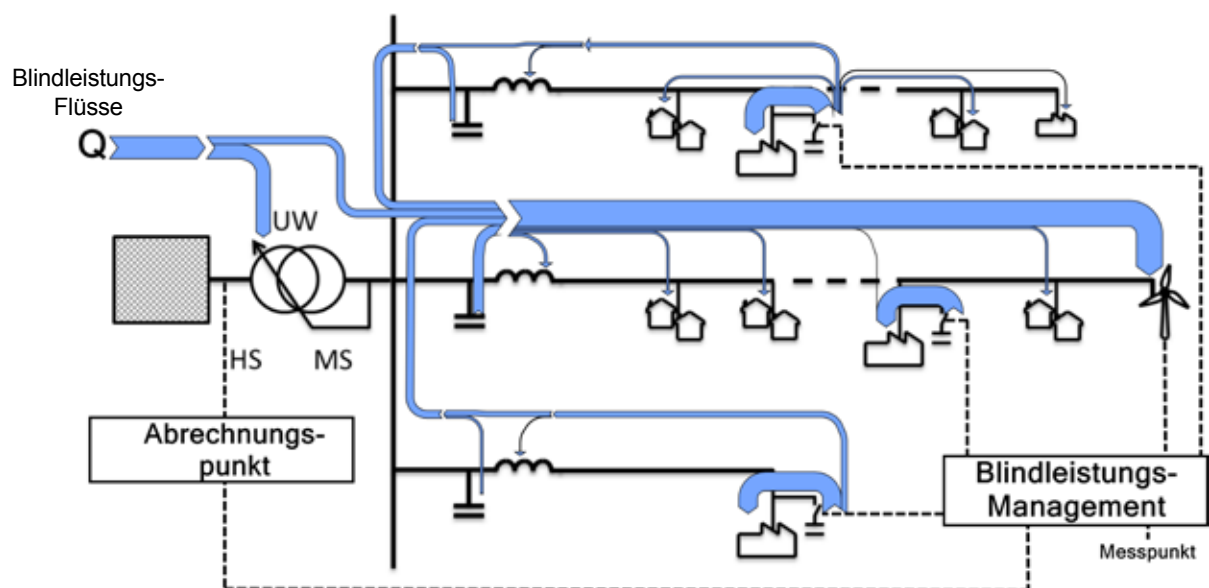


Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands





Impressum

**Beitrag industrieller
Blindleistungs-Kompensationsanlagen
und -Verbraucher für ein innovatives
Blindleistungs-Management in der
Stromversorgung Deutschlands**

Herausgeber:

ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik-
und Elektronikindustrie e.V.

Fachverband Starkstromkondensatoren

Lyoner Straße 9

60528 Frankfurt am Main

Telefon: +49 69 6302-251

Fax: +49 69 6302-407

E-Mail: starkstromkondensatoren@zvei.org

www.zvei.org

Verantwortlich:

Dr. Marcus Dietrich

Fachverband Starkstromkondensatoren

November 2013

Trotz größtmöglicher Sorgfalt übernimmt der ZVEI
keine Haftung für den Inhalt. Alle Rechte, insbesondere
die zur Speicherung, Vervielfältigung und Verbreitung
sowie der Übersetzung, sind vorbehalten.



FORSCHUNGSSTELLE FÜR
ENERGIENETZE UND ENERGIESPEICHER

Erstellt durch:

INA - Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH

Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl

Johannisweg 7

93449 Waldmünchen

E-Mail: oliver.brueckl@hs-regensburg.de

www.hs-regensburg.de

Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg
Forschungsstelle für Energieversorgungsnetze und
Energiespeicher

Matthias Haslbeck

Seybothstraße 2

93053 Regensburg

E-Mail: matthias.haslbeck@hs-regensburg.de

www.hs-regensburg.de

Unter Mitarbeit von:

Michael Reith, Beluk GmbH

Jürgen Reese, Condensator-Dominit GmbH

Ayse Kartal, Epcos AG

Tilman und Timm Barth, Eskap GmbH

Peter Herbst, Frako Kondensatoren- und Anlagenbau GmbH

Achim Tempelmeier, KBR GmbH

Dr. Bernd Walther, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH

Thomas Simon, Schneider Electric GmbH

Dr. Hans König, System Electric Power Quality GmbH/
Electronicon Kondensatoren GmbH

Dr. Rainer Weber, Vishay Electronic GmbH

**Beitrag industrieller
Blindleistungs-Kompensationsanlagen
und -Verbraucher für ein innovatives
Blindleistungs-Management in der
Stromversorgung Deutschlands**



Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	6
1.1 Aufbau und Zielsetzung	7
1.2 Wirk-, Blind- und Scheinstrom	8
1.3 Blindleistungs-Arten und Verschiebungsfaktor	9
1.4 Kompensationsanlagen	10
Zusammenfassung Kapitel 1	14
2 Analyse der Blindleistungs-Verhältnisse	15
2.1 Blindleistungs-Verhalten der Kundenanlagen	15
2.2 Blindleistungs-Verhalten der Netzbetriebsmittel	16
2.3 Blindleistungs-Arten und Verschiebungsfaktor	17
2.4 Blindleistungs-Verhalten der Großkraftwerke	18
2.5 Blindleistungs-Haushalt des deutschen Stromnetzes	21
Zusammenfassung Kapitel 2	21
3 Blindleistung als Baustein für das Stromnetz der Zukunft	22
3.1 Erhöhter Kompensationsgrad	24
3.1.1 Vorgehen	24
3.1.2 Spannungshaltung	25
3.1.3 Betriebsmittelauslastung	28
3.1.4 Blindleistungs-Bilanz	29
3.1.5 Übertragungsverluste	30
3.1.6 Abschätzung der Verlusteinsparung	31
3.1.7 Kosteneinsparung	32
3.1.8 Investitionen	34
Zusammenfassung Kapitel 3.1	35
3.2 Blindleistungs-Management	35
3.2.1 Blindleistungs-Quellen	36
3.2.2 Dezentrale Blindleistungs-Bereitstellung	38
3.2.3 Blindleistungs-Markt	39
3.2.4 Beitrag zur Spannungshaltung	42
3.2.5 Beitrag zur Blindleistungs-Kompensation	43
3.2.6 Auswirkungen	44
Zusammenfassung Kapitel 3.2	45
4 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	46

5 Ausblick	49
Literatur	50
Anhang	51
Anhang A Blindleistungs-Verhalten von Netzbetriebsmitteln	51
Anhang A.1 Blindleistungs-Verhalten von Transformatoren	51
Anhang A.2 Blindleistungs-Verhalten von Leitungen und Kabeln	52
Anhang B Blindleistungs-Flüsse im deutschen Stromnetz	53
Anhang C Standardlastprofile	60
Anhang D Beispielnetze für Simulationen	61
Anhang D.1 NS-Beispielnetze	61
Anhang D.2 MS-Beispielnetze	63
Anhang D.3 HS/HöS-Beispielnetz	65
Anhang E Netzstruktur des deutschen Stromnetzes	65
Anhang F Spannungsbandaufteilung im Verteilungsnetz	68
Anhang G Kostenvergleich von Kompensationstechnologien	70
Abkürzungsverzeichnis	71
Symbolverzeichnis	72
Tabellenverzeichnis	74

1 Einleitung

Derzeit ist ein Paradigmenwechsel in der Energieversorgung zu beobachten, der zu grundlegend geänderten Lastflüssen im Stromnetz in Deutschland und Europa führen wird. Der Wandel von einer von Großkraftwerken getragenen Energieversorgung hin zu einem stark dezentral geprägten Versorgungsnetz wurde mit der Energiewende eingeleitet und wird sich aufgrund des in 2011 von der Bundesregierung beschlossenen Atomausstiegs immer mehr beschleunigen. Unter dem Begriff Energiewende wird die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität auf Basis erneuerbarer Energien verstanden. Hierzu zählen die Windenergie, Biomasse (Bioenergie, einschließlich Deponiegas und Klärgas), Wasserkraft, Sonnenenergie (Solarthermie, Photovoltaik), Geothermie und Meeresenergie, die als Alternative zu fossilen Energieträgern (Öl, Kohle, Erdgas) und Kernbrennstoffen (Uran) dienen sollen [1].

Um die vorgegebenen Ziele der Energiewende zu erreichen, gilt es geeignete Maßnahmen zu ergreifen, die den erforderlichen Netzausbau optimieren und dabei eine hohe Versorgungssicherheit und normgerechte Spannungsqualität gewährleisten. Ein wichtiger Baustein dabei ist die Bereitstellung und Nutzung von Blindleistung zur Kompensation und Spannungshaltung im Netz. Hiermit können bei intelligenter Planung und Einsatz der Blindleistung Investitionskosten beim Netzausbau eingespart und Zeit für die Umsetzung der Netzumstrukturierungsmaßnahmen gewonnen werden.

1.1 Aufbau und Zielsetzung

Nach der Erläuterung einiger Grundbegriffe werden in dieser Studie die derzeitigen Blindleistungs-Verhältnisse in Deutschland skizziert. Anschließend wird untersucht, welcher positive Beitrag zur Energiewende sich ergeben würde, wenn einerseits der Kompensationsgrad an betrieblichen Blindleistungs-Kompensationsanlagen erhöht oder andererseits betriebliche Kompensationsanlagen in ein neuartiges Blindleistungs-Management mit netzzustandsabhängiger Regelung eingebunden werden würden.

Ziel der Studie ist es aufzuzeigen, dass eine Blindleistungs-Kompensation möglichst nahe am Verbraucher die Betriebsmittel deutlich entlasten, Netzverluste senken, die Aufnahmefähigkeit eines Netzes, d. h. die installierbare Verbraucher- und Erzeugungsleistung steigern sowie die Spannungshaltung maßgeblich unterstützen kann.

Folgende Grundideen bilden die Basis des innovativen Blindleistungs-Managements:

- der Blindstrom wird möglichst nahe am Entstehungsort (Verbraucher und Netz) abhängig von den Netzverhältnissen und unter Einbeziehung der vorhandenen Kompensationsanlagen kompensiert¹,
- ein Austausch von induktivem und kapazitivem Blindstrom unter verschiedenen Spannungsebenen wird berücksichtigt,
- die Spannungsqualität wird verbessert, indem z. B. Oberschwingungen durch verdrosselte Kondensatoranlagen reduziert werden und die Einhaltung des Spannungsbands bei der Blindstrom-Kompensation mit berücksichtigt wird.

Durch diese Maßnahmen sollen vorhandene freie Ressourcen im Netz dazu genutzt werden, um die enormen Investitionskosten beim Umbau der Stromnetze zu senken und gleichzeitig die Spannungsqualität zu verbessern. Die zusätzliche Blindstrom-Kompensation liefert einen zusätzlichen wichtigen Beitrag für die Energiewende und den Umweltschutz in Deutschland, in dem die Leitungsverluste und damit der CO₂-Ausstoß reduziert werden können.

¹ Hierbei ist eine Überkompensation zu vermeiden, d. h. ein lokal zu hohes Blindleistungs-Verhalten, welches an anderer Stelle im Netz gegenkompensiert werden muss.

1.2 Wirk-, Blind- und Scheinstrom

Blindstrom wird benötigt, um elektrische oder magnetische Felder auf- oder abzubauen. Bei sinusförmigem Wechselstrom ist der Blindstrom um 90° gegenüber der Spannung phasenverschoben. Bei magnetischen Feldern eilt der Strom der Spannung nach (induktiver Blindstrom), bei elektrischen Feldern ist es genau umgekehrt (kapazitiver Blindstrom).

Elektrische Leistung errechnet sich aus dem Produkt aus Strom und Spannung². Bei reiner Wirkleistung sind Strom und Spannung in Phase, weswegen sich zu jeder Zeit eine Leistung ≥ 0 ergibt. Wird die Wirkleistung über die Zeit integriert, ergibt sich die Energie, die z. B. in mechanische Arbeit umgewandelt werden kann. Bei dem um 90° gegenüber der Spannung verschobenen, reinen Blindstrom ergibt das Produkt aus Strom und Spannung über eine Periode integriert Null. Blindstrom pendelt also nur periodisch zwischen Quelle und Verbraucher hin- und her, indem Felder auf- und abgebaut werden. Blindleistung kann keine mechanische Arbeit verrichten, worauf der Namensteil ‚Blind‘ hindeutet, belastet aber die Netzbetriebsmittel. Denn insgesamt ist der sogenannte Scheinstrom zu transportieren, der sich aus der geometrischen Addition von Wirk- und Blindstrom zusammensetzt. Der Scheinstrom ist für die Leitungsverluste verantwortlich und bestimmt die Dimensionierung der Leitungsquerschnitte, Sicherungen, Schaltgeräte und Transformatoren.

Elektromotoren brauchen für den Betrieb in der Regel Blindstrom, um die zur Energiewandlung erforderlichen Magnetfelder bereitstellen zu können. Der Blindstrom wird vom Netzbetreiber geliefert (bereitgestellt durch Netzbetriebsmittel oder Großkraftwerke). Die Erzeugung und die Durchleitung von Blindstrom sowie die Vorhaltung der Durchleitungskapazitäten bei den Betriebsmitteln kosten wertvolle Ressourcen. Werden hingegen gleich große magnetische und elektrische Felder elektrisch miteinander gekoppelt, tau-

schen die Felder induktiven und kapazitiven Blindstrom untereinander aus, so dass sich diese Anteile aufheben. Das Netz muss dann keinen Blindstrom liefern. Dieser Effekt wird zur Voll- oder auch nur zur Teilkompensation des Blindstroms mit Kompensationsanlagen ausgenutzt. Wird der Blindstrom gänzlich kompensiert, ist der Scheinstrom gleich dem Wirkstrom, weswegen dann alle Betriebsmittel von der Strombelastung bzw. den Leitungsverlusten her maximal entlastet sind.

Bei der Beschreibung der Blindleistung ist es entscheidend, ob man von Bezug oder Abgabe spricht. So ist der induktive Bezug äquivalent zu einer kapazitiven Blindleistungs-Abgabe und umgekehrt³. Bei größeren Betrieben (Sondervertragskunden) wird die bezogene Blindenergie gemessen und je nach Tarif abgerechnet, weswegen diese Unternehmen ihren Blindstrom größtenteils kompensieren und somit die Blindenergiekosten einsparen. Kleine Betriebe und Haushalte sowie die Netze an sich, die ebenfalls Blindstrom auf Grund der Leitungsgeometrie und in Abhängigkeit des durchgeleiteten Stroms produzieren bzw. verbrauchen, bleiben bisher meist un kompensiert. Die benötigte resultierende Blindleistung (Summe aus Bedarf der Verbraucher und Netzbetriebsmittel) wird bislang von den Kraftwerken geliefert.

² Spannung und Strom werden hier bei sinusförmigem Wechselstrom ohne Oberschwingungen betrachtet.

³ Dies ergibt sich aus Betrachtungen im Verbraucher- und Erzeugerzählpeilsystem.

1.3 Blindleistungs-Arten und Verschiebungsfaktor

Die in Abschnitt 1.1 beschriebene Blindleistung wird Verschiebungs-Blindleistung Q_1 genannt. Sie bezieht sich auf das Produkt der sinusförmigen Grundschwingung (Index 1 = Grundschwingung) sowohl der Spannung als auch des Blindstroms. Der zugehörige Verschiebungsfaktor oder auch Grundschwingungs-Leistungsfaktor genannt (meist mit $\cos\varphi$ bzw. $\cos\varphi_1$ abgekürzt) entspricht dem Quotienten aus der Grundschwingungs-Wirkleistung und Grundschwingungs-Scheinleistung. Verursacher für die Verschiebungs-Blindleistung sind Verbraucher wie Motoren oder stromrichtergespeiste Technologien, aber auch die Netzbetriebsmittel selbst. Zur Kompensation dieser Verschiebungs-Blindleistung werden Kondensatoren verwendet⁴. Die Gesamtblindleistung im Netz setzt sich darüber hinaus aus weiteren Bestandteilen zusammen. Den sich hierbei ergebenden Quotienten aus Gesamtwirkleistung und Gesamtscheinleistung beschreibt der Leistungsfaktor λ .

Nicht-lineare Verbraucher produzieren einen nicht-sinusförmigen Strom, der sich über eine Fourier-Analyse in einen Grundschwingungs-Anteil und Oberschwingungs-Anteile⁵ zerlegen lässt. Wenn die meist kleine Verzerrung der Netzspannung vernachlässigt wird, ergibt die Wurzel aus der Quadratsumme über die Produkte aus der Grundschwingungs-Spannung und den Oberschwingungs-Blindströmen die Verzerrungs-Blindleistung Q_D . Der zusätzliche Blindleistungs-Bedarf entsteht aber nicht nur beim Oberschwingungs-Verursacher selbst, sondern in Folge auch bei den betroffenen Netzbetriebsmitteln. Oberschwingungen brei-

ten sich im Netz über verschiedene Spannungsebenen aus. Dabei kommt es zu Überlagerungen, die sowohl verstärkend als auch dämpfend wirken können. Signifikant sind derzeit vor allem die 3. und 5. Harmonische in den Niederspannungsnetzen und 5. und 7. Harmonische in den Mittel- und Hochspannungsnetzen.

Des Weiteren entsteht Modulations-Blindleistung Q_M bei schwankender Leistungsaufnahme, welche z. B. bei Walzmaschinen oder Lichtbogenöfen auftritt, oder Unsymmetrie-Blindleistung Q_U bei unsymmetrischer Netzbelastung aufgrund ein- und zweiphasiger Verbraucher, wie z. B. Schweißmaschinen [2].

Die Gesamtblindleistung Q eines betrachteten Systems setzt sich aus der Verschiebungs-, Verzerrungs-, der Modulations- und der Unsymmetrie-Blindleistung zusammen und ist immer positiv. Die jeweiligen Anteile werden dabei geometrisch addiert:

$$Q = \sqrt{Q_1^2 + Q_D^2 + Q_M^2 + Q_U^2}$$

Wird im Folgenden allgemein von Blindleistung gesprochen, ist damit nur der Anteil der Verschiebungs-Blindleistung Q_1 gemeint, die entsprechend ihres Vorzeichens induktiv (+) oder kapazitiv (-) sein kann.

⁴ Die Bemessungsleistung der Kondensatorbatterie bezieht sich ausschließlich auf die Verschiebungs-Blindleistung.
⁵ Die einzelnen Oberschwingungsfrequenzen sind positive ganzzahlige Vielfache der Grund- oder Netzfrequenz. Diese werden auch Harmonische genannt.

1.4 Kompensationsanlagen

Auf Seiten der Endkunden tragen Kompensationsanlagen erheblich dazu bei, dass der Blindleistungs-Bedarf schon am Ort der Entstehung gedeckt und damit die Netze von zu hohen Blindleistungs-Flüssen befreit werden. Hierdurch ergeben sich geringere Belastungen und niedrigere Spannungsabfälle, wodurch die Betriebsmittel kleiner dimensioniert werden können. Entsprechende Kosteneinsparungen bei den Netzbetreibern sind die Folge.

Diese Anlagen werden vor allem direkt beim Endkunden betrieben und kompensieren den Blindleistungs-Bedarf der Betriebe über Kondensatoren, Induktivitäten oder bei schwierigen Netzverhältnissen auch mit Leistungselektronik. Als Schaltgeräte werden bei Kondensatoren und Induktivitäten meist Schütze verwendet. Nur bei sich schnell änderndem Blindleistungs-Bedarf oder häufigen Schaltungen werden in der Niederspannung typischerweise Thyristorschalter eingesetzt.

Bei den Kompensationsvarianten wird zwischen Einzel-, Gruppen- und Zentralkompensation unterschieden. Bei der Einzelkompensation wird direkt am Verbraucher kompensiert. Der Blindstrom fließt dann nur zwischen der Kompensationsanlage und dem Verbraucher. Damit wird das restliche Netz entlastet. Bei der Gruppen- oder Zentralkompensation legt man die Kompensationsleistung anhand des maximalen Gleichzeitigkeitsfaktors der zu kompensierenden Verbrauchergruppe aus. Das reduziert die Anlagengröße, bringt Vorteile hinsichtlich der Anschaffungs- und Betriebskosten, ist aber mit höheren Leitungsverlusten im nachgelagerten Netz wegen der nicht kompensierten Leitungen verbunden.

Bei zeitlich konstantem Blindleistungs-Kompensationsbedarf kann eine Festkompensationsanlage direkt mit dem Verbraucher gekoppelt werden. Bei variablem Blindleistungs-Kompensationsbedarf hingegen wird eine regelbare Anlage eingesetzt.

