Transformator	0,41	35,1	17,6
MS-Leitung	0,07	48,1	65,2
final		35,1	17,6

vernachlässigt werden. Somit verbleibt die Impedanz des Transformators. Ein Blindleistungsfluss über diese führt zu einer Spannungsänderung und kann somit zur Grenzwertverletzung führen. Der zweite Abschnitt enthält die Netzimpedanz der MS-Leitungen. In Tabelle 1 sind die Werte der Sensitivität und der aus Netzsicht maximal zulässige induktive bzw. kapazitive Blindleistungsabruf (siehe Berechnung Abschnitt 2.2) dargestellt. Für die beiden Abschnitte ergeben sich unterschiedlich hohe Maxima. Zulässig ist das kleinere von beiden. Bei den Spannungsfreiräumen wurden die Knoten mit der minimalen und maximal auftretenden Spannung als limitierende Punkte berücksichtigt, sowie die zugehörigen Unsicherheiten im Stufenschaltertotband. Aufgrund der auftretenden 110-kV-Spannungsschwankung stehen für den induktiven Abruf acht und für den kapazitiven Abruf vier Stufen des Stufenschalters zur Verfügung. Da die vorhandenen Einspeiser vollumfänglich von der Last des Netzes kompensiert werden, steht das Spannungsband für die Spannungsanhebung auf den MS-Leitungen vollständig für den kapazitiven Blindleistungsabruf zur Verfügung.

Die maximal auftretende Leitungsbelastung im Modell liegt bei ca. 40 %. Maßgeblich für die Auslastungsänderung ist die Änderung des Blindleistungsflusses $\frac{\partial Q}{\partial Q_{\text{Quelle}}}$ auf der

Tabelle 2: Werte der Auslastungssensitivität

	$\frac{\partial Q}{\partial Q_{\text{Quelle}}}$	Q_{max}
	$\frac{\text{MVar}}{\text{MVar}}$	MVar
Leitung im Strang	0,33	25,4
Leitung an Q-Quelle	0,5	20,2
final		20,2

Leitung aufgrund des Blindleistungsabrufs. Die Bedingungen für die in Abschnitt 2.2 beschriebene vereinfachte Berechnung von Q_{max} ist somit gegeben. Die Blindleistungssensitivität der Leitungen variiert zwischen den Leitungen, die direkt an der Blindleistungsquelle sitzen bis hin zu Leitungen in den MS-Strängen von 0,33 bis 0,5 MVar pro MVar abgerufener Blindleistung. Tabelle 2 zeigt die resultierenden Werte der maximal abrufbaren Blindleistung aus Sicht der Leitungsauslastung. Der HS/MS-Transformator wird hier nicht weiter betrachtet, da dieser wegen

dem (n-1)-Prinzip bei einer Maximallast von ca. 50 % seiner Nennleistung betrieben wird und darüber hinaus thermische Reserven (Heißpunkttemperatur und Alterung bei Berücksichtigung von Lastprofil und Umgebungstemperatur) besitzt.

Unter Berücksichtigung der Spannungs- und Auslastungsgrenzen müsste ein induktiver Blindleistungsabruf ausgehend vom gewählten Standort der Blindleistungsquelle an der Schwerpunktstation sowie unter der Berücksichtigung von Spannungs- und Stromrestriktionen auf ca. 20 MVar begrenzt werden, was mehr als dem 6-fachem des derzeit auftretenden maximalen induktiven Bedarfs der Netzgruppe entspricht. Der kapazitive Blindleistungsabruf wird in diesem Beispielnetz weiterhin aus Sicht der Spannungshaltung auf 17,6 MVar begrenzt.

3.3 Evaluierung der analytischen Ergebnisse in der Simulation

Die Netz-Sensitivitäts- und -Restriktionsanalyse hat zur Aufgabe einen gesicherten, d. h. einen zu jedem Zeitpunkt abrufbaren maximalen Blindleistungswert von einem bestimmten Netzknoten zu bestimmen. Im Folgenden wird deshalb der jeweils ermittelte Wert fest am gewählten Bezugsknoten der Blindleistungsquelle eingestellt und die Auswirkung auf das Spannungsniveau und Betriebsmittelauslastung in der gesamten Mittelspannungsnetzgruppe diskutiert. Bewertungsgrundlage ist ein Simulationsmodell mit Zeitreihen. Betrachtungszeitraum ist ein Jahr in ¼-h-Auflösung.