Regelbare Kompensationsanlagen arbeiten entweder in Stufen⁶ oder kontinuierlich. Kontinuierlich regelbare Anlagen lassen sich noch in Anlagen mit (dynamisch) und ohne (statisch) rotierenden Massen unterteilen. Synchronmaschinen gehören der Kategorie ‚dynamisch‘ an und sind in Ihrem Blindleistungs-Verhalten kontinuierlich regelbar. Im Generator- oder Motorbetrieb können sie sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung bereitstellen. Die in den Großkraftwerken installierten Synchrongeneratoren tragen derzeit erheblich zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz des Stromnetzes bei. Auch die ‚statischen‘, regelbaren Kompensationsanlagen können über leistungselektronische Bauteile induktive oder kapazitive Blindleistung liefern⁷. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Kompensationsanlagen mit Einteilung in kontinuierliches oder gestuftes Regelverhalten.

Verdrosselte Kondensatorbatterien bieten die Möglichkeit, sowohl Einfluss auf die Verschiebungs-Blindleistung Q_1 als auch auf die Verzerrungs-Blindleistung Q_D zu nehmen. Bei deren Auslegung muss darauf geachtet werden, dass Oberschwingungs-Ströme die Anlage nicht überlasten oder unerwünschte Resonanzeffekte mit dem Netz auftreten. Zudem darf ein eventuell vorhandenes Tonfrequenz-Rundsteuersignal nicht unzulässig beeinflusst werden.

⁶ Typisch sind Regelreihen mit Abstufungen bis 1:2:4:4. Dabei entspricht 1 der kleinsten Kompensationsleistung und damit 2 der doppelten Stufenleistung. Dadurch lässt sich meist eine ausreichende Feinstufigkeit erreichen.

⁷ Statcomanlagen sind z. B. in der Lage über Leistungselektronik und mittels einer Zwischenkreiskapazität unabhängig von Spannung und Strom induktive oder kapazitive Kompensationsleistung einzustellen.

Tab. 1: Kompensationsanlagen mit kontinuierlichem und diskontinuierlichem Regelverhalten

gestuft (diskontinuierlich)	kontinuierlich
Kondensatorbänke (kapazitiv, meist verdrosselt), Kompensationsdrosseln (induktiv)	Sättigbare Kompensationsdrosseln (induktiv)
Thyristor-geschaltete Kondensatoren (kapazitiv), Thyristor-geschaltete Kompensationsdrosseln (induktiv)	Synchrongeneratoren, u. U. im Phasenschieberbetrieb (induktiv und kapazitiv)
	FACTS <ul style="list-style-type: none"> • SVC bestehend aus TCR (induktiv) und Filterkreisen (kapazitiv) • STATCOM (induktiv und kapazitiv)

Unverdrosselte Kondensatorbatterien können in Verbindung mit den unterschiedlichen induktiven Netzimpedanzen Schwingkreise bilden, die abhängig von der Stufenleistung oder Netzimpedanz andere Resonanzfrequenzen haben können. Um eine resonanzbedingte Erhöhung der Oberschwingungs-Ströme⁸ zu vermeiden, muss berücksichtigt werden, dass jeder Schaltzustand einer Kompensationsregelanlage eine eigene Resonanzfrequenz besitzt und deshalb mehrere Frequenzen des Oberschwingungs-Spektrums der Anschlussspannung bedenklich sein können.

Gefährliche Überhöhungen der Oberschwingungs-Ströme entstehen nur, wenn entsprechende Spannungsüberschwingungen im Netz vorhanden sind. Ohmsche Verbraucher, bei denen Strom und Spannung immer über den Widerstand linear gekoppelt sind, erzeugen keine Oberschwingungen; moderne Leistungselektronik, die den Strom nicht-linear zur Spannung bezieht, hingegen schon. Bislang waren die negativen Auswirkungen der Oberschwingungen meist unbedeutend. Nur in Einzelfällen traten unerwünschte Effekte auf. Da der Anteil der Leistungselektronik immer mehr

zunimmt (Unterhaltungselektronik, Schaltungsteile, drehzahlgesteuerte Motoren), müssen diese Effekte dennoch bereits jetzt thematisiert bzw. bei dem Netzbau für die Zukunft berücksichtigt werden.

Deshalb werden Kondensatoranlagen heutzutage typischerweise⁹ verdrosselt ausgeführt¹⁰. Durch die entsprechende Abstimmung der Verdrosselung lässt sich die Resonanzfrequenz des Reihenschwingkreises unterhalb der niedrigsten vorkommenden Oberschwingungsfrequenz legen (meist unterhalb der 5. Harmonischen – 250 Hz bei einer Netzfrequenz von 50 Hz). Damit wird aus folgendem Grund die Ausbildung von Resonanzeffekten mit Netzinduktivitäten vermieden: Der Reihenschwingkreis wirkt unterhalb der Resonanzfrequenz kapazitiv und kann zur Kompensation der Verschiebungs-Blindleistung Q_1 genutzt werden. Oberhalb der Resonanzfrequenz wirkt er als Ganzes induktiv und kann somit keine Resonanzen mehr mit anderen Netzinduktivitäten ausbilden.

⁸ Der Gesamtstrom setzt sich aus der Wurzel der Quadratsumme des Grundstroms und der Oberschwingungs-Ströme zusammen. Kompensationsanlagen werden für einen bestimmten Gesamtstrom ausgelegt. Wird dieser im Resonanzfall deutlich überschritten, kann die Anlage beschädigt werden.

⁹ In einigen Ländern wie z. B. in der Schweiz ist eine Verdrosselung von Kondensatorbatterien bereits zwingend vorgeschrieben, in Deutschland hingegen fehlt bisher eine solche Vorschrift.

¹⁰ Eine zu einem Kondensator in Reihe geschaltete Spule wandelt einen rein kapazitiven Abzweig in einen Schwingkreis mit einer festen Reihenresonanzfrequenz um. Über den Verdrosselungsgrad p (induktive geteilt durch kapazitive Impedanz, bei Nennfrequenz des Netzes in Prozent angegeben) lässt sich die Resonanzfrequenz und damit das Verhalten der Kondensator-Drossel-Kombination im Netz beeinflussen.

Je nach Zielsetzung ist es ebenfalls möglich, gezielt Oberschwingungen aus dem Netz zu filtern. Passive Filterkreise, sogenannte Saugkreise, sind auf eine bestimmte Frequenz (nahe der Oberschwingungs-Frequenz) abgestimmte Reihenschwingkreise. Diese weisen für die jeweilige Oberschwingung eine geringe Impedanz auf und leiten diese somit ab. Werden mehrere nebeneinander betrieben, entsteht eine Filterkrisanlage für mehrere Oberschwingungs-Ordnungen. Hierbei muss auf die Vermeidung von Parallelresonanzen geachtet werden. Je nach Anwendungsschwerpunkt wird deshalb zwischen verstimmt Filterkreisen, bei denen die Blindleistungs-Kompensation im Vordergrund steht, und abgestimmten Filterkreisen, welche auf die Oberschwingungs-Reduzierung fokussiert sind, unterschieden. Abgestimmte Filterkreise können in einem Netz Oberschwingungs-Spannungspegel um bis zu 90 Prozent reduzieren. Eine Alternative zum Einsatz passiver Filter ist die Verwendung von aktiven Filtern, die zur Oberschwingungs-Reduktion ein inverses Strom-Spektrum einspeisen. Durch diese Maßnahme können die Oberschwingungs-Ströme am jeweiligen Anschlusspunkt fast vollständig kompensiert werden. Die begrenzten Schaltfrequenzen und endlichen Regelzeiten verhindern eine komplette Annäherung an eine reine Sinusform. Die diskutierten Arten der Oberschwingungs-Kompensation können verwendet werden, um die Oberschwingungs-Belastung im Netz zu reduzieren (Kompensation der vom Verbraucher erzeugten Oberschwingungen) oder andererseits sensible Kundennetze vor der Oberschwingungs-Belastung des Netzes schützen (Kompensation der Oberschwingungen, die sich ins Kundennetz einkoppeln würden).

Bei der Kompensation von Oberschwingungen muss zusätzlich auf im Stromnetz verwendete Rundsteuerfrequenzen geachtet werden. Eine Rundsteuerfrequenz ist ein über eine Tonfrequenz-Rundsteueranlage (TRA) auf die Grundschwingung aufmoduliertes Signal und wird typischerweise in der Mittelspannungsebene eingekoppelt. Sie dient dann z. B. der Tarifs umschaltung von Zählern oder der Steuerung von Straßenbeleuchtungen und kann prinzipiell mit einer Oberschwingung verglichen werden. Die Wahl der Rundsteuerfrequenz erfolgt nach der Netzausbreitung. Sie liegt meist im Bereich von ca. 168 bis 1.350 Hz; bei ausgedehnten Versorgungsgebieten eher im unteren, bei kompakten vor allem Stadtnetzen eher im oberen Bereich. Die Rundsteuerfrequenz muss bei der Wahl des Verdrosselungsgrades p berücksichtigt werden, weil auch die Pegel von Rundsteuersignalen analog zu Oberschwingungen durch installierte Filter und verdrosselte Kompensationsanlagen reduziert oder erhöht werden können. Bei $p = 7\%$ ergibt sich beispielsweise eine Reihen-Resonanzfrequenz von 189 Hz und bei $p = 14\%$ von 134 Hz. Zu beachten ist, dass die Resonanzfrequenz der verdrosselten Anlage weit genug von der Rundsteuerfrequenz entfernt liegt. Der Reihenschwingkreis weist dann eine hohe Impedanz für das Signal auf, weswegen der Rundsteuerpegel letztendlich nicht unzulässig gedämpft wird. Folglich bedarf es bei der Wahl des Verdrosselungsgrades genauer Netzkenntnisse in Hinblick auf die Oberschwingungs-Belastung und die Netzimpedanz. [3]

Weitere Maßnahmen zur Reduzierung von Oberschwingungen neben dem Einsatz von PFC-Schaltungen sind:

- eine Kombination bestimmter Transformatorschaltgruppen, welche die gegenseitige Auslöschung von Oberschwingungen begünstigt,
- Stromrichter mit höheren Pulszahlen, welche sinusähnlichere Stromverläufe erzeugen, aber auch die entstehenden Oberschwingungen zu höheren Ordnungen verschieben,
- höhere Kommutierungsreaktanz zur Vermeidung von kritischen Kommutierungseinbrüchen in der Netzspannung und somit auch von höherfrequenten Oberschwingungen und
- eine Erhöhung der Kurzschlussleistung (d. h. Verringerung der Netzimpedanz) im Netz, was die Auswirkungen von Oberschwingungen verringert.

Die Blindleistungs- und Oberschwingungskompensation bringt viele Vorteile mit sich. Durch die Blindleistungs-Bereitstellung direkt vor Ort, die Synergieeffekte bei der Kompensation von angrenzenden Netzebenen mit berücksichtigt, verringern sich Betriebsmittelbelastungen, Übertragungsverluste und der Spannungsabfall. Die geringere Auslastung der Betriebsmittel wirkt sich einerseits positiv auf deren Lebensdauer aus, andererseits trägt die freiwerdende Übertragungskapazität dazu bei, weitere dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) oder Lasten ins Netz zu integrieren. Dies ist mit geringeren Kosten beim Netzausbau und -erhalt gleichzusetzen. Weiter bietet die dezentrale Blindleistungs-Bereitstellung im Netz die Möglichkeit, die Spannungsqualität zu steigern, indem das Spannungsniveau vor Ort beeinflusst oder Blindleistung zur Stabilisierung der Spannung in vorgelagerten Netzebenen bereitgestellt wird. Blindleistungskompensation kann zudem durch Anpassen des Leistungsbezugs zur Symmetrierung von Lasten eingesetzt werden.

Bei einer kombinierten Verschiebungs- und Verzerrungs-Blindleistungs-Kompensation beispielsweise durch eine verdrosselte Kompensationsanlage ergeben sich weitere Vorteile. Zum einen kann die zusätzliche Filterung von Oberschwingungen dazu genutzt werden, um die von der Kundenanlage erzeugten Oberschwingungen entsprechend den Anschlussrichtlinien [4]–[6] zu reduzieren. Zum anderen können Kundennetze vor Oberschwingungen aus dem Netz geschützt werden. Bereits heute bestehen eine Reihe von Problemfällen, bei denen Oberschwingungen für Kundenstörungen in Form von eingeschränkten Betriebsfunktionen, selbständiges Ein-/Ausschalten sowie störende Nebeneffekte (z. B. ungewöhnliche Geräusche) von Kundengeräten verantwortlich sind. Die Oberschwingungskompensation trägt zudem unter anderem zur Reduzierung des Neutralleiterstroms bei, welcher ohne Filterung durch Überlagerungseffekte erhöht würde. In beiden Fällen kann dies erhebliche Folgen haben, da bei der Auslegung von Erdschlussgebieten und der Wahl des Neutralleiterquerschnittes derzeit nur der Effektivwert der Grundschwingung berücksichtigt wird.

Zusammenfassung Kapitel 1

Diese Studie untersucht die Auswirkungen eines höheren Kompensationsgrades von betrieblichen Lasten im Verteilungsnetz und den sich daraus ergebenden zusätzlichen Beitrag zur Energiewende. Zudem wird ein innovatives Blindleistungs-Management skizziert. Ein solches nutzt die bewährte Technik der Blindleistungs-Kompensation mit einer intelligenten netzzustandsabhängigen Regelung dazu, Blindstrom-Flüsse im Netz optimal aufeinander abzustimmen.

Blindleistung setzt sich aus der Verschiebungs-Blindleistung Q_1 , Verzerrungs-Blindleistung Q_D , Modulations-Blindleistung Q_M und Unsymmetrie-Blindleistung Q_U zusammen. Wird von ‚klassischer‘ Blindleistungs-Kompensation gesprochen, ist im Allgemeinen nur die Verschiebungs-Blindleistung Q_1 gemeint. Die Verzerrungs-Blindleistung Q_D und Modulations-Blindleistung Q_M haben erst mit dem vermehrten Einsatz von Leistungselektronik an Bedeutung gewonnen und werden die Netze in der Zukunft immer mehr belasten.

Zur Kompensation von Blindleistung werden Kondensatoren, Induktivitäten aber auch Leistungselektronik eingesetzt. Verdrosselte Anlagen, sogenannte passive Filter (verstimmte/ abgestimmte Filterkreise), aber auch auf Leistungselektronik basierende Kompensationsanlagen (Aktiv-Filter) bieten die Möglichkeit, sowohl Einfluss auf die Verschiebungs-Blindleistung Q_1 als auch auf die Verzerrungs-Blindleistung Q_D zu nehmen.

Netzbetriebsmittel müssen für die maximal zu übertragende Scheinleistung ausgelegt werden, gebildet als geometrische Summe aus Blind- und Wirkleistung. Folglich spielen Kompensationsanlagen eine entscheidende Rolle für den Netzbetrieb und die Netzauslegung, insbesondere wenn die Blindleistung am Ort der Entstehung kompensiert wird, weil

- die Netzbetriebsmittel entlastet werden, womit deren übertragbare Wirkleistung erhöht und damit ein Netzausbau in vielen Fällen vermieden oder verzögert werden kann,
- Übertragungsverluste wegen des kleineren Scheinstroms gesenkt werden,
- das Alterungsverhalten von Netzbetriebsmitteln bei gesenktem Scheinstrom verbessert wird,
- die Spannungshaltung bei kompensierter Blindlast unterstützt wird und
- die Oberschwingungs-Belastung im Netz u. a. bei geeigneten Verdrosselungen von Kondensatoranlagen reduziert werden kann.

2 Analyse der Blindleistungs-Verhältnisse

Die Blindleistungs-Situation im Stromnetz ist kein stationärer Zustand, sondern wird maßgeblich von der momentanen Verbrauchslast der Kunden, der Art und Belastung der Netzbetriebsmittel sowie der momentanen Einspeisung aus DEA bestimmt.

2.1 Blindleistungs-Verhalten der Kundenanlagen

Unter Kundenanlagen werden Verbraucher und Einspeiser (DEA) subsummiert. Industrie, Gewerbe und Haushalte sind als motorische Antriebe die Hauptverbraucher der Verschiebungs-Blindleistung Q_1 . Der Anteil der Umwandlung von elektrischer in mechanische Energie liegt in Deutschland bei ca. 36 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs [7]. Neben den Endkunden benötigen auch die Netzbetriebsmittel Blindleistung (eine genauere Beschreibung erfolgt in Kapitel 2.2). Ein weiterer Bedarf ergibt sich durch den Einsatz der Blindleistung zur Spannungshaltung bei DEA. Dazu wird induktive¹¹ Blindleistung bis zu einem Verschiebungsfaktor von 0,90 bzw. 0,95 bezogen¹², um der Spannungsanhebung durch die Wirkleistungseinspeisung entgegen zu wirken [8]–[10].

Der technologische Fortschritt und die Umbrüche in Betrieb und Aufbau des Stromnetzes nehmen Einfluss auf den zukünftigen Blindleistungs-Bedarf. Bei Motoren, die den dominierenden Anteil der Verschiebungs-Blindleistung Q_1 verursachen, gibt es zweierlei Aspekte zu berücksichtigen. Zum einen reduziert sich der induktive Blindleistungs-Bedarf infolge der zunehmenden Anzahl von Stromrichterantrieben. Im derzeitigen Bestand sind ca. 15 Prozent aller Motoren und Pumpen geregelt, bei Ersatz und Neubau etwa 80 Prozent [11], [12]. Zum anderen steigt zeitgleich der Automatisierungsgrad, was

dem abnehmenden Trend beim Blindleistungs-Bedarf wiederum entgegenwirkt. Bei den privaten Verbrauchern nimmt der Blindleistungs-Bedarf – insbesondere der Anteil der Verzerrungs-Blindleistung Q_D – durch den vermehrten Einsatz von Elektronik in Kleingeräten wie Energiesparlampen oder Fernsehgeräten stetig zu. Aufgrund des immensen Zubaus von DEA, kommt es vor allem im Verteilungsnetz zu Problemen bei der Spannungshaltung. Die in [8]–[10] empfohlene Blindleistungs-Regelung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen bedingt, dass zeitgleich mit Einspeisespitzen ein hoher induktiver Blindleistungs-Bedarf der DEA und Netzbetriebsmittel auftritt. Dieser wird, bei gleichbleibenden Regularien, mit steigendem Anteil an DEA weiter zunehmen.

Ein weiterer Effekt der DEA ist, dass das lokale Verhältnis von Wirk- und Blindleistung stark beeinflusst wird. Vor allem bei Kunden mit Eigenerzeugung und Verbrauchslast (Mischanlagen), die vornehmlich der Eigenbedarfsdeckung dienen, ergibt sich am Anschlusspunkt in Zeiten hoher Eigenerzeugung ein geringer bis vernachlässigbar kleiner Wirkleistungsbezug und ein im Verhältnis zur Wirkleistung dominanter Blindleistungs-Bezug. Hieraus resultiert ein geringer Wert des Verschiebungsfaktors $\cos\varphi$. Da in [9], [10], [13], [14] bzw. in bilateralen Verträgen typischerweise die zulässigen Grenzen des Verschiebungsfaktors

¹¹ Die technische Realisierung des kapazitiven Bezugs wird überwiegend in den gleichen Grenzen gefordert, jedoch im Betrieb derzeit nur vereinzelt an direkt an der Sammelschiene angeschlossenen Anlagen genutzt.

¹² Abhängig von Spannungsebene und Nennleistung der Anlage.

$\cos\varphi$ geregelt werden und nicht der Absolutwert der Blindleistung, muss der ‚Mischkunde‘ geeignete Kompensationsmaßnahmen ergreifen. Dies gilt unabhängig von einer Unter- oder Überschreitung der Blindenergiefreigrenze. Folglich wird es zukünftig sinnvoller sein, für das zulässige Blindleistungs-Verhalten neben einem minimalen Verschiebungsfaktor eine Freigrenze für den Absolutwert der bezogenen Blindleistung festzulegen. Zudem

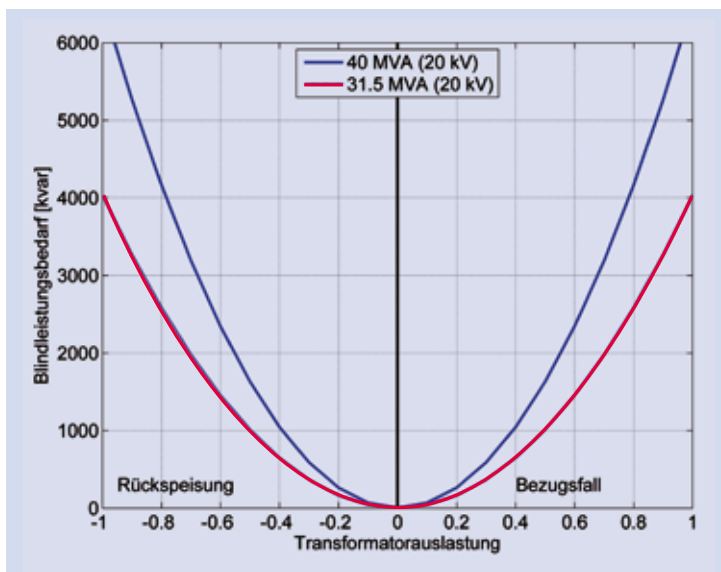
ist anzumerken, dass sich trotz vollständiger Deckung des Eigenbedarfs an Wirkleistung, sich Oberschwingungen ins Kundennetz ein-koppeln, die zu zusätzlichen Durchleitungsverlusten führen. Deshalb ist es überlegenswert, die vorhandenen Blindleistungs-Kompensationsanlagen – wenn möglich – zur Reduzierung der Oberschwingungs-Belastung zu nutzen (z. B. als verstimmte Filter) oder zusätzliche Filter (aktive oder passive) zu installieren.