Die Überprüfung der ermittelten Grenzwerte im Netzmodell ergibt, dass bei maximalen induktiven und kapazitiven Blindleistungsabruf aus Sicht der Spannungshaltung die aufgestellte Restriktion der Stufenschalterregelungen eingehalten werden. Beim kapazitiven Abruf werden nicht mehr als 4 und beim induktiven Abruf nicht mehr als 8 Stufen verwendet. Die Spannungsniveaus im Netz liegen wie erwartet noch deutlich innerhalb der definierten Grenzwerte, da der Stufenschalterstellbereich limitiert und nicht das freie Spannungsband auf den MS-Leitungen (0,957 bis 1,016 p. u. beim induktiven Abruf von 35,1 MVar und 0,987 bis 1,016 p. u. beim kapazitiven Abruf von 17,6 MVar). Die Betriebsmittelauslastung übersteigt mit 165 % allerdings wie erwartet beim induktiven Abruf den Grenzwert von 100 % deutlich. Beim kapazitiven Abruf liegt der maximale Auslastungswert bei 77 %.

Bei Abruf einer maximalen induktiven Blindleistung von 20,2 MVar werden sowohl Spannungs- als auch Stromgrenzen eingehalten. Das Spannungsniveau liegt bei 0,968 bis 1,012 p. u. und die Auslastung erreicht einen maximalen Wert von 98,55 %. Der Abstand vom Planungswert von maximal 100 % resultiert durch die vereinfachte Berechnung. Bei dieser wurde der Einfluss des Blindleistungsabrufs auf die Leitungsauslastung immer als Belastung abgebildet, $\frac{\partial Q_{\text{Leitung}}}{\partial Q_{\text{Quelle}}}$ als nahezu konstant und

$\frac{\partial P_{\text{Leitung}}}{\partial Q_{\text{Quelle}}}$ und die Sensitivitäten als konstant unterstellt.

3.4 Verstärkungs- und Abschwächungseffekte des Blindleistungsabrufs

Die Änderung von Blindleistungsflüssen führt zwangsläufig zu geänderten Spannungs- und Auslastungsverhältnissen im Stromnetz. Dies hat zu Folge, dass Verstärkungs- oder Abschwächungseffekte auftreten können. Beispielweise besitzen Leitungen eine spannungsabhängige kapazitive und belastungsabhängige induktive Verlustleistung. Darüber ist auch die Spannungsabhängigkeit von Lasten zu berücksichtigen. Im Folgenden werden mögliche Einflüsse der Netzbetriebsmittel diskutiert. Dabei wird zuerst eine Detailbetrachtung des in Abschnitt 3.1 beschriebenen MS-Netzes durchgeführt und dann eine vereinfachte Betrachtung über alle Spannungsebenen hinweg angestellt. Eine Spannungsabhängigkeit der Lasten wird nicht berücksichtigt.

Bei der **Detailbetrachtung** wurde der Blindleistungsabruf an der Schwerpunktstation des Netzes von 500, 1.000 und 2.000 kVAr kapazitiv bzw. induktiv betrachtet und dabei die Änderung der

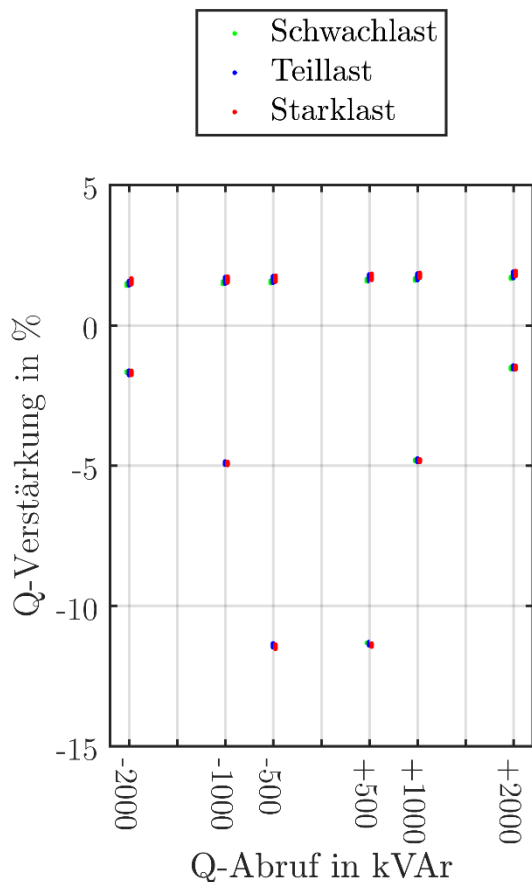


Abbildung 6: Prozentuale Verstärkungs- und Abschwächungseffekte beim Q-Abruf im betrachteten Mittelspannungsnetz