2.2 Blindleistungs-Verhalten der Netzbetriebsmittel

Sowohl Transformatoren als auch Leitungen weisen eine belastungsabhängige Blindleistungs-Charakteristik auf. Leitungen können im Gegensatz zu Transformatoren auch kapazitiv wirken. Dies hängt maßgeblich vom Leitungstyp und der betrachteten Spannungsebene ab. Generell gilt für die Netzbetriebsmittel, dass ihr Blindleistungs-Bedarf überproportional von der Belastung abhängt und diese mit steigender Belastung immer induktiver wirken. Im Leerlauf oder ‚Schwachlastfall‘ weisen Leitungen kapazitives und

die Transformatoren nur schwach induktives Verhalten auf. Für solche Betriebsfälle sind in den höheren Spannungsebenen Kompensationsdrosseln installiert, die zusätzlich zu den Kraftwerken zum Ausgleich der Blindleistungs-Bilanz beitragen. Im Starklastfall, d. h. bei hohem Bedarf der Abnehmer bzw. bei hoher Einspeisung wirken die Netzelemente zunehmend induktiv. In diesem Fall wird kapazitive Blindleistung benötigt, um den auftretenden Blindleistungs-Bedarf zu kompensieren. Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen beispielhaft das Blindleistungs-Verhalten von Transformatoren und Leitungen in Abhängigkeit der Belastung (siehe auch Anhang A).

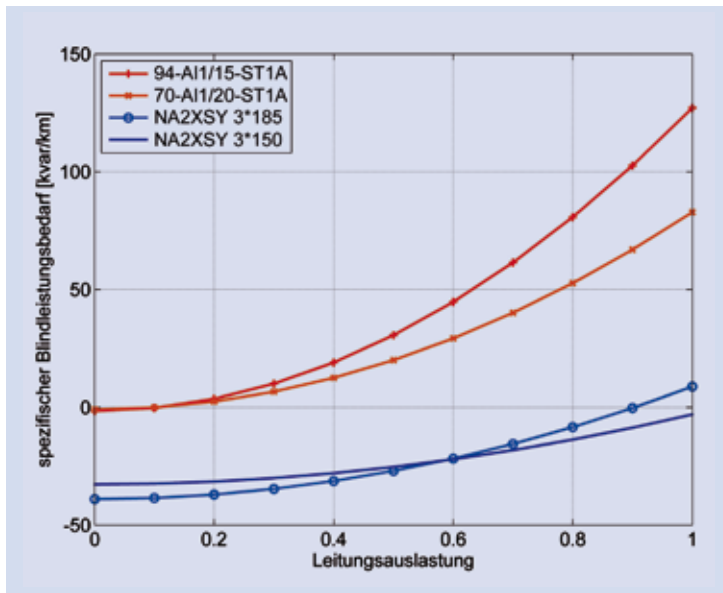
Abb. 1: Blindleistungs-Verhalten von typischen HS-/MS-Transformatoren unterschiedlicher Bemessungsleistung



Quelle: ZVEI

Hohe Belastungen und der Einsatz von Freileitungen führen hierbei zu induktivem Verhalten. Aufgrund der unterschiedlichen Belastungsgrade in den verschiedenen Spannungsebenen sind die Blindleistungs-Verhältnisse deutschlandweit nicht gleich, sondern regional zum Teil stark unterschiedlich. Bei hoher Einspeisung aus DEA kommt es im Übertragungsnetz in Norddeutschland aufgrund der Leistungsflüsse in Richtung Süddeutschland zu hohen Belastungen und damit verbunden zu stark induktivem Verhalten der Netzbetriebsmittel.

Abb. 2: Blindleistungs-Verhalten von typischen MS-Leitungen; die beiden oberen Linien stehen für zwei unterschiedliche Freileitungstypen, die beiden unteren Linien für zwei verschiedene Kabelversionen.



Quelle: ZVEI

In Süddeutschland wirkt das Übertragungsnetz dagegen eher noch kapazitiv, weil die Transportleistung relativ gering ist.

Bei Schwachlast führt der starke Zubau von Kabeln und Freileitungen zu einem höheren kapazitiven Blindleistungs-Verhalten. Da Kabel kapazitiver wirken als Freileitungen, führt die Begünstigung von Kabeln im HS-Netz zu einer Verstärkung dieses Effekts¹³. Im Starklastfall bewirkt zwar der Netzausbau eine Reduzierung der Auslastung einzelner Netzbetriebsmittel, jedoch ist die dezentrale Energieerzeugung mit längeren Übertragungsstrecken verbunden, auf denen sich die Leistungsflüsse überlagern. Deshalb kann es in Summe zu einem höheren induktiven Bedarf kommen¹⁴. Für den Blindleistungs-Bedarf des Stromnetzes ergibt sich folglich durch den Ausbau und die geänderten Belastungssituationen eine größere Spreizung der auftretenden Extremwerte.

2.3 Blindleistungs-Verhalten der Großkraftwerke

Parallel zu den beschriebenen Entwicklungen beim Blindleistungs-Bedarf der Verbraucher erfolgt ein ‚Rückbau‘ der bisherigen Blindleistungs-Quellen, weil die Zahl der konventionellen Großkraftwerke am Netz im Zuge der Energiewende zu Gunsten von DEA stetig abnimmt. Deren Synchrongeneratoren stellen je nach Netzsituation kapazitive oder induktive Blindleistung bereit und kompensieren so den ‚Nettoblindleistungs-Bedarf‘ des Stromnetzes, der sich aus der Überlagerung des Blindleistungs-Verhaltens der Kundenanlagen und Netzbetriebsmittel ergibt. Da die Blindleistungs-Bilanz ebenfalls ständig ausgeg-

lichen sein muss, werden in Schwachlastzeiten Kompensationsdrosseln zugeschaltet, die der kapazitiven Ladeleistung des Netzes entgegenwirken.

Um zukünftig das Gleichgewicht zwischen Blindleistungs-Bedarf und -Erzeugung sicherstellen zu können, ist ein neues Konzept zur Bedarfsdeckung der Blindleistung erforderlich, bei dem die betrieblichen Blindleistungs-Kompensationsanlagen und DEA eine entscheidende Rolle übernehmen können.

¹³ § 43h EnWG fordert für neue Trassen im HS-Netz eine Ausführung als Kabel, solange die Gesamtkosten den Faktor 2,75 im Vergleich zu Freileitungen nicht übersteigen.

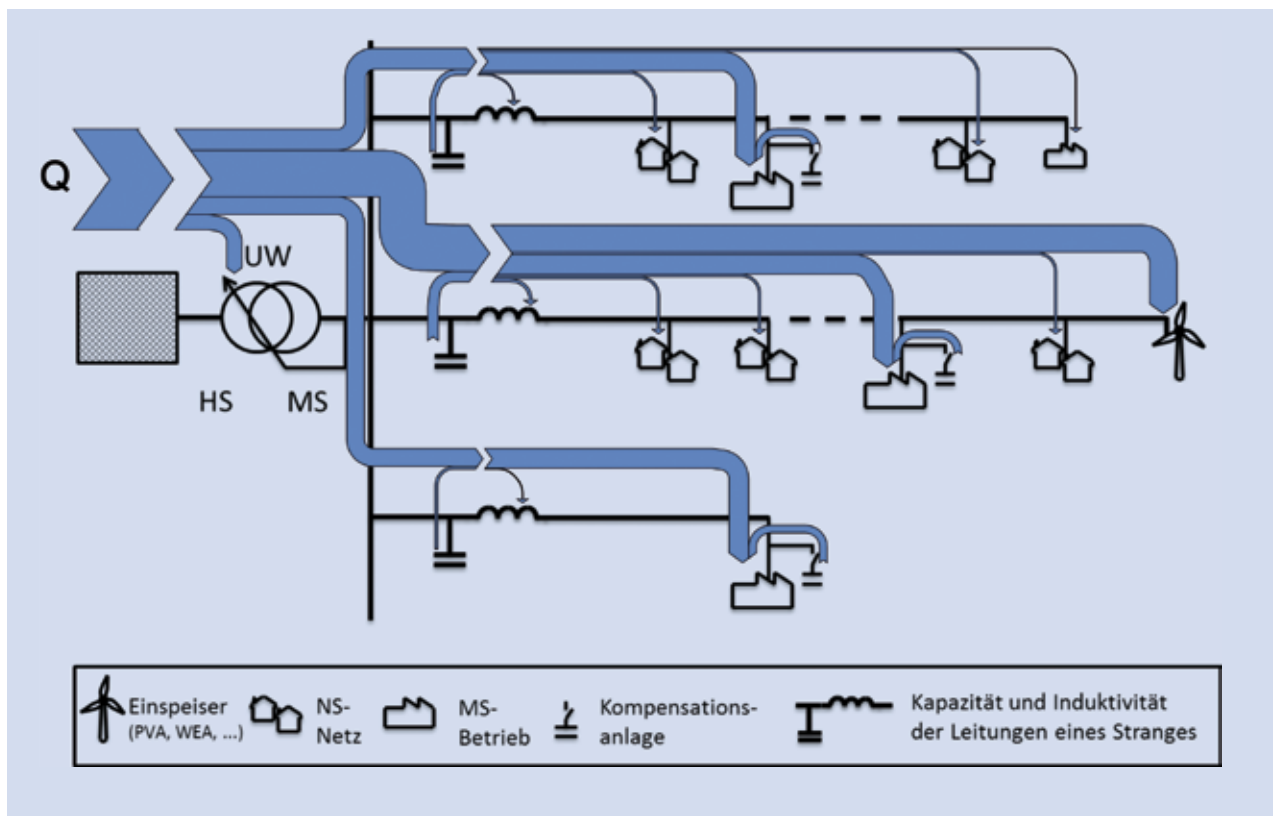
¹⁴ Der Blindleistungs-Bedarf von Netzbetriebsmitteln wächst überproportional mit ihrer Belastung.

2.4 Blindleistungs-Haushalt eines Verteilungsnetzes

Aufgrund der teilweisen gegenseitigen Kompensation des induktiven und kapazitiven Blindleistungs-Bedarfs der verschiedenen Verbraucher, Einspeiser und Netzbetriebsmittel, auch über Spannungsebenen hinweg, muss nicht der komplette Blindleistungs-Bedarf von den Kraftwerken bereitgestellt werden. Diese Synergien werden allerdings mit steigendem Anteil an DEA abgeschwächt, weil an Sonnen- oder Starkwindtagen die Netzbetriebsmittel, DEA und Verbraucher innerhalb einer Region gleiches Blindleistungs-Verhalten aufweisen können. Abbildung 3 zeigt schematisch die Blindleistungs-Flüsse in einem MS-Netz mit

hohem Verkabelungsgrad, bei Starklast, hoher dezentraler Einspeisung und konventioneller Kompensation¹⁵. Neben den Ortsnetzen beziehen auch die in der MS-Ebene angeschlossenen Betriebe induktive Blindleistung. Ein Teil des Bedarfs an induktiver Blindleistung wird von den Kompensationsanlagen der Betriebe und dem kapazitiven Bedarf des Netzes kompensiert¹⁶. Der verbleibende Anteil überlagert sich mit dem induktiven Bedarf der Ortsnetztransformatoren, der Leitungen und des Transformators des Umspannwerkes (UW).

Abb. 3: Schematische Darstellung der Blindleistungs-Flüsse (Q) in einem MS-Netz mit hohem Verkabelungsgrad bei Starklast und dezentraler Einspeisung



Im Schwachlastfall ohne dezentrale Einspeisung (Abbildung 4) wirken Verteilungsnetze je nach Verkabelungsgrad und Verbraucherverhalten kapazitiv bis schwach induktiv. Auch

Betriebe, die vereinzelt in diesen Zeiten produzieren (z. B. im Nachtschicht- oder Wochenendbetrieb), liefern keinen optimalen Beitrag zur Blindleistungs-Bilanz im Netz, weil ihr

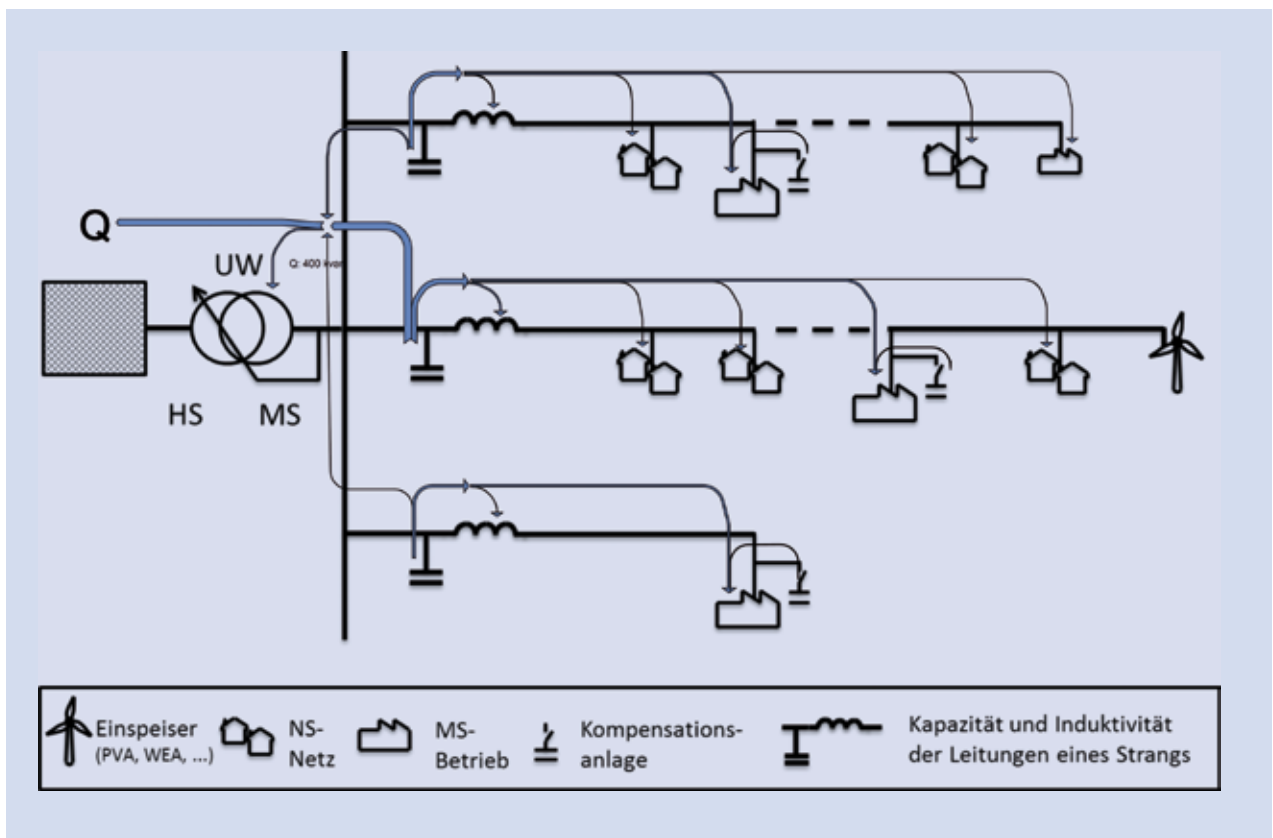
¹⁵ Jeder Betrieb kompensiert für sich auf einen vorgegebenen $\cos\varphi$.

¹⁶ Die Leitungskapazität eines Stranges wird zusammengefasst und durch den Kondensator am Stranganfang angedeutet. Analog verhält es sich mit der Leitungsreaktanz.

induktives Blindleistungs-Verhalten über einen minimalen Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ begrenzt wird und somit nur teilweise zur Kompensation des kapazitiven Bedarfs genutzt werden kann. Folglich ergibt sich eine hohe kapazitive Blindleistung. Da sich der Schwachlastfall Netzebenen-übergreifend einstellen kann, werden zuschaltbare Induktivitäten installiert, um die Blindleistungs-Bilanz aus-

zugleichen. Würden geeignete Betriebe auch für die Netzkomensation herangezogen, indem die betrieblichen Kompensationsanlagen netzbedarfsabhängig gesteuert werden (z. B. bei dem beschriebenen Schwachlastfall abgeschaltet werden bzw. zusätzlich induktiv kompensieren), könnte teilweise auf zusätzliche Induktivitäten im HS-Netz verzichtet werden.

Abb. 4: Schematische Darstellung der Blindleistungs-Flüsse (Q) eines MS-Netzes mit hohem Verkabelungsgrad und bei Schwachlast ohne dezentrale Einspeisung

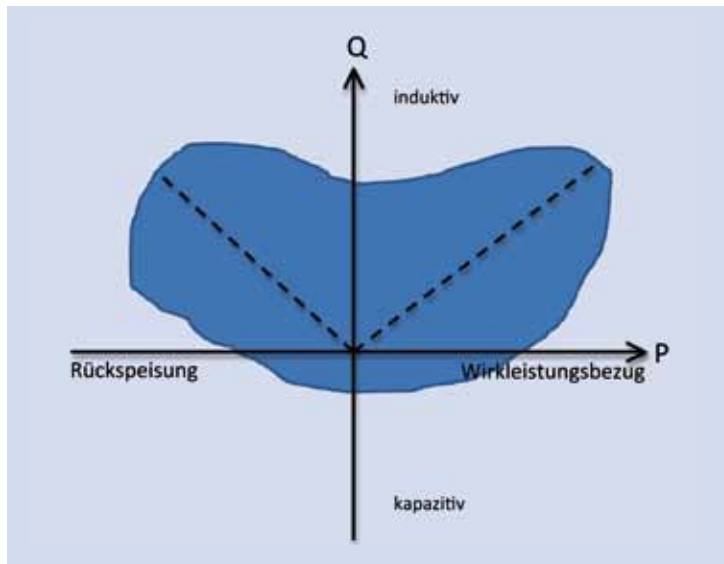


Quelle: ZVEI

Das belastungsabhängige Blindleistungs-Verhalten eines Verteilernetzes lässt sich als P-Q-Diagramm darstellen (Abbildung 5). Hierbei wird das Blindleistungs-Verhalten des Netzes in Abhängigkeit des Wirkleistungsbezuges aufgetragen. Die durch Messwerte aufgespannte Punktwolke (blau in Abbildung 5) weist in der Regel eine V-förmige Ausprägung im ersten und zweiten Quadranten auf. Zur

Verdeutlichung sind in Abbildung 5 die gestrichelten Trendlinien eingezeichnet. Je nach Netzausprägung können die V-Äste unterschiedlich stark ausgebildet sein. Der Schnittpunkt der Äste liegt nicht zwangsläufig im Ursprung des Koordinatensystems, sondern kann beispielsweise durch das stark kapazitive Verhalten eines Kabelnetzes bei Schwachlast auch unterhalb der Abszisse liegen.

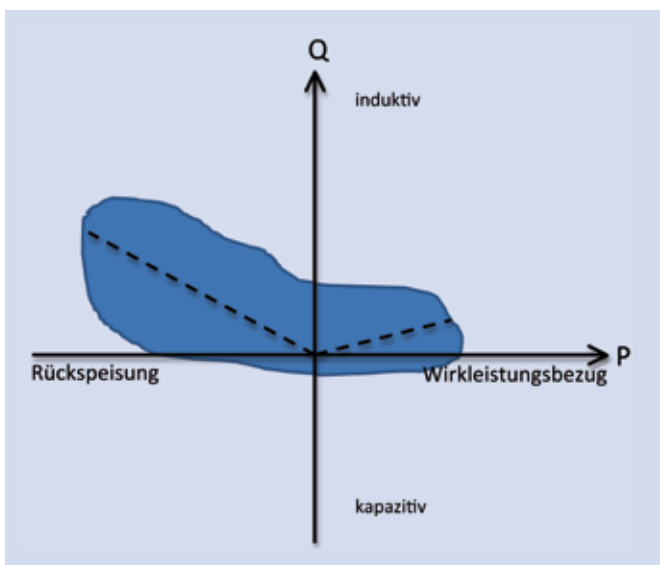
Abb. 5: Beispielhafte Darstellung des Blindleistungs-Verhaltens eines Verteilungnetzes als P-Q-Diagramm



Quelle: ZVEI

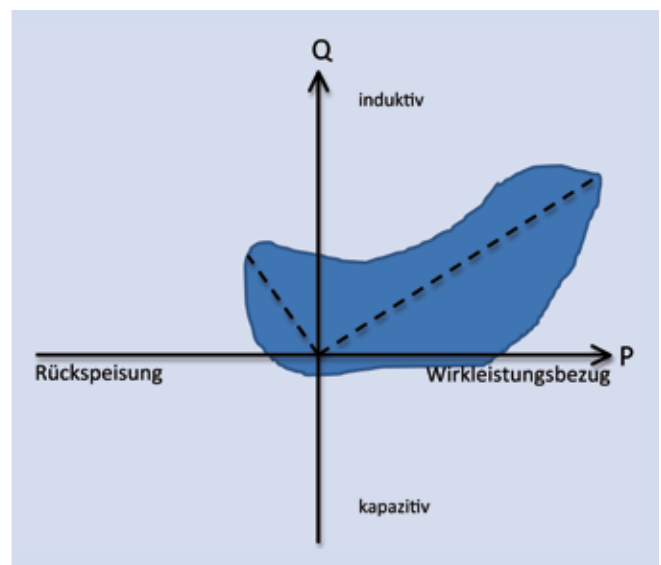
Bei ländlichen Netzen mit hoher DEA Durchdringung und niedrigem industriellen Anteil dominiert das Blindleistungs-Verhalten im zweiten Quadranten¹⁷ (Abbildung 6). In städtischen Netzen mit geringer DEA Durchdringung und hohem industriellen Anteil liegt der Schwerpunkt im ersten Quadranten (Abbildung 7). Setzt sich ein Verteilungnetz aus mehreren MS-Netzen zusammen, wird das Übertragungsnetz mit dem überlagerten P-Q-Verhalten der Einzelnetze belastet (angedeutet in Abbildung 5). Ausschlaggebend für das resultierende P-Q-Verhalten sind die Gleichzeitigkeitsfaktoren der betrachteten MS-Netze und auftretende Synergieeffekte bei der Kompensation. MS-Netze unterschiedlichen Typs (Stadt/Land) oder Belastungszustandes können gegenläufiges Blindleistungs-Verhalten aufweisen und sich über den gemeinsamen Verknüpfungspunkt am UW teilweise kompensieren, ohne das HS-Netz zu belasten.

Abb. 6: Beispielhaftes P-Q-Diagramm eines ländlichen Netzes mit geringem Industrie- und hohem DEA-Anteil



Quelle: ZVEI

Abb. 7: Beispielhaftes P-Q-Diagramm eines städtischen Netzes mit hohem Industrie- und niedrigem DEA-Anteil



Quelle: ZVEI

¹⁷ Hohe Rückspeiseleistungen, Blindleistungs-Regelung von DEA und der Einsatz von Freileitungen begünstigen das induktive Verhalten.

¹⁸ Wirkleistungsbezug und korrelierender Blindleistungs-Bedarf der Betriebe dominieren das Verhalten

2.5 Blindleistungs-Haushalt des deutschen Stromnetzes

Bisher waren die einzelnen Netzebenen in Schwachlastzeiten größtenteils kompensiert. Damit musste nur ein unwesentlicher Blindleistungs-Fluss aus dem HöS-Netz bereitgestellt werden (Abbildung 26, Anhang B). In Starklastzeiten liefern die Kraftwerke der HöS- und HS-Ebene den Großteil der in den unterlagerten Netzen benötigten Blindleistung (Abbildung 27, Anhang B). Da die Blindleistung über alle Netzebenen und somit über lange Leitungstrecken zum Verbrauchsort gelangt, ergeben sich für den Transport hohe Leitungsverluste und aufgrund der stärkeren Auslegung von Netzbetriebsmitteln zusätzliche Investitionskosten. Infolge der Energiewende entsteht nun bei Einspeisung

aus DEA in Schwachlastzeiten ein leicht, aber in Starklastzeiten ein deutlich erhöhter Blindleistungs-Bedarf aus dem HöS- und HS-Netz (Abbildung 28 und Abbildung 29, Anhang B).

Solange ausreichend konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben, kann die Blindleistung noch durch diese auf Kosten langer Transportwege bereitgestellt werden. Im Hinblick auf eine regenerative Vollversorgung müssen die Blindleistungs-Flüsse, die bisher durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden, durch geeignete Blindleistungs-Quellen in den entsprechenden Netzebenen bereit gestellt werden (siehe Abbildung 30 und Abbildung 31, Anhang B).

Zusammenfassung Kapitel 2

In den nächsten Jahren werden sich die Blindleistungs-Flüsse innerhalb einer Spannungsebene und zwischen den verschiedenen Spannungsebenen grundlegend verändern. Zusätzlich wird sich die Spannungsqualität vor allem wegen dem zunehmenden Einsatz von Leistungselektronik verschlechtern. Gründe hierfür sind u. a.:

- Auf Verbraucherseite führen der zunehmende Einsatz von Stromrichterantrieben, der steigende Automatisierungsgrad und neue Verbrauchsgeräte wie Wärmepumpen, Unterhaltungselektronik oder Energiesparlampen zu einem geänderten Blindleistungs-Verhalten und zu einer Zunahme der Oberschwingungs-Belastung.
- Aufgrund des stetigen Zubaus von Leitungen und Transformatoren im Stromnetz und dem vermehrten Einsatz von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), die überwiegend in der Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossen werden, ergeben sich geänderte Belastungssituationen der Betriebsmittel, die maß-

geblichen Einfluss auf deren Blindleistungs-Verhalten haben. Auf der einen Seite wirkt das Netz in Schwachlastzeiten durch die zusätzlichen Netzelemente kapazitiver. Auf der anderen Seite führt die dezentrale Einspeisung insgesamt betrachtet zu längeren Transportwegen. Daher wirkt regional das Stromnetz bei starker Einspeisung induktiver als bisher.

- Auf der Erzeugerseite ergeben sich gravierende Änderungen mit Blick auf die Bereitstellung von Blindstrom. Mit Umstellung auf regenerative oder dezentrale Energieformen müssen zwangsläufig immer mehr Kraftwerksblöcke vom Netz genommen werden, die bislang für eine ausgeglichene Blindleistungs-Bilanz durch Einspeisung von Blindleistung sorgen. Die DEA beziehen dazu kontraproduktiv bei Einspeisung elektrischen Wirkstroms in die Verteilungnetze häufig induktiven Blindstrom zur Einhaltung des Spannungsbandes und treten somit als Blindstromverbraucher auf.

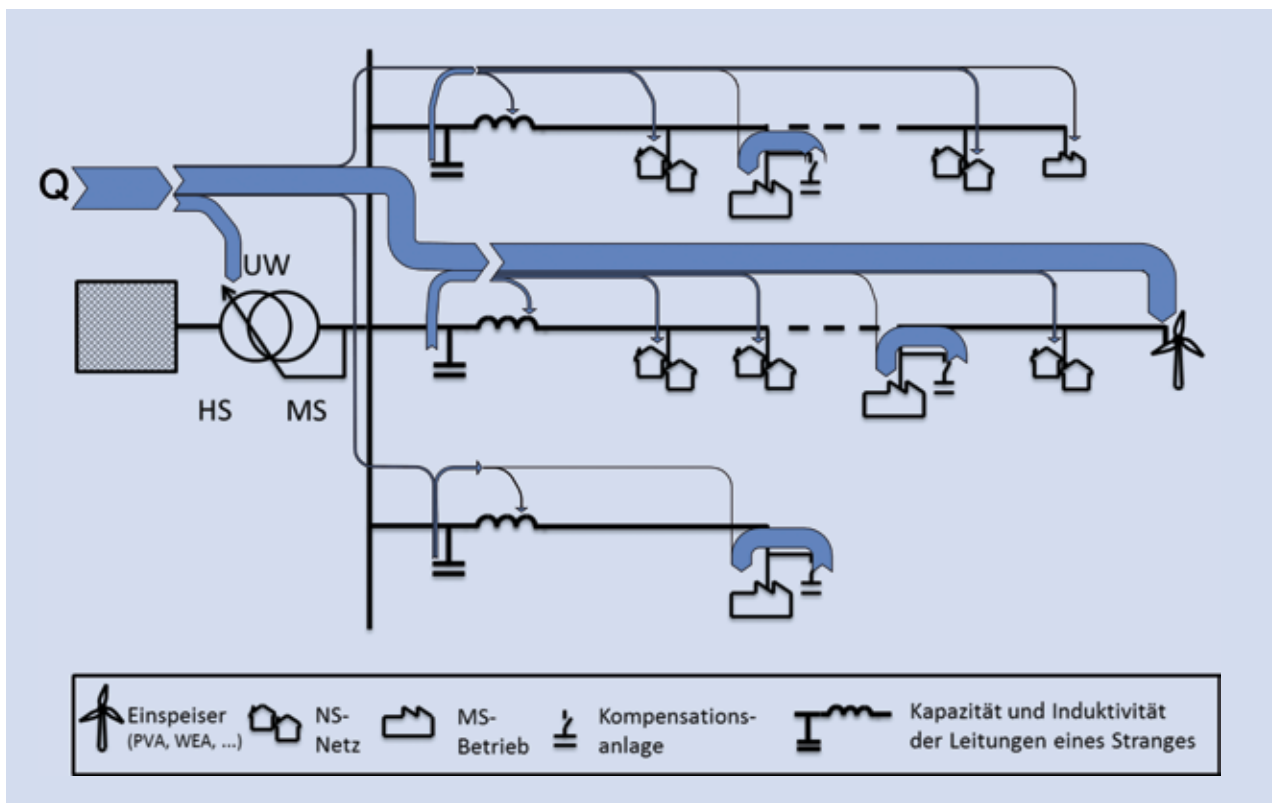
3 Blindleistung als Baustein für das Stromnetz der Zukunft

Im Folgenden werden zwei Möglichkeiten zur Optimierung der Blindleistungs-Flüsse im Stromnetz beschrieben:

- ein autarkes und netzunabhängiges Verfahren durch eine Erhöhung des minimal zulässigen $\cos\varphi$ -Sollwertes an Kompensationsanlagen, welcher nur von den P-Q-Verhältnissen am Anschlusspunkt des Betriebes abhängt (**erhöhter Kompensationsgrad**) und
- ein zentral geregeltes Verfahren durch ein innovatives **Blindleistungs-Management**, welches den auszuregelnden $\cos\varphi$ -Soll-Wert in Abhängigkeit der momentanen Netzsituation für jede eingebundene Kompensationsanlage vorgibt.

Wird der Kompensationsgrad¹⁹ in der MS- und NS-Ebene von aktuell $\cos\varphi = 0,90$ auf $0,95$ bzw. $1,00$ gesteigert, reduziert sich der induktive Blindleistungs-Bedarf der Betriebe aus dem Netz sowie der durch sie hervorgerufene Anteil am Spannungsabfall. Als Regelgröße dient der lokale Verschiebungsfaktor am Anschlusspunkt des jeweiligen Betriebes, wobei jede Kompensationsanlage für sich regelt. Somit ergeben sich ein deutlich geringerer induktiver Blindleistungs-Bezug aus dem HS-Netz und eine entsprechende Entlastung der MS-Leitungen (siehe Abbildung 8).

Abb. 8: Schematische Darstellung der Blindleistungs-Flüsse (Q) eines MS-Netzes mit hohem Verkabelungsgrad bei Starklast, dezentraler Einspeisung und erhöhtem Kompensationsgrad



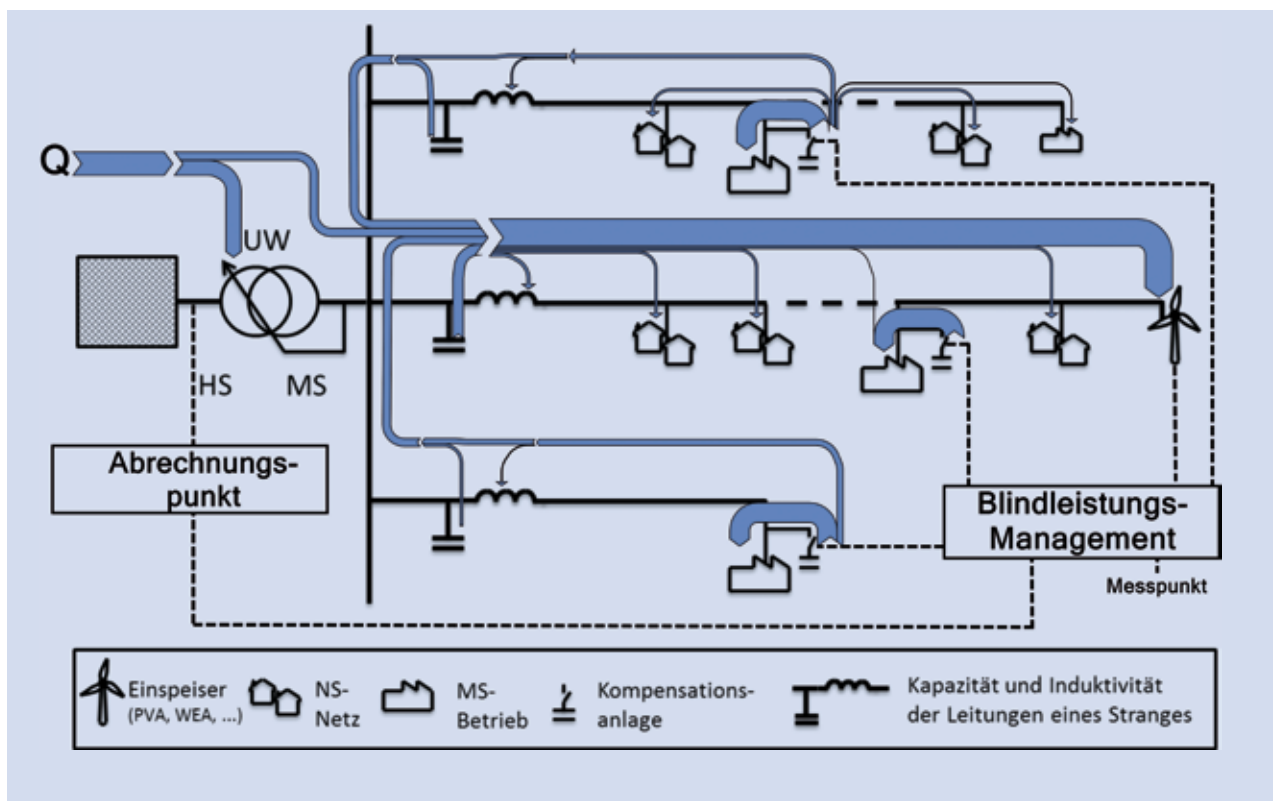
Quelle: ZVEI

¹⁹ Der Kompensationsgrad entspricht einem einheitlich angenommenen Regel- $\cos\varphi$ -Wert aller Kompensationsanlagen (minimal zulässiger $\cos\varphi$), der in den Simulationen für NS- und MS-Betriebe auf $0,95$ bzw. $1,00$ angehoben und mit dem derzeitigen Stand der Technik mit $\cos\varphi = 0,90$ in Relation gesetzt wird.

Das Blindleistungs-Management nutzt ‚Blindleistungs-Messungen‘, die den aktuellen Netzzustand widerspiegeln. Eine zentrale Regelleitung leitet hieraus geeignete Blindleistungs- bzw. $\cos\varphi$ -Soll-Werte, die der Optimierung der Blindleistungs-Flüsse dienen, für jede in das Blindleistungs-Management eingebundene blindleistungsfähige Anlage ab. Dies können sowohl Betriebe als auch DEA sein, die induktive und / oder kapazitive Blindleistung bereitstellen können (siehe Abbildung 9). Bei der Optimierung der Blindleistungs-Flüsse wird zwischen einer Eigenoptimierung (berücksichtigt Netzzustand im Verteilungsnetz)

und Fremdoptimierung (berücksichtigt Netzzustand im Übertragungsnetz) unterschieden. In beiden Fällen kann das Blindleistungs-Management einen Beitrag zur Blindleistungskompensation und Verlustminimierung, aber auch zur Spannungshaltung liefern. Dabei werden die Vorschriften zur Einhaltung des Spannungsbandes vorrangig berücksichtigt.

Abb. 9: Schematische Darstellung der Blindleistungsflüsse (Q) eines MS-Netzes mit hohem Verkabelungsgrad bei Starklast, dezentraler Einspeisung und Einsatz eines innovativen Blindleistungs-Managements



Quelle: ZVEI

3.1 Erhöhter Kompensationsgrad

Zur Analyse der Effekte, die durch einen höheren Kompensationsgrad entstehen, werden beispielhafte NS-Netze unter Berücksichtigung unterschiedlicher regionaler Gegebenheiten verwendet und auf diese aufbauend Simulationen von MS-Netzen durchgeführt.

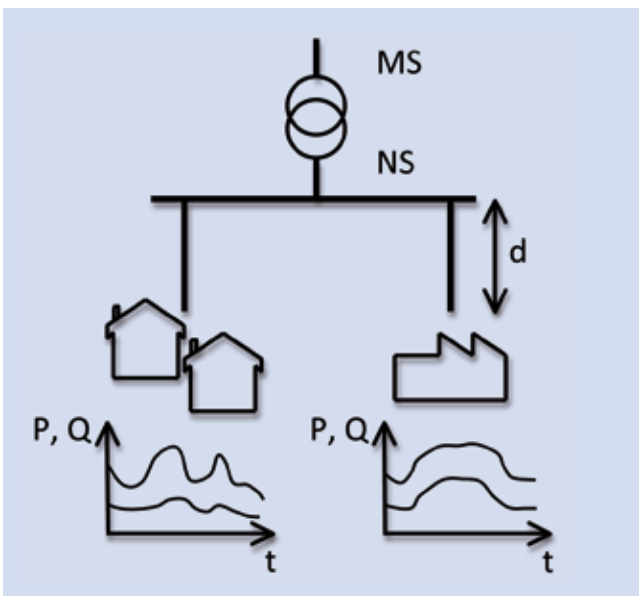
Bei der Erstellung der Netze wurde auf typische Betriebsmittel und Verkabelungsgrade zurückgegriffen. Zur Modellierung der Lasten werden einerseits Standardlastprofile²⁰ G0 und H0 (siehe Anhang C) und andererseits Messwerte reeller Verbraucher verwendet.

3.1.1 Vorgehen

Um aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen, wird das betrachtete Verteilungsnetz, bestehend aus MS-Netz mit unterlagerten NS-Netzen, sukzessiv von der NS-Ebene aus aufgebaut. Zunächst werden verschiedene NS-Netze anhand eines vereinfachten Modells untersucht (Abbildung 10). Die Netze spiegeln dabei Wohn- oder Gewerbegebiete in ländlichen, vorstädtischen oder städtischen Regionen mit ihren typischen Transformator-Bemessungsleistungen und den prozentualen

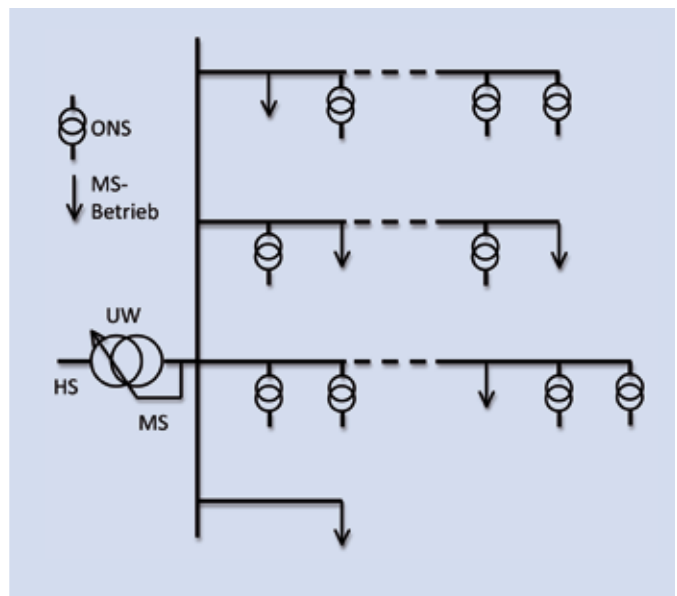
Anteilen der Gewerbebetriebe bzw. Haushalte wider. Anhand der resultierenden Wirk- und Blindleistungs-Bezüge aus dem MS-Netz werden so verschiedene Lastgänge der jeweiligen NS-Netztypen erstellt und zusammen mit den Messdaten der MS-Betriebe für die Simulationen des gesamten MS-Netzes (Abbildung 11) zugrunde gelegt. Eine Beschreibung der Beispielnetze befindet sich in Anhang D.1 und Anhang D.2.

Abb. 10: NS-Netzmodell mit Haushaltslast und betrieblichen Verbraucher



Quelle: ZVEI

Abb. 11: MS-Netzmodell mit Ortsnetzstationen (ONS) und MS-Betrieben



Quelle: ZVEI

²⁰ Diese spiegeln bei unterstelltem konstantem Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistung den Wirk- und Blindleistungsgang wider.

Bei der Darstellung der Ergebnisse wird auf eine Präsentation der einzelnen Netze verzichtet. Stattdessen werden die Bereiche aufgezeigt, die alle betrachteten Fälle umfassen.