die Änderung der Blindleistungsbilanz an der US-Seite des HS/MS-Transformators für jede ¼-h des Jahres ausgewertet. Abbildung 6 zeigt die Ergebnisse, die eine vernachlässigbar hohe Abhängigkeit des Arbeitspunktes der Netzgruppe haben (Stark-/Teil-/Schwachlast). Verstärkungseffekte werden dabei positiv dargestellt und liegen bei maximal 2 %. Die Abschwächungseffekte besitzen höhere Werte und nehmen mit sinkendem Blindleistungsabruf zu. Dies ist auf den Einfluss des Stufenschalters zurückzuführen. Die Änderung des Spannungsniveaus im Netz durch eine Stufenschaltung führt zu einer Änderung der Ladeleistung der MS-Leitungen, welche einen nahezu konstanten Wert von ca. 60 kVAr besitzt. Zu gewissen Zeitpunkten der Simulation führt der Blindleistungsabruf zu einer Änderung der Stufenschalterposition. Ein induktiver Blindleistungsabruf führt zu einer Stufung hin zu einem höheren Spannungsniveau und damit zu einem

Anstieg der kapazitiven Ladeleistung, weshalb ein abschwächender Effekt entsteht (kapazitiver Abruf analog). Anzumerken ist, dass die Änderung der Ladeleistung aufgrund einer Schalthandlung des Stufenschalters am HS/MS-Transformator jederzeit auch ohne Blindleistungsabruf möglich ist und somit dieser Effekt immer möglich ist. In Abhängigkeit der Netztopologie (Höhe der Ladeleistung) sollte daher ein sinnvoller minimaler Blindleistungsabruf, dessen Werte größer als der eben beschriebene Einfluss des Stufenschalters ist, nicht unterschritten werden. Die Verstärkungseffekte durch die MS-Leitungen sind mit ca. 2 % vernachlässigbar.

Zur Bewertung der Verstärkungs- und Abschwächungseffekte über **mehrere Spannungsebenen** hinweg, wird ein vereinfachtes Netzmodell mit typischen Leitungen, Transformatoren und aktiven Stufenschalterregelungen verwendet (siehe Abbildung 7). Die angedeuteten Lasten (graue Dreiecke) stellen über ihren Wirk- und Blindleistungsbezug den jeweiligen Arbeitspunkt ein (5, 25 und 50 % der jeweiligen Nennleistung des vorgelagerten Netzbetriebsmittels bei einem $\cos\phi$ von 1,00 und 0,90

induktiv). Betrachtet wird weiter ein Wirk- bzw. Blindleistungsabruf an den Anschlusspunkten der vier Lasten beginnend vom HS/MS-Transformator bis hin in die NS-Ebene. Der Wirkleistungs- bzw. Blindleistungsabruf beträgt 10, 4, 0,133 und 0,06 MVA bzw. MW, was ca. jeweils einem Drittel der Nennleistung des höhergelegenen Netzbetriebsmittels entspricht. Die Verstärkungs- und Abschwächungseffekte werden dabei an den sechs grün eingezeichneten Messpunkten ausgewertet.