Anhand der anteiligen Leitungslängen und Anzahl an Transformatoren²¹ je Spannungsebene (siehe Anhang E) wird eine Hochrechnung der Verlusteinsparung für das deutsche Stromnetz durchgeführt. Hierbei wird die Steigerung des Kompensationsgrades von $\cos\varphi = 0,90$ auf $\cos\varphi = 1,00$ betrachtet. Bei der Auslegung der Gesamtlast wird eine Jah-

reshöchstlast von 80 GW zu Grunde gelegt. Weitere industrielle Verbraucher in HS- oder HÖS-Ebene werden nicht berücksichtigt. Die HS-Ebene wird über geschlossene Ringe nachgebildet, um den Einfluss von überlagerten Leistungsflüssen realitätsnäher abbilden zu können (siehe Anhang D.3). Für das Höchstspannungsnetz hingegen wird vereinfacht die anteilige Leitungslänge verwendet und die dabei auftretenden Effekte linear verrechnet. Aufgrund der notwendigen Vereinfachungen sind die Ergebnisse mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet.

3.1.2 Spannungshaltung

Durch einen höheren Kompensationsgrad reduziert sich der induktive Blindleistungsbedarf des Betriebes und damit der Blindstrom über die Netzbetriebsmittel. Der bezogene Wirk- und Blindstrom führt zu einer Phasenverschiebung und Änderung des Betrages des Spannungszeigers entlang der Betriebsmittel. Hierbei gelten vereinfacht die Zusammenhänge:

- induktiver Blindleistungs-Bezug wirkt spannungssenkend
- kapazitiver Blindleistungs-Bezug wirkt spannungsanhebend

Die erzielten Effekte der Spannungsbeeinflussung hängen entscheidend von der Reaktanz der Netzbetriebsmittel ab. Kabel weisen aufgrund ihrer geringen vom fließenden Strom eingeschlossenen Fläche und der kleinen Abstände zwischen Hin- und Rückleiter einen niedrigen Reaktanzbelag und hohen Suszeptanzbelag auf. Bei Freileitungen sind die Verhältnisse aufgrund der großen Abstände und dem Dielektrikum Luft gegensinnig. Freileitungen haben hingegen auch bei kurzen Leitungslängen aufgrund ihres hohen Reaktanz-

belages ebenso wie Ortsnetztransformatoren, die vereinfacht als reine Reaktanz betrachtet werden können, einen signifikanten Einfluss auf die Spannungshaltung. Dieser Effekt wird maßgeblich bei der Blindleistungs-Regelung von DEA ausgenutzt, da sich die Blindleistungsflüsse am Ortsnetztransformator überlagern und so auch in einem stark verkabelten NS-Netz Einfluss auf das Spannungsniveau genommen werden kann. Im MS-Netz kommt es aufgrund der höheren Stranglängen auch bei Kabeln zu signifikanten Einflüssen. Bei UW-Transformatoren existiert zwar ebenfalls eine Überlagerung der Blindleistungsflüsse, was einen starken Einfluss erwarten lässt, jedoch verfügen diese über eine Regeleinrichtung (Stufenschalter), die das Spannungsniveau an der MS-Sammelschiene ausregelt.

Ausgehend von einem Netz mit Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = 0,90$ zeigt Abbildung 12 den Einfluss eines verbesserten Verschiebungsfaktors bei Teil- ($\cos\varphi = 0,95$) bzw. Vollkompensation ($\cos\varphi = 1,00$) auf das Spannungsniveau in Abhängigkeit von der Länge eines typischen NS-Kabels, das als Stichleitung mit nur einem Betrieb am Ende des Stranges ausgeführt ist.

²¹ Quelle: BDEW-Angaben und [15]

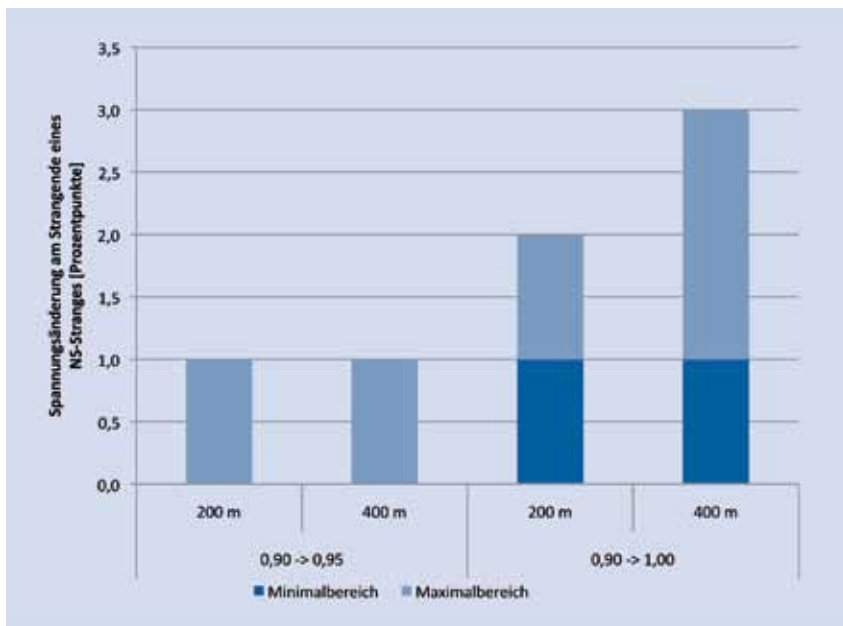
Durch den höheren Kompensationsgrad wird bei bestimmten Netztopologien die Spannung um bis zu 1 Prozentpunkt²² bei 0,95 und bis knapp 3 Prozentpunkte bei 1,00 erhöht. Wird die maximal zulässige Spannungsanhebung von 3 Prozentpunkten durch DEA laut [10] berücksichtigt, so ergibt sich eine theoretische Steigerung der installierbaren Leistung von 30 bis 100 Prozent. Analog kann das gewonnene Spannungsband auch für einen zusätzlichen Anschluss von Lasten verwendet werden. Typischerweise wird ein maximaler Spannungsabfall von 5 Prozentpunkten verwendet (siehe Anhang F). Auf dieser Basis würde sich

eine Steigerung der anschließbaren Lasten von 20 bis 60 Prozent ergeben. Dieses theoretische Potential wird jedoch in der Regel durch andere Verbraucherlasten oder der Einstellgenauigkeit des Umstellers im Ortsnetztransformator teilweise eingeschränkt. Weiter sei angemerkt, dass der bisherige Kompensationsgrad von 0,90 bereits eine Entlastung des Spannungsbandes von bis zu 5,5 Prozentpunkten beschert²³.

Im Mittelspannungsnetz stellt sich die Beeinflussung der Spannung komplexer dar, weil die Spannungsregelung des UW-Transformators berücksichtigt werden muss. Besonders Sollwert der Spannung, Schaltschwellen, Stufenspannung und Korrelationen im Blindleistungs-Verhalten von Lasten sind dabei wichtige Parameter. Durch die Überlagerung der Leistungsflüsse über den UW-Transformator ergibt sich ein lastabhängiger Spannungsabfall, der bei Verletzung der Schaltgrenzen ausgeregelt wird. Hierdurch können auch kontraproduktive Effekte entstehen. So ergibt sich ein zusätzlicher Spannungsabfall von bis zu 0,4 Prozentpunkten für das betrachtete Beispielnetz bei Teilkompensation. Für die Netzauslegung hätte dies jedoch keine Folgen, da die derzeitige Planungspraxis im Starklastfall die minimale Spannung am UW-Transformator (untere Schaltgrenze) berücksichtigt.

Bei MS-Stichen mit einer maximalen Stranglänge von 5 km und einem Betrieb am Ende mit einer Anschlussleistung von 5 MVA resultiert ein Einfluss auf das Spannungsniveau im Anschlusspunkt des Betriebes von unter 0,5 Prozentpunkten. Bei MS-Strängen mit gemischten Abnehmern (MS-Betriebe, Ortsnetze) und höheren Stranglängen liegt der gewünschte spannungsanhebende Einfluss auf das Spannungsniveau bei maximal ca. 1,5 Prozentpunkten bei Vollkompensation und 0,5 Prozentpunkten bei Teilkompensation (Abbildung 13). Bei einer für DEA maximal zulässigen Spannungsanhebung von

Abb. 12: Einfluss eines erhöhten Kompensationsgrades (Steigerung von 0,90 auf 0,95 bzw. 1,00) auf die prozentuale Spannungsänderung am Strangende bei unterschiedlichen Stranglängen (200 m und 400 m) im NS-Netz



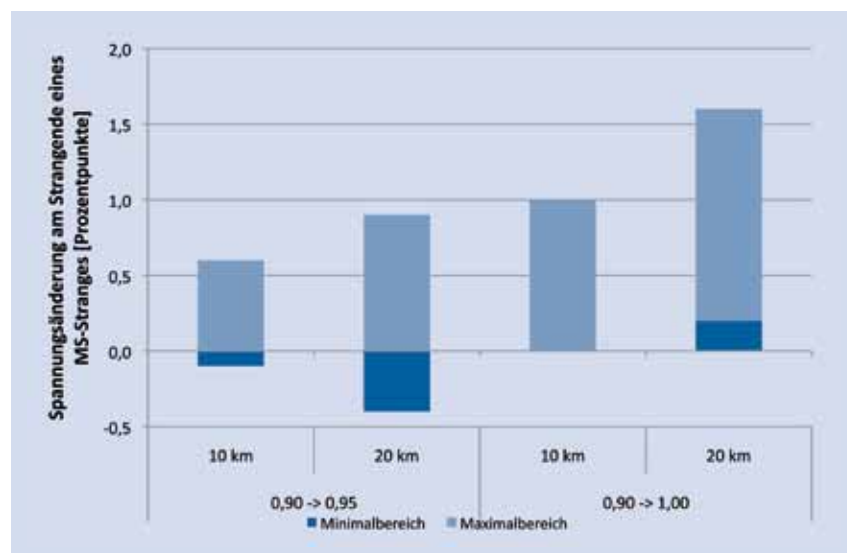
Quelle: ZVEI

²² Die Einheit ‚Prozentpunkt‘ bezieht sich auf die jeweilige Netznominalspannung U_n . In der NS-Ebene ($U_n = \frac{400 \text{ V}}{\sqrt{3}}$) würde somit eine Steigerung der Spannung um einen Prozentpunkt gleichbedeutend sein mit einer Spannungsanhebung um ca. 2,3 V.

²³ Unter Annahme eines $\cos\varphi = 0,60$ im unkompensierten Zustand.

2 Prozentpunkten laut [9], entspräche dies zusätzlichen 25 bis 75 Prozent an installierbarer Leistung aus DEA bzw. 10 bis 30 Prozent mehr an anschließbarer Last (bei einem maximalen Spannungsabfall von 5 Prozentpunkten im MS-Netz). Allerdings muss an dieser Stelle ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass dieses Anschlusspotential durch andere Verbrauchslasten teilweise eingeschränkt sein kann.

Abb. 13: Einfluss eines erhöhten Kompensationsgrades (Steigerung von 0,90 auf 0,95 bzw. 1,00) auf die prozentuale Spannungsänderung am Strangende bei unterschiedlichen Stranglängen (10 km und 20 km) und Verkabelungsgraden (100 Prozent bei 10 km und 50 Prozent bei 20 km) im MS-Netz



Quelle: ZVEI

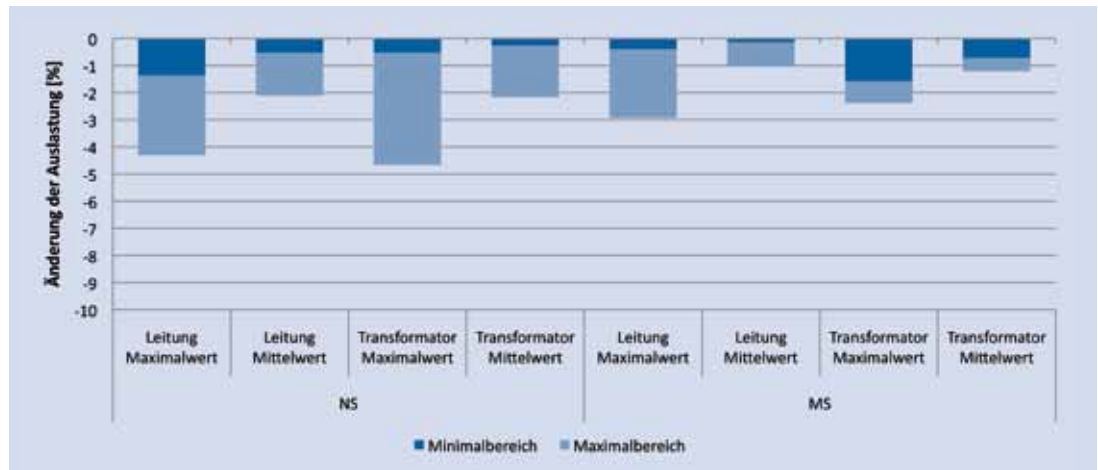
3.1.3 Betriebsmittelauslastung

Durch die Kompensation der Blindleistung am Ort der Entstehung reduziert sich die über die Netzbetriebsmittel transportierte Scheinleistung. Die Betriebsmittelauslastung nimmt ab, die Lebensdauer steigt.

Eine Erhöhung des Kompensationsgrades von 0,90 auf 0,95 würde zu einer Spitzenlastreduzierung („Maximalwert“, Abbildung 14) der Leitungen und Transformatoren je nach Netztopologie im NS-Netz zwischen 0,5 und 4,5 Prozent und im MS-Netz von 0,5

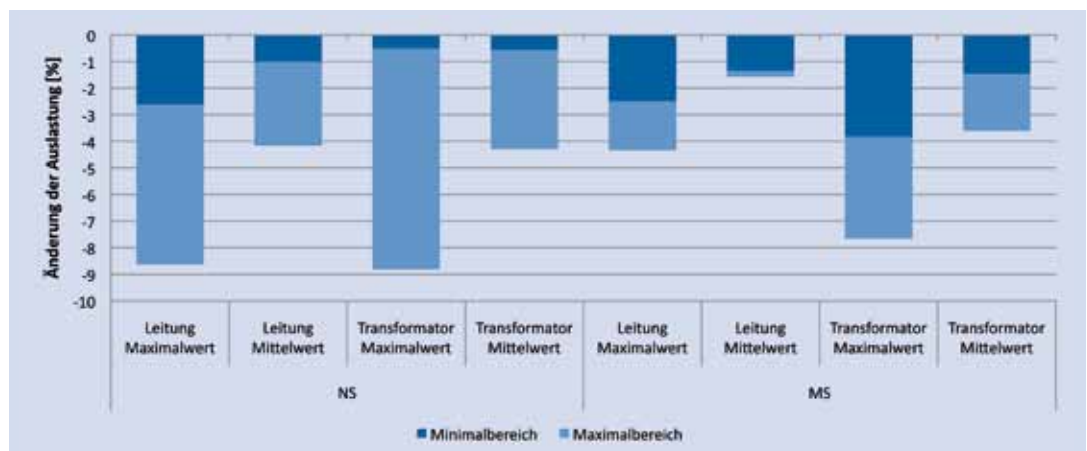
bis 3 Prozent führen (Abbildung 14). Bei Vollkompensation (Abbildung 15) kann die Spitzenlastreduzierung auf Werte zwischen 0,5 bis knapp 9 Prozent gesteigert werden. Bei den mittleren Belastungen („Mittelwert“, Abbildung 14) ergeben sich Entlastungen um bis zu 50 Prozent bezogen auf die Effekte bei der Spitzenlast. Im Vergleich zum unkompensierten Zustand ($\cos\varphi = 0,60$) [16] bewirkt die derzeitige Kompensationspraxis bei 0,90 bereits eine Entlastung zwischen 5 bis 40 Prozent.

Abb. 14: Reduzierung der Betriebsmittelauslastung bei Teilkompensation (0,95)



Quelle: ZVEI

Abb. 15: Reduzierung der Betriebsmittelauslastung bei Vollkompensation (1,00)



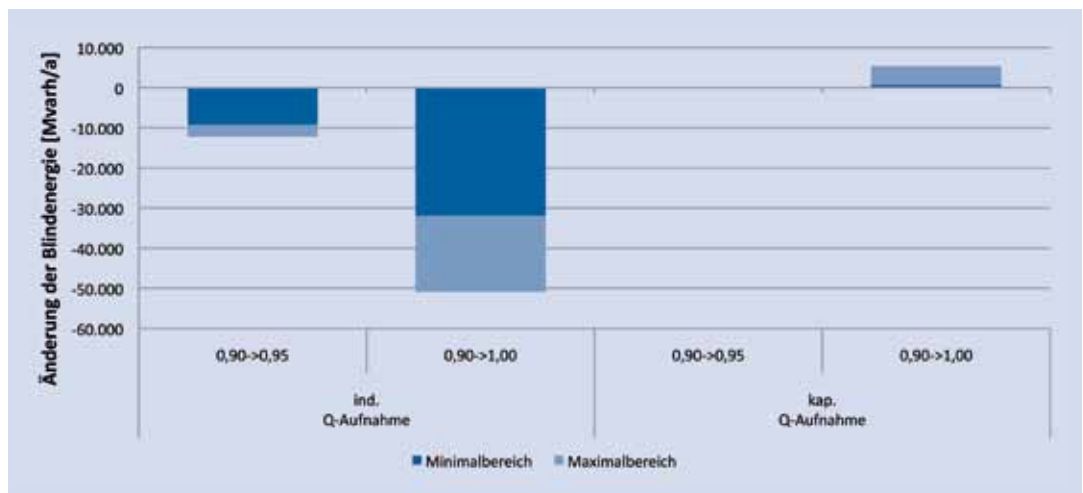
Quelle: ZVEI

3.1.4 Blindleistungs-Bilanz

Die Blindenergieaufnahme der Betriebe im NS- bzw. MS-Netz kann durch die Steigerung des Kompensationsgrades von 0,90 auf 0,95 um 30 Prozent und bei Kompensation auf 1,00 um 100 Prozent reduziert werden. Da der induktive Bedarf der Betriebe bei den Beispielnetzen maßgeblich das Blindleistungs-Verhalten bestimmt, kommt es zu einer Reduktion der vom MS-Netz bezogenen Blindenergie²⁴ (siehe Abbildung 16) von bis zu

20 Prozent (0,95) bzw. 90 Prozent (1,00). Bei Vollkompensation (1,00) kann der Fall eintreten, dass der kapazitive Bedarf der MS-Leitungen den induktiven Bedarf der Betriebe teilweise übersteigt und deshalb zusätzlich kapazitive Blindleistung von bis zu 670 Mvarh/a bezogen wird. Eine generelle Kompensation auf $\cos\varphi = 1,00$ kann also in bestimmten Netzkonstellationen kontraproduktiv sein.

Abb. 16: Einfluss auf induktive und kapazitive Blindenergieaufnahme des MS-Netzes aus dem HS-Netz in Abhängigkeit des Kompensationsgrades



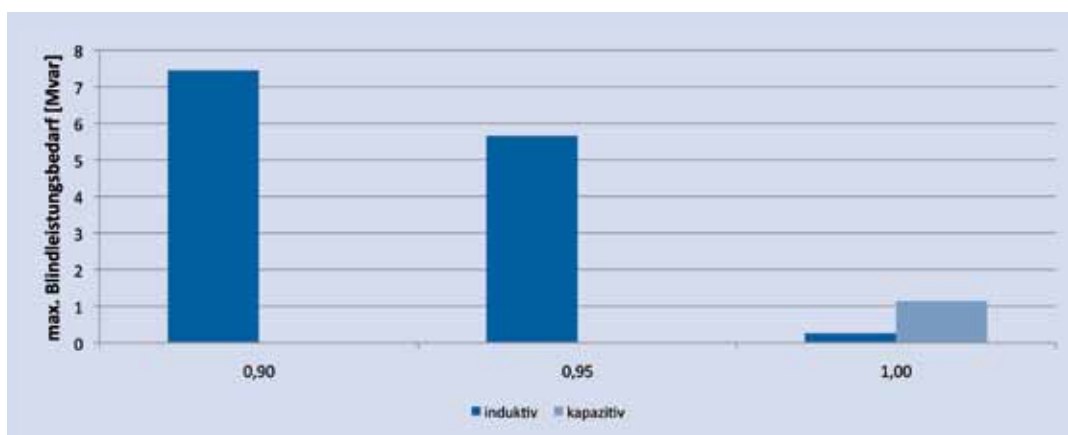
Quelle: ZVEI

In Abbildung 17 ist der maximale induktive bzw. kapazitive Blindleistungs-Bezug aus dem HS-Netz in Abhängigkeit des Kompensationsgrades dargestellt. Da der Unterschied zwischen den auftretenden Absolutwerten (Simulationsschrittweite: 5 Minuten) und den 15-Minuten-Mittelwerten, welche für die Blindenergieabrechnung relevant sind, im Prozentbereich liegt, wird auf eine

separate Ausweisung verzichtet. Bei Teilkompensation kann der induktive Spitzenbezug um 24 Prozent und bei Vollkompensation um 96 Prozent bezogen auf den Maximalwert bei $\cos\varphi = 0,90$ verringert werden. Bei Vollkompensation weist das Netz auch kapazitives Verhalten mit einem Spitzenwert von 1,14 Mvar auf.

²⁴ Wird vom HS-Netz bereitgestellt.

Abb. 17: Maximale induktive und kapazitive Blindleistungs-Bezüge aus dem HS-Netz in Abhängigkeit des Kompensationsgrades



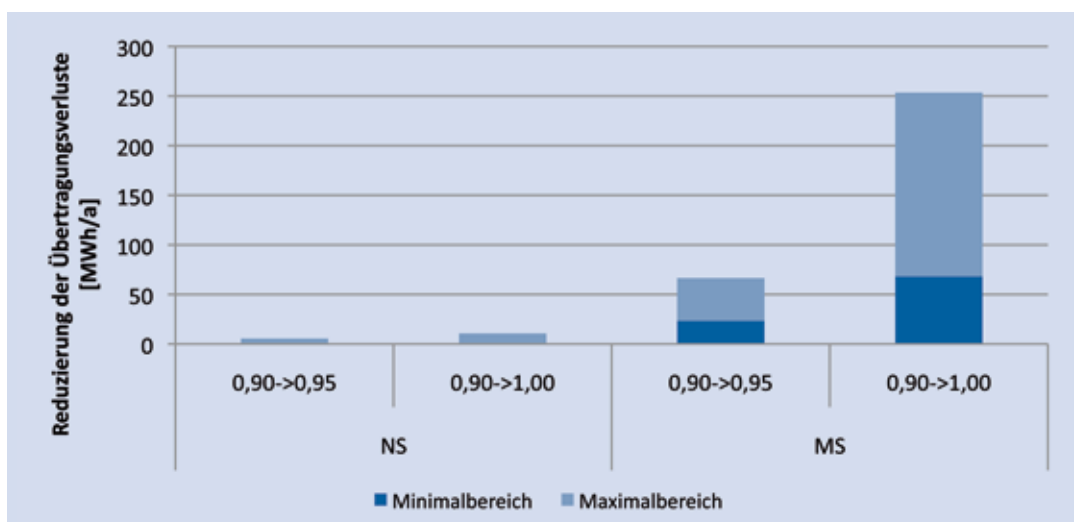
Quelle: ZVEI

3.1.5 Übertragungsverluste

Durch einen höheren Kompensationsgrad ändern sich die Blindleistungs-Flüsse und Belastungssituationen im Stromnetz und damit verbunden die Übertragungsverluste. Bei geringeren Belastungen verhalten sich Leitungen und Transformatoren kapazitiver bzw. weniger stark induktiv. Aufgrund der vordergründigen Kompensation der Blindleistungs-Flüsse im betrachteten Netz ergeben sich zusätzliche Änderungen des Blindleistungs-Bedarfs sowie des Belastungszustands für das vorgelagerte Netz.

In den Niederspannungsnetzen ergibt sich, je nach Kompensationsgrad, eine maximal erreichbare Verlusteinsparung von bis zu 5 bzw. 10 MWh/a pro NS-Netz, wobei der obere Grenzwert in Städtetnetzen mit ausschließlich gewerblichen Lasten erreicht wird. Vergleicht man den unkompenzierten Zustand mit den derzeitigen Verhältnissen, so ergibt sich eine Einsparung von bis zu 70 MWh/a.

Abb. 18: Reduzierung der Übertragungsverluste in Abhängigkeit der Spannungsebene und des Kompensationsgrades



Quelle: ZVEI

In den MS-Netzen kommt es aufgrund der höheren Anzahl von Betriebsmitteln und der Überlagerung von Lastflüssen zu deutlich höheren Verlustreduzierungen als in den NS-Netzen. So können pro Netz Verluste in Höhe von bis zu 70 MWh/a bei Teilkompensation und 250 MWh/a bei Vollkompensation eingespart werden (Abbildung 18). Anzumer-

ken ist, dass sich das zugrundeliegende Beispielnetz auf eine Spitzenlast von 28 MVA bezieht. Damit stellt es ein Extremnetz dar und ist kein repräsentatives MS-Netz mehr. Bei der Abschätzung der Verlusteinsparungen wurde dies berücksichtigt und die Hochrechnung auf eine Jahreshöchstlast von ca. 80 GW bezogen.

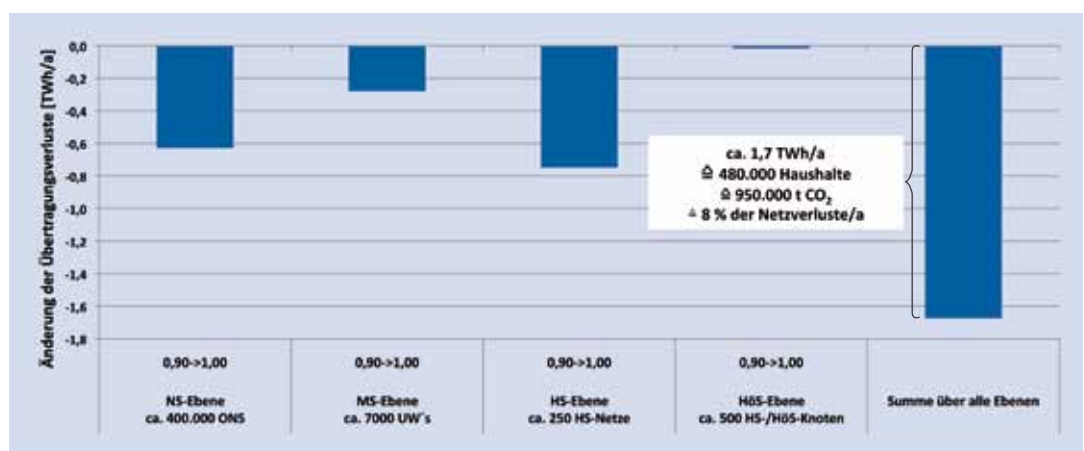
3.1.6 Abschätzung der Verlusteinsparung

Die nachfolgenden Ergebnisse sind ein Maß für die Verlusteinsparung, die sich einstellt, wenn der Kompensationsgrad der Betriebe im Verteilungsnetz gesteigert werden würde.

Für die Hochrechnung werden die einzelnen Verlusteinsparungen anhand der anteiligen Betriebsmittelanzahlen der jeweiligen Netzebenen abgeschätzt. Abbildung 19 zeigt hierzu das berechnete Einsparpotential der einzelnen Netzebenen unter der Annahme, dass sich das deutsche Stromnetz aus 400.000 Ortsnetzen²⁵, 7000 Mittelspannungsnetzen, 250 Hochspan-

nungsringen und 500 Knoten im Hochspannungsnetz zusammensetzt. Für das gesamte Stromnetz ergibt sich bei Vollkompensation eine mögliche Verlustenergieeinsparung von knapp 1,7 TWh/a. Dies entspräche dem Stromverbrauch von ca. 480.000 Haushalten bzw. 8 Prozent der gesamten deutschen Netzverluste²⁶. Beim HöS-Netz fallen die eingesparten Verluste aufgrund der nur anteiligen 70 km HöS-Leitung je HöS-Knoten vergleichsweise gering aus.

Abb. 19: Abschätzung der Änderung der Übertragungsverluste bei Vollkompensation ($\cos\varphi = 1,00$) der Betriebe und Industrie im Verteilungsnetz bezogen auf die unterschiedlichen Spannungsebenen



Quelle: ZVEI

²⁵ Insgesamt sind in Deutschland knapp 600.000 MS-NS-Stationen installiert [17]. Darunter fallen auch die Kundenstationen der Betriebe und die Erzeugungsanlagen, welche bei der Hochrechnung entfallen.

²⁶ Netzverluste für das gesamte deutsche Stromnetz: 21,4 TWh im Jahr 2011 [15].

3.1.7 Kosteneinsparung

Die mit höherem Kompensationsgrad resultierenden geringeren Belastungen der Betriebsmittel können theoretisch auch als mögliche Einsparung an Netzinfrastruktur ausgedrückt werden, weil Transformatoren und Leitungen geringer dimensioniert werden könnten. Werden die in [15] angegebenen Investitionen und Aufwendungen für Netzausbau und Erhalt im Jahr 2011²⁷ (siehe Tabelle 2) herangezogen und ein linearer Zusammenhang zwischen Kosten und Reduzierung²⁸ der Betriebsmittelaus-

lastung angenommen, ergeben sich Kosteneinsparungen für die Verteilungsnetzbetreiber (VNB) in Höhe von jährlich ca. 300 Mio. Euro. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass einerseits Betriebsmittel nur in diskreten Schritten der Bemessungsleistung verfügbar sind, was die Einsparungsmöglichkeiten mindert. Andererseits wären Entlastungen in der HöS-Ebene zu erwarten, die mit zusätzlichen Einsparungen verbunden sind.

Tab. 2: Netzausbaukosten im Jahre 2011 in der allgemeinen Stromversorgung [15]

	Verteilungsnetzbetreiber	Übertragungsnetzbetreiber	Gesamt
Kosten im Jahre 2011 [Mio. Euro]	6.281	847	7.128

Wird die Verlustenergie mit einem durchschnittlichen CO₂-Ausstoß von 570 g CO₂/kWh bewertet, verringern sich die CO₂-Emissionen um knapp 1 Mio. t pro Jahr. Bei Umlegung der Verlusteinsparung in CO₂-Emissionsrechte und einem Preis von 4,69 Euro²⁹ pro Tonne CO₂ ergäbe sich damit ein monetärer Wert von ca. 4,5 Mio. Euro pro Jahr. Die Zuordnung zu den einzelnen Netzebenen zeigt Tabelle 3.

Eine wirtschaftliche Entlastung der Netzbetreiber ergibt sich direkt aus den eingesparten Übertragungsverlusten. Bei veranschlagtem Durchschnittspreis von 5,3 ct/kWh³⁰ ergeben sich die Einsparungen nach Tabelle 4. Der heutige Preis ergibt sich bei noch hohem Anteil konventioneller Kraftwerke. Durch die zunehmende Verdrängung dieser durch regenerative Energiequellen wird sich dieses Preisniveau im Zuge der Energiewende erhöhen.

Tab. 3: Einnahmen aus Emissionshandel

	Verlustreduktion [MWh/a]	CO ₂ -Emission [Tonnen/a]	Einnahmen aus Emissionshandel [Mio. Euro/a]
NS-Ebene	629.000	358.000	1,68
MS-Ebene	280.000	160.000	0,75
HS-Ebene	749.000	427.000	2,00
HöS-Ebene	16.000	9.000	0,04
alle Ebenen	1.674.000	954.000	4,47

²⁷ Daten für 2012 nur Planwerte

²⁸ im Mittel: 5 Prozent

²⁹ Handelstag: 4.4.2013

³⁰ Quelle: Jahresdurchschnittswert eines Netzbetreibers auf Ausschreibungsbasis

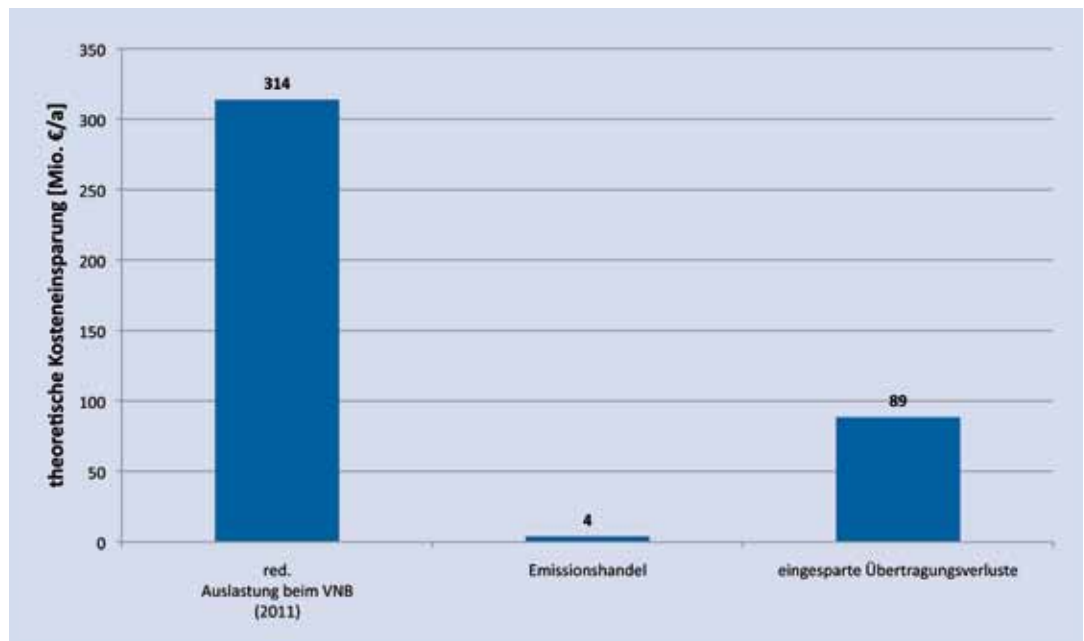
Tab. 4: Kosteneinsparung durch reduzierte Übertragungsverluste

	Verlustreduktion [MWh/a]	Kosteneinsparung [Mio. Euro/a]
NS-Ebene	629.000	33,31
MS-Ebene	280.000	14,84
HS-Ebene	749.000	39,69
HöS-Ebene	16.000	0,86
alle Ebenen	1.674.000	88,70

Abbildung 20 zeigt zusammenfassend eine Übersicht der möglichen Kosteneinsparungen. Hieraus geht deutlich hervor, dass die größten Effekte bei den Netzausbau- und Erhaltungskosten sowie bei den eingesparten Aufwendungen für Verlustenergie erzielt werden können. Anzumerken ist, dass die möglichen

Kosteneinsparungen in den drei aufgezeigten Bereichen aufgrund der sich ausschließenden Wechselwirkungen nicht addiert werden dürfen (Einsparungen beim Netzausbau würden zu höheren Belastungen führen, damit ergäben sich aber geringere Einsparungen bei den Übertragungsverlusten).

Abb. 20: Übersicht Kosteneinsparungen bei Vollkompensation in den deutschen Verteilungsnetzen



Quelle: ZVEI

3.1.8 Investitionen

Den eingesparten Kosten bzw. Einnahmen stehen volkswirtschaftlich betrachtet Investitionen für die höhere Kompensation des betrieblichen Blindleistungs-Bedarfs³¹ gegenüber. Für das zugrunde gelegte Beispiel-MS-Netz³² inklusive der unterlagerten NS-Netze ergibt sich unter Berücksichtigung einer Jahreshöchstlast von ca. 80 GW bei Teilkompensation eine zusätzlich benötigte Kompensationsleistung³³ zwischen 0,6 und 1 Mvar und bei Vollkompensation zwischen 2,5 und 4 Mvar. Von der benötigten Kompensationsleistung entfallen:

- ein Viertel auf Kunden der NS-Ebene und
- drei Viertel auf Kunden der MS-Ebene (unabhängig davon, ob diese ihrerseits auf NS- oder MS-Ebene kompensieren).

Unter Annahme einer NS-seitigen Kompensation von MS-Kunden ergeben sich bei Teilkompensation Investitionskosten³⁴ zwischen 15.000 und 30.000 Euro pro MS-Netz inklusive unterlagerter NS-Netze, bzw. für Deutschland von 105 bis 210 Mio. Euro. Unter Anwendung der Vollkompensation ergeben sich Investitionskosten zwischen 62.500 und 120.000 Euro pro MS-Netz und für ganz Deutschland von 440 bis 840 Mio. Euro. Diese einmaligen Anschaffungskosten werden durch die zusätzlichen Betriebskosten (Verluste der Kompensationsanlage, Wartung, usw.) erhöht. Eine Aufrüstung der vorhandenen betrieblichen Kompensationsanlagen von ca. 400 kvar ist in der Regel sehr kostengünstig realisierbar, weil der dazu erforderliche Platz meist vorhanden ist. Größere bzw. induktive Leistungen führen dagegen häufig zu zusätzlichen baulichen Maßnahmen und somit zu höheren Kosten.

Für das betrachtete Beispielnetz ergibt sich bei Teilkompensation eine Amortisationszeit zwischen 1 ½ und 3 Jahren und bei Vollkompensation zwischen 2 ½ und 4 ½ Jahren³⁵. In der Praxis werden sich diese Werte allerdings nicht realisieren lassen, da die Investitions- und Betriebskosten dem Kunden, also dem Anlagenbetreiber zugeordnet werden müssen und der dominante Anteil an Einsparungen beim Netzbetreiber liegt. Lediglich ein Bruchteil der eingesparten Übertragungsverluste entfällt auf das Kundennetz und in Hinblick auf den heute üblichen Blindenergiefreibetrag sind ebenfalls nur geringe Einsparungen zu erwarten. Zur Umsetzung netzentlastender Blindleistungs-Konzepte ist somit ein grundlegendes Umdenken notwendig, dessen Ansätze im folgenden Kapitel ‚Blindleistungs-Management‘ beschrieben werden.

Weiter ist anzumerken, dass die Investitionskosten und die Amortisationszeit stark von der verwendeten Kompensationstechnologie beeinflusst werden. Als Basis für die Hochrechnung wurde eine 400-V-Kompensationsanlage mit einem Verdrosselungsgrad von 7 Prozent und einer Kompensationsleistung von 400 kvar verwendet. Bei Einsatz anderer Technologien mit zum Teil höherer Funktionalität können die angegebenen Anschaffungskosten bis zum 10-fachen nach oben abweichen. Ein weiterer nicht zu vernachlässigender Einfluss ist die Verlustleistung der Kompensationsanlage. Je nach betrachteter Technologie kann diese bis auf den sechsfachen Wert der Referenzanlage ansteigen (siehe Tabelle 9, Anhang G).

³¹ An den Anschlusspunkten der Betriebe muss zusätzliche Kompensationsleistung zur Einhaltung eines minimalen Verschiebungsfaktors von 0,95 bzw. 1,00 installiert und betrieben werden.

³² Für eine plausible Hochrechnung auf das gesamte deutsche Stromnetz, werden die Belastungsverhältnisse des bisherigen ‚Extrem‘-Verteilungsnetzes auf eine Jahreshöchstlast von ca. 80 GW skaliert.

³³ Summe der an den Anschlusspunkten der NS- und MS-Betriebe zu installierenden Kompensationsleistung, die für die Einhaltung eines minimalen Verschiebungsfaktors von 0,95 bzw. 1,00 notwendig ist.

³⁴ 25 bis 30 Euro/kvar (kapazitiv)

³⁵ Verlust- und Wartungskosten pro Jahr werden mit 2,5 Prozent der Investitionskosten berücksichtigt und Beschaffungskosten für Verlustenergie von 5,3 ct/kWh angesetzt.

Zusammenfassung Kapitel 3.1

Wird der mindestens einzuhaltende Kompensationsgrad bei industriellen und gewerblichen Abnehmern im NS- und MS-Netz einheitlich erhöht, werden die Spannungshaltung und die Netzbetriebsmittelauslastung verbessert sowie die Leitungsverluste reduziert. Vor Ort kann jeder dieser Aspekte entscheidend bei der Planung eines anstehenden Netzausbau helfen, Investitionskosten zu senken.

Bei verminderter Abnahme von Blindleistung kann eine Reduktion des Spannungsabfalls im NS-Netz von bis zu 1 Prozentpunkt bei Teilkompensation und von bis zu 3 Prozentpunkten bei Vollkompensation erreicht werden. Das entspricht 30 bis 100 Prozent an zusätzlich installierbarer Leistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) oder 20 bis 60 Prozent mehr Last. Im MS-Netz können bis zu 0,5 Prozentpunkte bei Teilkompensation und bis 1,5 Prozentpunkte bei Vollkompensation erreicht werden. Dies entspräche 25 bis 70 Prozent an zusätzlich installierbarer Leistung aus DEA oder 10 bis 30 Prozent mehr Last ohne Netzausbau. Durch die Steigerung des Kompensationsgrades kann die für die Betriebsmittelauslegung relevante Spitzenauslastung bei Teilkompensation um bis zu 4,5 Prozent und bei Vollkompensation bis zu 9 Prozent reduziert werden.

Je höher die Spannungsebene, desto mehr nimmt der Einfluss auf die Verlustreduzierung zu. Dies liegt an der größeren Anzahl von Betriebsmitteln und höheren Auslastung aufgrund von Überlagerungseffekten. In der NS-Ebene können Verluste von bis zu 10 MWh/a und im MS-Netz von bis zu 250 MWh/a pro Netz bei einer Steigerung des Kompensationsgrades auf $\cos\varphi = 1,00$ (von $\cos\varphi = 0,90$ ausgehend) eingespart werden. Die Blindenergieaufnahme eines Netzes kann dabei um bis zu 90 Prozent reduziert werden.