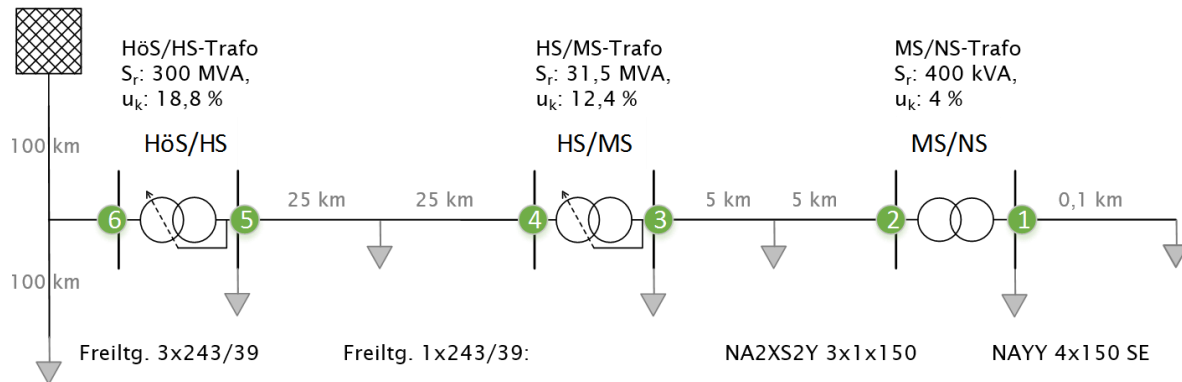


Abbildung 7: Modell zur Bewertung der Verstärkungs- und Abschwächungseffekte über mehrere Spannungsebenen hinweg

Die Auswertung der Wirkleistungsabrufe ergibt, dass es zu einer maximalen Verstärkung von ca. 25 % kommt. Die Höhe hängt dabei ab, von welcher Spannungsebene der Wirkleistungsabruf ausgeht und wie der Arbeitspunkt des Netzes ist. Mit höherer Auslastung des Netzes und niedrigerer Spannungsebene nimmt der Verstärkungseffekt zu.

Für den induktiven und kapazitiven Blindleistungsabruf ergeben sich nahezu die gleichen Zusammenhänge, weshalb im Folgenden nicht mehr zwischen beiden weiter differenziert wird. Zu beobachten sind neben den Verstärkungseffekten auch leichte Abschwächungseffekte ($< 5\%$) bei geringer Netzbelastung. Die Verstärkungseffekte hängen sehr stark von der Netzbelastung ab. Ist diese hoch und besteht ein stark induktives Verhalten, so können Verstärkungseffekte von bis zu ca. 80 % auftreten (bei $\cos\varphi = 1,00$ nur maximal 20 %). Dies liegt daran, dass bei niedrigen $\cos\varphi$ -Werten, das Verhältnis der Scheinleistungsänderung bezogen auf die Blindleistungsänderung gegen Eins geht. Da die Netzbetriebsmittel eine überproportionale Blindleistungscharakteristik aufweisen, kommt es zu deutlichen Verstärkungseffekten, wenn hohe Auslastungspunkte in Verbindung mit großen Auslastungsänderungen zusammenreffen. Anzumerken ist, dass der hier gewählte $\cos\varphi = 0,90$ bereits ein extremes Szenario darstellt. Die $\cos\varphi$ -Grenzen an Netzverknüpfungspunkten zwischen Netzbetreibern haben i. d. R. den Wert 0,95 und auch die Verhältnisse auf den einzelnen Leitungsabschnitten sollten bei Starklast deutlich über einem $\cos\varphi = 0,90$ liegen, wie einzelne Messungen bestätigen. Unterstellt man einen $\cos\varphi = 0,95$, so ergibt sich eine maximale Verstärkung von 32 %.

Zu beachten ist weiter, dass es sich hierbei um eine vereinfachte Untersuchung handelt. Der Blindleistungsabruf wird, wie bereits in den vorherigen Abschnitten beschrieben, nicht nur durch die Auslastung der Netzbetriebsmittel, sondern auch vom freien Spannungsband begrenzt. Die Spannungsgrenzwerte werden hier nicht berücksichtigt und liegen deshalb auch bei hoher Netzauslastung deutlich unter 0,90 p. u. Folglich müsste in der Realität der Blindleistungsabruf weiter eingeschränkt werden, wodurch die Verstärkungseffekte weiter abgeschwächt würden (vor allem bei hoher Netzlast). Verstärkungseffekte werden vor allem über den Einfluss von Transformatoren und Freileitungen erzielt. Kabel verhalten sich wegen ihrer geringen Reaktanz deutlich neutraler.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieses Beitrags wird ein Prozess erläutert, über den im Rahmen der Netzbewertung mittels Lastflussberechnung ein möglicher Beitrag von Blindleistungsquellen im Verteilungsnetz zum Ausgleich des Blindleistungshaushalts unter Berücksichtigung von Strom- und Spannungsrestriktionen ermittelt werden kann. Im Fokus steht dabei ein dezentraler Ansatz, d. h. ein autarkes Verhalten der Blindleistungsquellen. Im Weiteren wurde die Netz-Sensitivitäts- und –Restriktionsanalyse an einem realen Mittelspannungsnetz erläutert, die Ergebnisse diskutiert und mittels Simulationen evaluiert. Hierbei konnte das Vorgehen bestätigt werden. Das an einem Mittelspannungsnetz demonstrierte Vorgehen ist dabei prinzipiell auf nach- (z. B. Kundennetze) und vorlagerte Netze (z. B. 110-kV-Ebene) übertragbar. Die vorgestellte Sensitivitätsanalyse kann auch zur Lösung anderweitiger Fragestellungen in Bezug auf Spannungshaltung oder Wirkleistungsflüsse verwendet werden, so kann z. B. ein leitungsscharfes Anlagenranking für die Umsetzung einer Einspeisespitzenkappung erstellt werden. Auf diese Anwendungsfälle wurde in dieser Veröffentlichung nicht weiter eingegangen.