Bei einer Steigerung des Kompensationsgrades in der NS- und MS-Ebene von 0,90 auf 1,00 ergäbe sich eine Verlusteinsparung von bis zu 1,7 TWh/a bei Betrachtung des gesamten deutschen Stromnetzes. Dies entspricht dem Stromverbrauch von 480.000 Haushalten, einer Reduzierung der Netzverluste um ca. 8 Prozent oder einer Einsparung von knapp 1 Mio. t CO₂ pro Jahr.

3.2 Blindleistungs-Management

Eine effiziente Möglichkeit den sich ändernden Verhältnissen im Stromnetz flexibel zu begegnen, ist die Umsetzung eines Blindleistungs-Managements. Dieses beschreibt eine zentral koordinierte Vorgabe der Kompensationsgrade³⁶ bzw. des Blindleistungs-Flusses an relevanten Anschlusspunkten. Steuerbare Blindleistungs-Quellen können sowohl industrielle oder gewerbliche Abnehmer als auch DEA sein. Der wesentliche Unterschied zu her-

kömmlichen Kompensationsmethoden besteht darin, dass die Vorgabe eines Kompensationsgrades netzzustandsabhängig gesteuert und angepasst an die jeweiligen Netzverhältnisse vor Ort erfolgt. Somit ergeben sich anders als bei einer festen Steigerung des Kompensationsgrades weitaus mehr Optimierungsmöglichkeiten. Die netzoptimierte Steuerung ist aber auch deutlich komplexer.

³⁶ Kompensationsgrade einzelner Endkunden müssen nicht zwangsläufig identisch sein.

3.2.1 Blindleistungs-Quellen

Zur Umsetzung eines Blindleistungs-Managements sind Blindleistungs-Quellen an geeigneten Netzknoten notwendig, d. h. eine netzkonforme³⁷ Erschließung von Blindleistungs-Quellen. Die aufzunehmenden Messwerte müssen über ein Kommunikationsnetz übertragen werden, welches eine ausreichend schnelle Übertragungszeit (im Sekunden-/Minutenbereich³⁸) bereitstellt und über eine ausreichende Ausfallsicherheit verfügt, insbesondere, wenn mit deren Hilfe die Stabilitäts- und Qualitätsgrenzen erweitert werden sollen.

Mögliche Blindleistungs-Quellen sind:

- Blindleistung kompensierende Betriebe
- blindleistungsfähige DEA
- netzeigene Kompensationsanlagen in Form von Feststufen (Kompensationsdrosseln/Kondensatoren)
- regelbare Kompensationseinrichtungen (Kompensationsdrosseln/Kondensatorregelanlagen/STATCOM)

Künftig kommen evtl. noch blindleistungsfähige Speicher hinzu.

DEA sind heute technisch in der Lage, sich sowohl kapazitiv als auch induktiv zu verhalten³⁹. Bei blindleistungsfähigen DEA, die ‚elektrisch tief‘ im Netz angeschlossen sind, wird derzeit vor allem die induktive Blindleistung zur Spannungshaltung genutzt. Typischerweise wird man nur bei Anlagen direkt an der Sammelschiene, ein kapazitives Verhalten einstellen, um den vorher genannten induktiven Blindleistungs-Bedarf gleichartiger Anlagen im Netz teilweise zu kompensieren.

Betriebe hingegen weisen oftmals nur induktive Lasten auf, dennoch wirken sie für das Netz auch stellenweise kapazitiv, wenn z. B. Kompensationsanlagen in diskreten Stufen geschaltet werden und es dabei zur Überkompensation kommt. Bei Betrieben muss

entsprechend ihrer Last mit Änderungen des Blindleistungs-Bedarfs gerechnet werden. Sie können in der Regel keine kontinuierliche Blindleistung bereitstellen. Ausnahmen sind Unternehmen mit durchgängiger Produktion und relativ gleichmäßiger Lastabnahme.

Aus diesen Gründen gibt es bei Betrieben mehrere Anwendungsfälle:

1. Nutzung eines durchgehend vorhandenen, nahezu konstanten induktiven Blindleistungs-Bedarfs
2. Nutzung des veränderlichen induktiven Blindleistungs-Bedarfs
3. Nutzung der vorhandenen Kompensationskapazitäten
4. Nutzung zusätzlich installierter Kompensationskapazitäten

In Fall 1 und 2 kann durch Absenkung des Kompensationsgrades zusätzliche induktive Blindleistung für das Netz bereitgestellt werden. Wobei im ersten eine dauerhaft verplanbare (diese wäre zur Grundlastdeckung geeignet) und im zweiten Fall eine sporadische Bereitstellung möglich wäre. Fall 3 hingegen beschreibt zum einen die Nutzung der temporär überschüssigen Kompensationskapazitäten, die in Schwachlastzeiten des Betriebes (z. B. an Wochenenden) zum Ausgleich der Netzbilanz bzw. Kompensation der induktiven Blindleistung von einspeisenden DEA verwendet werden könnten. Zum anderen können überschüssige Kompensationsreserven, die durch einen rückläufigen Blindleistungs-Verbrauch des Betriebs entstanden sind, herangezogen werden, welche zudem den Vorteil einer dauerhaften Verfügbarkeit aufweisen. Fall 4 zielt auf einen zusätzlichen Kompensationsbereich von ca. 400 kvar pro Betrieb ab, da dieser in den meisten Fällen ohne zusätzliche bauliche Maßnahmen realisiert werden kann.

³⁷ D. h. die Netztopologie und die bestehenden Belastungszustände werden bei der Eignungsprüfung einer Blindleistungsquelle stärker berücksichtigt und nicht an die Blindleistungs-Quelle angepasst.

³⁸ Die Abrechnung der Blindenergie erfolgt in der Regel unter Verwendung der 15-Minuten-Mittelwerte, weshalb hier Übertragungszeiten im Minutenbereich ausreichend sind. Der Einsatz der Blindleistungsquellen zur Spannungshaltung erfordert hingegen schnelleres Handeln.

³⁹ Bei älteren Anlagen besteht diese Funktionalität nicht.

Vor allem die in Fall 3 beschriebene überschüssige kapazitive Kompensationsleistungen und deren im Fall 4 aufgezeigten kostengünstigen Erweiterungsmöglichkeit bei bestehenden Kompensationsanlagen (in der Regel bis zu ca. 400 kvar, siehe auch Anhang G) heben den hohen Stellenwert von Betrieben als kapazitive Blindleistungs-Quelle hervor. Zusätzlich bieten Betriebe den Vorteil, dass die dort ohnehin anfallende induktive Blindleistung für übergeordnete Kompensationszwecke genutzt werden kann, also bei Bedarf nicht ‚künstlich‘ – beispielsweise durch Induktivitäten – erzeugt werden müsste. Die genannten Punkte könnten die Kosten für die Bereitstellung von kapazitiver oder induktiver Blindleistung reduzieren.

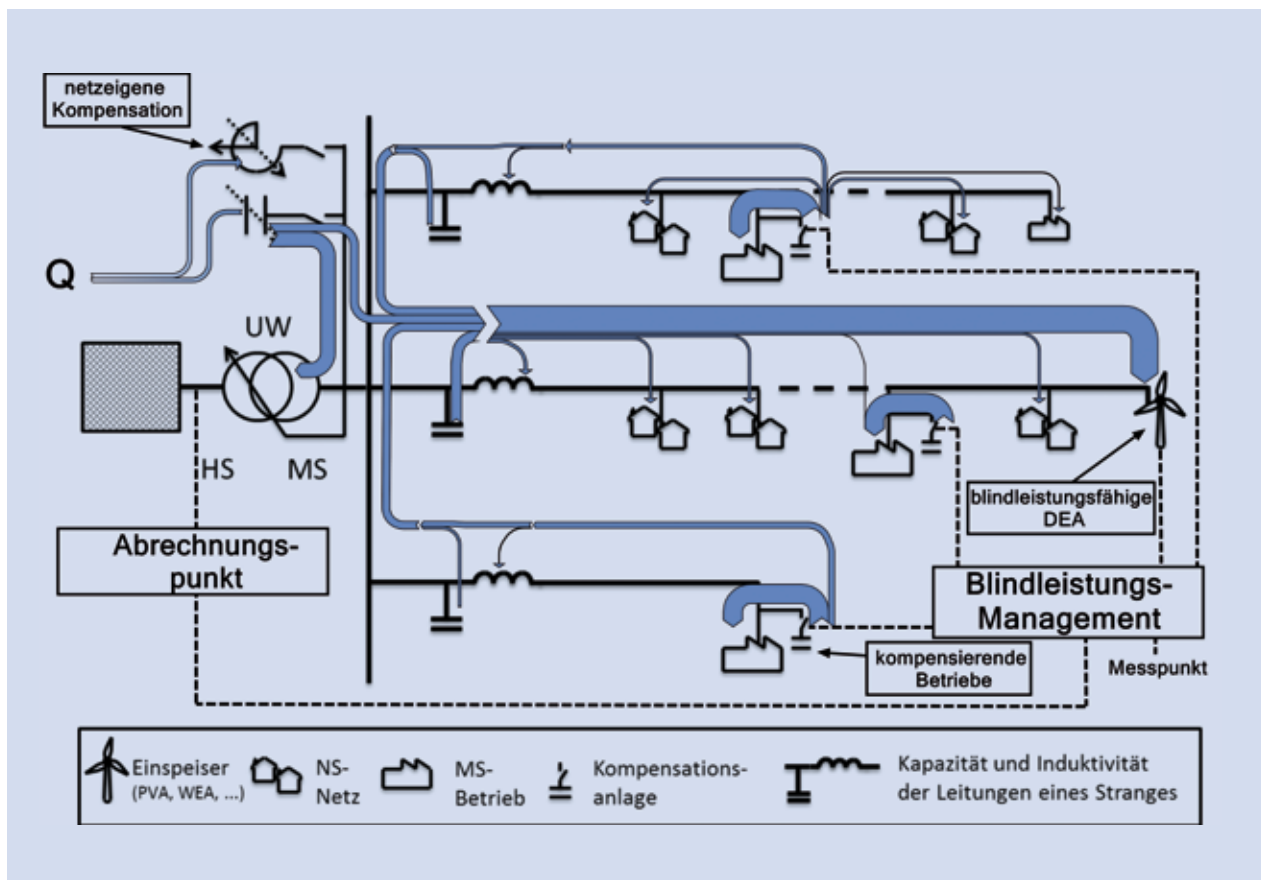
Für die Umsetzung eines Blindleistungs-Managements sind nicht alle Betriebe und Einspeiseanlagen im Verteilungsnetz geeignet. Einerseits ist die Kosten-Nutzen-Rechnung wichtig, die u. a. die Herstellungskosten für Blindleistung, die Einsparungen bei den Durchleitungsverlusten oder eingesparten Investitionskosten berücksichtigen muss. Andererseits muss sichergestellt sein, dass sich die Netzparameter wie Betriebsmittelauslastung oder Spannungsqualität zu jedem Zeitpunkt innerhalb der zulässigen Grenzen bewegen.

Folgende Faktoren bestimmen die Eignung einer Blindleistungs-Quelle:

- Höhe (Absolutwerte in kvar) und Kosten der bereitstellbaren Blindleistung sowie das Kosten-Nutzen-Verhältnis. Hierzu zählen einerseits die Kosten für die Erschließung des vorhandenen diskontinuierlichen Blindleistungs-Verhaltens (z. B. induktives Verhalten von Industriebetrieben) und andererseits die Aufwendungen für die Einbindung und den Betrieb zusätzlicher Kompensationsleistung, die durchgehend abgerufen werden kann.
- Die Korrelationen des diskontinuierlichen Blindleistungs-Verhaltens zum Blindleistungs-Bedarf des Gesamtnetzes (‚Verhalten am Abrechnungspunkt‘).
- Eine zentrale Ansteuerbarkeit der Kompensationsanlage und damit Kosten für die kommunikative Anbindung.
- Die Stufung der Kompensationsanlage und damit die Eignung zur Fein- bzw. Grobregelung.
- Der Anschlusspunkt im Netz und somit der Einfluss auf die Spannungshaltung.

Abbildung 21 zeigt das Zusammenspiel möglicher Blindleistungs-Quellen im Rahmen eines Blindleistungs-Managements. Der induktive Blindleistungs-Bedarf der DEA im mittleren Strang, welcher zur Spannungshaltung verwendet wird, kann von den MS-Betrieben und den netzeigenen Kompensationsanlagen ausgeglichen werden. Zudem besteht die Möglichkeit, gezielt Blindleistung für das HS-Netz bereit zu stellen.

Abb. 21: Zusammenspiel möglicher Blindleistungs-Quellen eines Blindleistungs-Managements



Quelle: ZVEI

3.2.2 Dezentrale Blindleistungs-Bereitstellung

Eine dezentrale Blindleistungs-Bereitstellung führt über alle Netzebenen gesehen zu Entlastungen der Betriebsmittel und somit zu Einsparungen bei den Übertragungsverlusten. Für einzelne Netzabschnitte können sich im Rahmen eines Blindleistungs-Managements jedoch höhere Belastungszustände und auch ein stärkerer Einfluss auf die Spannungshaltung ergeben. Diese Aspekte sind bei der Netzplanung zu berücksichtigen.

Vor allem die Spannungsbandgrenzen stellen ein entscheidendes Kriterium im Verteilungsnetz dar. Im Einspeisefall beispielsweise

kommt es zunehmend zu hohen Betriebsmittelauslastungen verbunden mit einer Spannungsanhebung aufgrund des gegenseitigen Leistungsflusses. Mit der hohen Auslastung der Betriebsmittel geht ein stärkerer induktiver Bedarf einher. Folglich müssten die DEA kapazitive Blindleistung zur Kompensation ihres im Netz verursachten Blindleistungsbedarfs bereitstellen. Diese würde allerdings einen weiteren spannungsanhebenden Effekt hervorrufen und womöglich zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes führen. Dominiert der Verbrauch das Netzverhalten, so kommt es ebenfalls zu einem stark

induktiven Blindleistungs-Verhalten, aber zu einem zeitgleichen hohen Spannungsabfall im Netz. Die kapazitive Blindleistungs-Bereitstellung der jeweiligen Blindleistungs-Quelle würde somit zum einen die Spannungshaltung verbessern und zum anderen die Blindleistungs-Bilanz des Netzes positiv beeinflussen.

Folglich ist die Nutzbarkeit von Blindleistungs-Quellen von der Belastungssituation des Netzes und von der Optimierungsaufgabe (Blindleistungs-Kompensation / Spannungshaltung) abhängig. Mit Blick auf den Blindleistungs-Ausgleich können Blindleistungs-Quellen, die relativ tief im Netz positioniert sind, in der Regel nicht optimal genutzt werden. Anders verhält es sich mit den verbleibenden Anlagen in elektrischer Nähe zum UW, welche aufgrund der Spannungsregelung des UW-Transformators nur einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Spannungshaltung haben und deshalb sehr gut für einen Blindleistungs-Ausgleich herangezogen werden können. Für die Nutzung der Blindleistungs-Quelle zur Spannungshaltung verhält es sich umgekehrt. Anlagen, die sich ‚tief‘⁴⁰ im Netz befinden,

besitzen einerseits einen großen Einfluss auf die Spannungshaltung und andererseits können sie lokal das Spannungsniveau optimieren (z. B. eigenständige Ausregelung vom MS-Strängen).

Um zukünftig ein innovatives Blindleistungs-Management in die Netzführung des VNB zu integrieren, bedarf es zum einen technischer Umstellungen und zum anderen neuer regulatorischer Rahmenbedingungen. Aus technischer Sicht muss vor allem die Nutzbarkeit bzw. Regelbarkeit der Blindleistungs-Quellen im Fokus stehen. Es müssen Konzepte entwickelt werden, die eine leichte Anbindung der betrieblichen Kompensationsanlagen und DEA hinsichtlich Schnittstellen und Kommunikationstechnik an eine zentrale Regeleinrichtung erlauben. Hierzu sind entsprechende anwendungsnahe Forschungsvorhaben und die Erprobung in Pilotprojekten notwendig, um das Potential aufzuzeigen, Regelstrategien und die technischen Konzepte zu entwickeln sowie die Systemintegration und Planungsmethoden etablieren zu können.

3.2.3 Blindleistungs-Markt

Im Hinblick auf die regulatorischen Rahmenbedingungen bedarf es Markt- bzw. Beschaffungsmodelle, die den Blindenergiemarkt ähnlich dem Wirkenergiemarkt jedoch unter Berücksichtigung der örtlichen Erbringung der Blindleistung gestalten. So wäre bei der Blindleistungs-Erbringung eine Aufteilung in verschiedene Blindleistungs-Klassen in Bezug auf die Zugriffszeit und Arbeitsverfügbarkeit, z. B. in Form einer Grund- und Regelblindleistung, denkbar (Vergleich: Primär- und Sekundärregelleistung, Minuten- und Dauerreserveleistung). Bei der Vergütung der Regelenergie ist zudem eine differenzierte Abrechnung

von bereitgestellter und tatsächlich genutzter Blindenergie sinnvoll. Der Leistungspreis würde die Investitionskosten decken und der Arbeitspreis die mit dem Abruf entstehenden Verluste sowie Unterhaltungskosten abgelden. Hierdurch würden Anreize geschaffen, die den Zubau von zusätzlichen Kompensationskapazitäten in Betrieben begünstigen, solange sie wirtschaftlich günstiger sind als andere Blindleistungs-Quellen. Mit Blick auf den Mess- und Abrechnungsaufwand kann es sinnvoll sein, unterhalb bestimmter Leistungsgrenzen auf eine Differenzierung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis zu verzichten und stattdessen

⁴⁰ Hiermit ist ein aus elektrischer Sicht gesehener großer Abstand zum Umspannwerk gemeint.

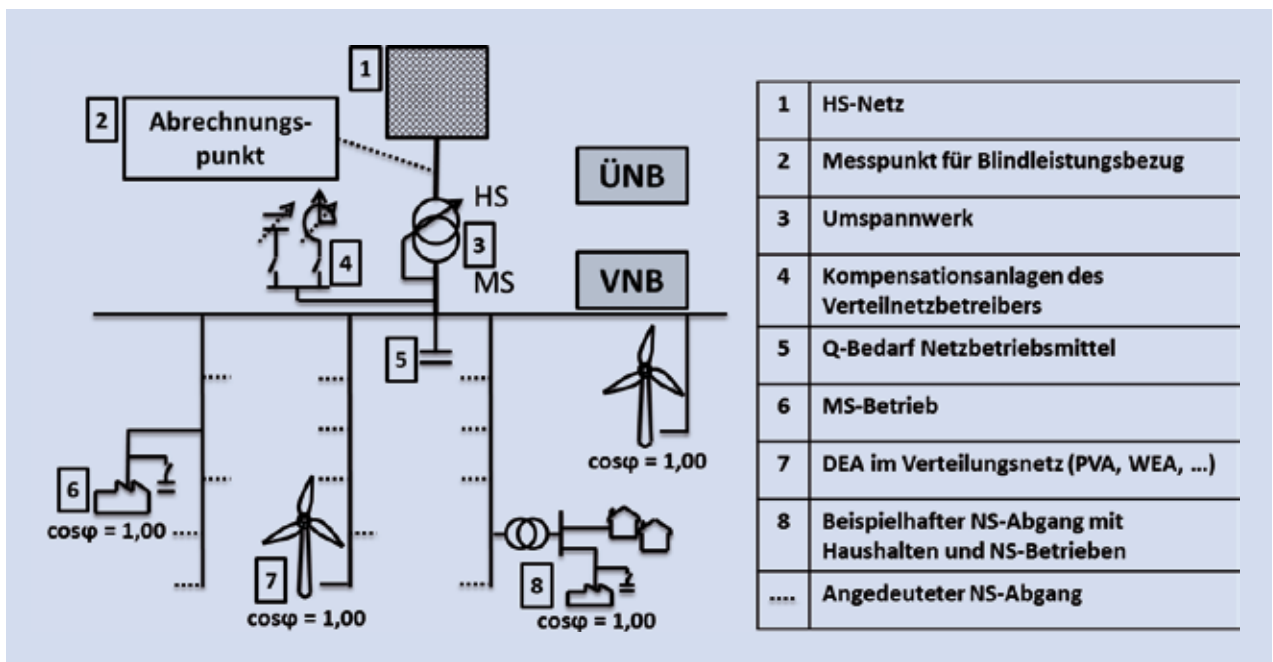
eine Pauschalvergütung oder eine Kopplung an den Stromverbrauch (Wirkenergie) zu vereinbaren.