Darüber hinaus wird untersucht, welche Verstärkungs- und Abschwächungseffekte beim Abruf von Blindleistung auftreten können. Dies wird zum einen anhand der Detailanalyse eines Mittelspannungsnetzes und zum anderen an einem vereinfachten Netzmodell für die Betrachtung aller Spannungsebenen bewerkstelligt. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass bei normalen Auslastungssituationen die Verstärkungseffekte beim Abruf von Blindleistung mit denen von Wirkleistung vergleichbar sind. Erwähnenswert ist, dass der heutige Stromnetzaufbau „wirkleistungsoptimiert“ ist. Sollen große Mengen von Blindleistung abgerufen werden, so sind Netze bzw. Spannungsebenen mit hohem Verkabelungsgrad zu bevorzugen, da sich diese neutraler hinsichtlich der Verstärkungseffekte verhalten als Netze mit Freileitungen.

Im Rahmen einer in Arbeit befindlichen Doktorarbeit wird das vorgestellte Verfahren weiterentwickelt. Eine Veröffentlichung ist für Ende 2018 geplant. Erweiterungen sind die genaue Beschreibung des Prognosetools für das Potenzial von Betrieben mit Kompensationsanlagen, die Erweiterung und Automatisierung der Netz-Sensitivitäts-

und -Restriktionsanalyse auf eine zeitpunkt- und knoten- bzw. leitungsscharfe Analyse sowie die Berücksichtigung von mehreren Blindleistungsquellen.

5 Literatur

- [1] "Forschung Stromnetze: SyNErgie - Systemoptimierendes Netz- und Energiemanagement für die Verteilnetze der Zukunft." [Online]. Available: <http://forschung-stromnetze.info/projekte/neues-blindleistungsmanagement-fuer-verteilnetze/>. [Accessed: 13-Dec-2017].
- [2] FNN, Ed., "FNN-Hinweis: Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen." FNN, Jul-2014.
- [3] M. Malsch, S. Prinz, J. Zeidler, W. Becker, and R. Halbauer, "Blindleistungsbereitstellung durch EEG-Anlagen: Potenziale und Grenzen im Hinblick auf die Netzbetriebsführung in den Verteilungsnetzen," in *Internationaler ETG-Kongress 2013 Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*, 2013.
- [4] E. Kämpf *et al.*, "Einhaltung definierter Blindleistungsbänder an HS/MS Übergabestellen durch Einsatz der Blindleistungsfähigkeit dezentraler Einspeiser," in *ETG-Fachbericht-Internationaler ETG-Kongress 2013, Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*, 2013.
- [5] A. Szabo *et al.*, "Beiträge von Flächenverteilsnetzen zur Erbringung von Systemdienstleistungen - Technische Anwendungsszenarien," in *Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien: 3. OTTI-Konferenz: Steigenberger Hotel am Kanzleramt, Berlin, 26./27. Januar 2016*, Regensburg, Deutschland, 2016.
- [6] S. Stock, S. Wildenhues, T. Hennig, T. Hening, and L. Hofmann, "Integration großer Mengen On- und Offshore erzeugter Windenergie in das elektrische Netz durch intelligente Netzanalyse und Clusterbetriebsführung," in *Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien*, Hilton Hotel, Berlin, 2015, pp. 30–33.