Der Etablierung eines fairen und diskriminierungsfreien Blindleistungs-Marktes stehen derzeit zwei Aspekte entgegen: Auf Verbraucherseite kann der VNB abweichend vom derzeitigen Stand der Technik ($\cos\varphi = 0,90$), höhere Kompensationsgrade durch ‚Technische Anschlussbedingungen‘ einfordern. Auf Erzeugerseite wird von jeder DEA im Rahmen der jeweiligen Anschlussbedingung [8], [9], [10] eine Blindleistungs-Fähigkeit ungeachtet des Kosten-Nutzen-Verhältnisses gefordert. Beides wird mit der Einhaltung einer sicheren und störungsfreien Versorgung begründet. Für den VNB besitzt Blindleistung somit keinen monetären Wert, weshalb ein volkswirtschaftliches Optimum in der Blindleistungsbereitstellung nicht erreicht wird. Um der Blindleistung ihren tatsächlichen Wert beizumessen, braucht es ein radikales Umdenken im Netzbetrieb und in der Regulierung. Hierzu ist es notwendig, das Blindleistungs-Verhalten jedes Abnehmers unabhängig von seinem

Wirkleistungsverhalten zu bewerten, um mögliche Synergieeffekte auszunutzen.

Ausgangspunkt sollte die Einführung eines grundsätzlichen Verschiebungsfaktors von $\cos\varphi = 1,00$ an den Anschlusspunkten von Industrie, Gewerbe und DEA sein. Der verbleibende Blindleistungs-Bedarf der Netzbetriebsmittel und Privathaushalte würde hierbei vom VNB über geeignete Kompensationsanlagen (Abbildung 22, Pos. 4) bis zur Einhaltung des für den VNB zulässigen Wertes gedeckt werden. Dieser Wert wird zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und VNB vereinbart und am Übergabepunkt gemessen (Abbildung 22, Pos. 2). Durch die höhere Kompensation bei Industrie und Gewerbe ergäben sich Vorteile für den VNB aufgrund des reduzierten Spannungsabfalls und des eingesparten Netzausbaus. Da derzeit die DEA für den VNB kostenlos Blindleistung zur Spannungshaltung bereitstellen, ergäben sich nun zusätzliche Kosten für den VNB, um auch hier die Einhaltung der Spannungsbandgrenzen sicher zu stellen.

Abb. 22: Übersichtsbild eines Verteilnetzes mit Ausgangspunkt für Blindleistungs-Markt ($\cos\varphi = 1,00$ am Anschlusspunkt von Betrieben und DEA)

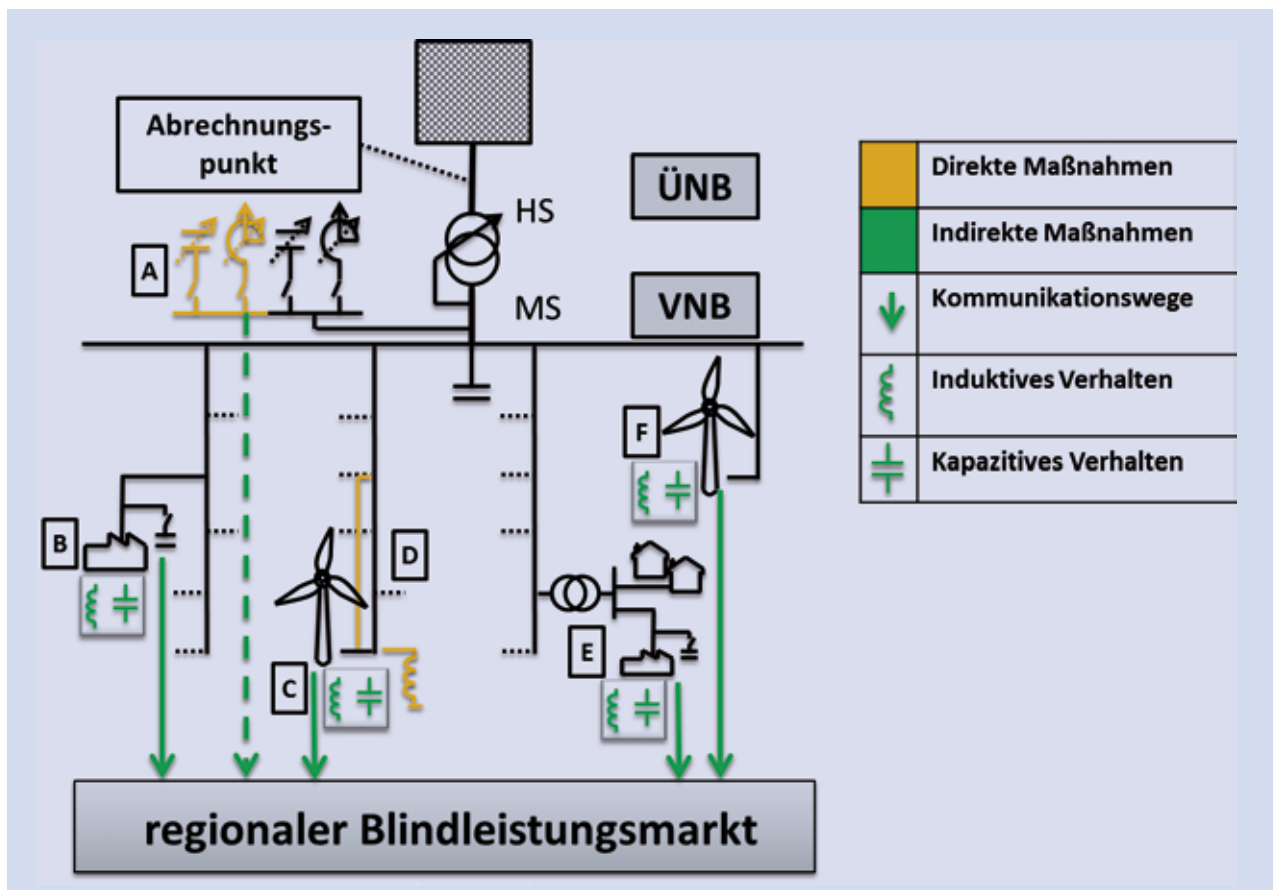


Quelle: ZVEI

Diese Wettbewerbsverzerrung ließe sich beheben, indem der Netzbetreiber für die Systemdienstleistung statische Spannungshaltung und die damit verbundenen Kosten gesamtheitlich verantwortlich wäre. Dazu müssten allerdings die Anschlussrichtlinien und zwingend auch der regulatorische Rahmen geändert werden, damit der VNB eine Anrechnung dieser für ihn zusätzlichen Kosten im Rahmen der Netznutzungsentgelte gewährt bekäme. Im hier diskutierten Marktmodell verbleiben dem VNB zwei Möglichkeiten den Blindleistungs-Haushalt auszugleichen und die Spannungshaltung zu gewährleisten. Als direkte Variante kann konventioneller Netzausbau⁴¹ und die Installation von reaktiven und kapazitiven Elementen (Abbildung 23, Pos. A und D) im Netz durchgeführt werden. Alternativ können auch indirekte Maßnahmen ergriffen werden,

bei denen das Blindleistungs-Verhalten der Endkunden in Anspruch genommen wird (Abbildung 23, Pos. B, C, E und F). Dieses ist hierbei vom VNB zu vergüten. Reicht das vorhandene Potential zur Einhaltung der Blindleistungs-Grenze nicht aus, sind zusätzliche Kompensationsanlagen vom VNB im Netz zu installieren. Der Wert der Blindleistung ergibt sich dabei für jeden regionalen Blindleistungs-Markt anhand einer einfachen Kostengegenüberstellung zwischen den Aufwendungen für direkte und indirekte Maßnahmen. Mit Blick auf eine klare Trennung und Zuständigkeit sollte der Blindleistungs-Markt auf das Netzgebiet eines VNB beschränkt bleiben. Ein Zugriff des ÜNB auf die Blindleistungs-Quellen im Verteilungsnetz müsste daher stets über den VNB als Anbieter von Blindleistung erfolgen.

Abb. 23: Visualisierung der direkten und indirekten Maßnahmen zur Erbringung der Systemdienstleistungen Spannungshaltung und Blindleistungs-Kompensation (Q) des VNB



Quelle: ZVEI

⁴¹ parallele Leitungen, Änderungen der Netztopologie usw.

Somit würde die heutige Wettbewerbsverzerrung unter den Technologien und Anbietern durch die derzeitige Kostenabwälzung auf die EEG-Vergütung aufgehoben und der Blindleistung deren tatsächlicher monetärer Wert beimessen werden. Außerdem würde im Netz nur mehr denn Blindleistung eingesetzt werden, wenn dies ganzheitlich sinnvoll ist. Die

Umrichter-Technologie der DEA sollte dennoch grundsätzlich blindleistungsfähig sein, nur der Abruf nicht kostenfrei. Damit könnte auch im Nachhinein eine Blindleistungs-Bereitstellung vereinbart und flexibel auf Änderungen in der Netzstruktur reagiert werden.

3.2.4 Beitrag zur Spannungshaltung

Der Blindleistungs-Markt kann vom VNB alternativ zum konventionellen Netzausbau zur Spannungshaltung genutzt werden. Äquivalent zur Wirkungsweise der bereits heute eingesetzten Blindleistungs-Regelung können Kundenanlagen, wie z. B. DEA, induktiv wirken und so einen spannungssenkenden Effekt erzielen. Kapazitives Verhalten führt zu einem spannungsanhebenden Effekt, was beispielsweise in Strängen mit hohem Lastaufkommen vorteilhaft ist. Am Blindleistungs-Markt sollten sich nicht nur DEA, sondern auch industrielle und gewerbliche Betriebe auf NS- und MS-Ebene beteiligen.

In vielen Fällen wird der auslegungsrelevante Spannungsabfall eines gesamten Verteilungsnetzes maßgeblich nur von einem oder wenigen MS-Betrieben bestimmt. Wenn bei diesen individuell ein höherer Kompensationsgrad festgelegt wird, könnte damit der Blindleistungs-Bedarf des Netzes reduziert sowie der Spannungsabfall verringert werden. Infolge des geringeren Spannungsabfalles ließe sich der Sollwert des Regeltransformators im UW entsprechend absenken. Dies würde eine größere Aufnahmefähigkeit (höhere Anschlussleistung) für DEA ermöglichen. Im Vergleich dazu bringt die Spannungsabsenkung durch Blindleistungs-Bezug der DEA – als Alternative zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit des Verteilungsnetzes – einige Nachteile mit sich.

Einerseits muss diese Blindleistung durch andere Betriebsmittel an geeigneten Stellen (z. B. am UW) bereitgestellt werden. Andererseits entstehen dadurch zusätzliche Blindleistungs-Flüsse. In Folge dessen erhöhen sich die Netzverluste und verringert sich die übertragbare Wirkleistung. Die Blindleistungs-Kompensation an Verbrauchsanlagen ist demnach in vielen Fällen eine volkswirtschaftlich günstigere Lösung als die Spannungs-Blindleistungsregelung durch DEA.

Darüber hinaus können in Einzelfällen Betriebe durch Verringerung ihres Kompensationsgrades der Spannungsanhebung durch die DEA entgegenwirken, wenn sie sich im gleichen Strang befinden. Die dazu notwendige induktive Blindleistung kann nahezu kostenlos zur Verfügung gestellt werden. Wohingegen die Blindleistung der DEA zusätzliche Kosten im größeren Umfang verursacht.

Eine weitere wichtige Funktion des Blindleistungs-Marktes besteht darin, gezielt Blindleistung zur Spannungsstabilisierung der vorgelagerten Netze bereit zu stellen (z. B. bei drohendem Spannungskollaps). Entsprechende Investitionen in den höheren Spannungsebenen könnten somit entfallen.

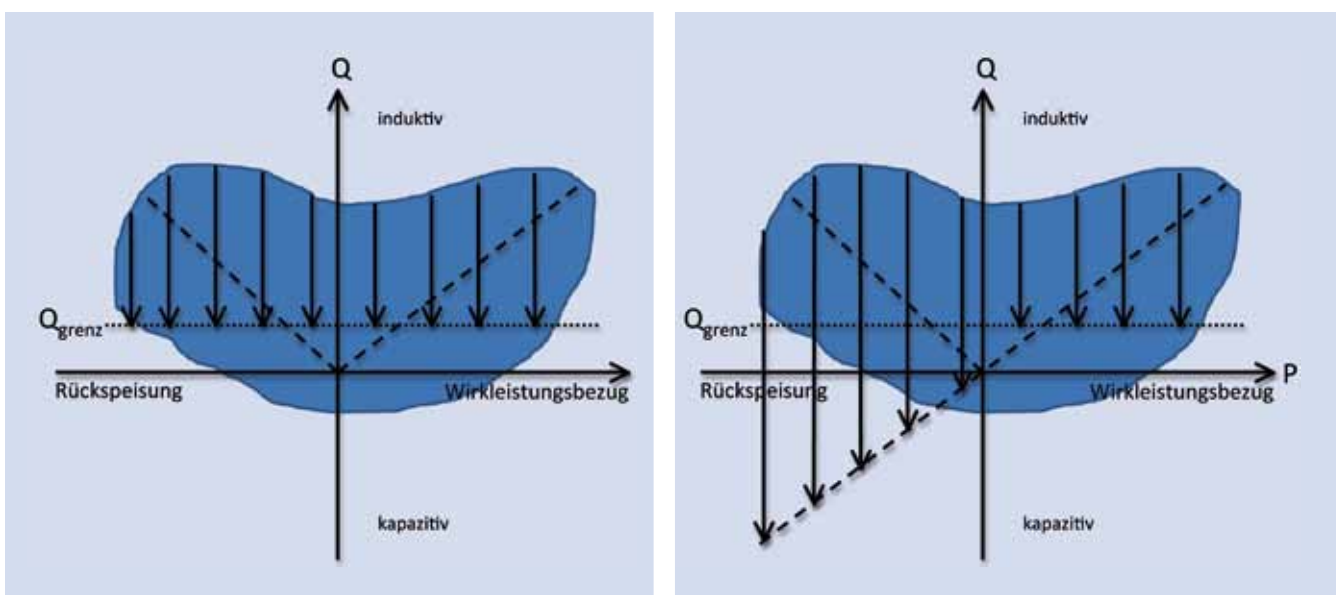
3.2.5 Beitrag zur Blindleistungs-Kompensation

Die Teilnehmer des Blindleistungs-Marktes können ebenfalls zur Blindleistungs-Kompensation des Netzes beitragen. Hierbei sind allerdings die Wechselwirkungen zwischen Blindleistungs-Verhalten einer Anlage und Spannungshaltung zu berücksichtigen. Beispielsweise würde ein kapazitives Verhalten einer DEA zu einer zusätzlichen Spannungsanhebung führen, welche das zulässige Spannungsband nicht verletzen darf. Folglich sind vor allem Anlagen, die direkt an der Sammelschiene des UW-Transformators angeschlossen sind, für den Blindleistungs-Ausgleich im Netz geeignet. Aber auch im Netz verteilte Anlagen können im Rahmen der zulässigen Spannungsgrenzwerte zu einer dezentralen Blindleistungs-Kompensation beitragen und so die Netzbetriebsmittel entlasten. Wollte man dennoch alle potenziellen Blindleistungs-Quellen unabhängig von der Belastungssituation des Netzes und der Optimierungsaufgabe in die Regelung aufnehmen, müssten die MS- und NS-Ebene z. B. durch regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) spannungsmäßig entkoppelt werden. Durch die resultierende Aufwei-

tung des nutzbaren Spannungsbandes in der NS- und MS-Ebene⁴² bestünde dann erheblich mehr Spielraum in der Beeinflussung des Spannungsniveaus. Ein dezentrales Blindleistungs-Management mit Blindleistungs-Quellen in weiterer Entfernung zum Transformator und damit ein höheres Optimierungspotential in MS- und NS-Ebene könnte so realisiert werden.

Bei der Blindleistungs-Kompensation können vom VNB verschiedene Zielsetzungen verfolgt werden. Zur Deckung der eignen Blindleistungs-Bilanz kann der VNB die vorhandenen Marktteilnehmer nutzen, um das Blindleistungs-Verhalten seines Netzes an den mit dem ÜNB vereinbarten Blindleistungs-Grenzwert (Q_{grenz}) anzupassen (Abbildung 24, Bild links). Zusätzlich zur Eigenbilanzdeckung, kann der VNB zum Fremdbilanzausgleich des vorgelagerten Netzbetreibers beitragen. Im rechten Bild der Abbildung 24 wirkt das Verteilungsnetz mit zunehmender Rückspeisung immer kapazitiver⁴³.

Abb. 24: Nutzung des Blindleistungs-Marktes zum Eigenbilanzausgleich (links) und Fremdbilanzausgleich (rechts)



Quelle: ZVEI

⁴² bei strangweisen oder flächendeckenden RONT-Einsatz

⁴³ Kapazitives Verhalten der Blindleistungsquellen wird vom Blindleistungsmanagement koordiniert.

Hierdurch kann der im HöS-Netz entstehende induktive Bedarf teilweise kompensiert werden. Aufgrund der belastungsabhängigen Blindleistungs-Verhältnisse im Netz (siehe

Kapitel 2.4 und 2.5) kann es auch zu einem situationsabhängigen Wechsel der Zielsetzung kommen.

3.2.6 Auswirkungen

Für die von den Änderungen betroffenen Gewerbe-, Industriebetriebe und DEA ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen durch die Einführung eines Verschiebungsfaktors von $\cos\varphi = 1,00$. DEA profitieren davon, da die heute übliche generelle Überdimensionierung von 10 Prozent⁴⁴ nicht mehr zwingend erforderlich ist und so Produktions- bzw. Investitionskosten gesenkt werden können. Wird dennoch die Blindleistungs-Fähigkeit realisiert, besteht die Möglichkeit die Mehrkosten hierfür über die Vergütung der Blindleistung bzw. Blindenergie durch den VNB zu decken und in Gewinn umzuwandeln. Betriebliche Abnehmer haben zunächst Mehraufwendungen für zusätzliche Kompensationsleistung. Eine Rückfinanzierung durch Bereitstellung induktiver Blindleistung, welche beispielsweise als Nebenprodukt der Fertigungsanlagen entsteht, oder kapazitiver Blindleistung durch Installation ‚überschüssiger‘ Kompensationsleistung ist hier ebenfalls möglich. In einigen Fällen, z. B. bei Kabelnetzen mit geringen Auslastungen, ist es

auch denkbar, dass die Betriebe durchwegs einen $\cos\varphi < 1,00$ anbieten. Hierbei würde sowohl der VNB, als auch die betrieblichen Kunden aufgrund einer geringeren zu installierenden Kompensationsleistung profitieren. Bei einer solchen Win-Win-Situation würde die vom Betrieb erbrachte Blindleistung nur gering oder gar nicht vergütet werden, da er damit verbunden entsprechende Einsparungen bei seiner Kompensationsanlage erzielen könnte.

Im Prinzip könnte schon heute jeder VNB bilaterale Vereinbarungen zur Blindleistungserbringung treffen. Ohne ein im regulatorischen Rahmen explizit geregeltes und in Richtlinien beschriebenes Marktmodell werden die Potentiale vor allem bei betrieblichen Kompensationseinrichtungen mit Sicherheit nicht ausreichend zur Erzielung eines volkswirtschaftlichen günstigen und energieeffizienten Netzbetriebs genutzt. Auf diesem Gebiet besteht also dringender Handlungsbedarf.

⁴⁴ Ergibt sich bei $\cos\varphi = 0,90$ bei gleichbleibender maximaler Wirkleistungseinspeisung

Zusammenfassung Kapitel 3.2

Blindleistungs-Management beschreibt ein Konzept, bei dem die Blindleistungs-Flüsse in einem Netz durch die zielgerichtete Planung, Bereitstellung und Einsatz von Blindleistung mit Hilfe dezentraler Blindleistungs-Quellen optimiert werden. Mit der Steuerung der Blindleistungs-Flüsse können verschiedene Ziele verfolgt werden. Denkbar sind die Reduzierung der Übertragungsverluste, die Optimierung der Spannungshaltung sowie die Minimierung des Blindleistungs-Bezugs aus vorgelagerten oder eine gezielte Blindleistungs-Bereitstellung für angrenzende Netzebenen. Grundvoraussetzung ist die kommunikative Anbindung der Quellen und Messpunkte. Blindleistungs-Quellen können betriebliche Kompensationsanlagen, dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) oder netzeigene Kompensationsanlagen sein.

Da das Blindleistungs-Verhalten von Kundenanlagen Auswirkungen auf die Spannungshaltung hat, können Betriebe oder DEA in elektrischer Nähe zum Umspannwerk bzw. zur regelbaren Ortsnetzstation besonders gut für die Blindleistungs-Kompensation (Eigen- oder Fremdbilanzausgleich) genutzt werden. Bei im Netz verteilten Anlagen muss dagegen bei der Blindleistungs-Kompensation für den Bilanzausgleich im Netz immer die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen mit berücksichtigt werden. Diese Anlagen können aber auch aktiv durch Einspeisung geforderter Blindleistung zur Spannungshaltung beitragen. Regelbare Ortsnetztransformatoren ermöglichen durch die Spannungsentkopplung der NS-Ebene von der MS-Ebene eine vom Standort unabhängige Nutzung der Blindleistungs-Quellen. Sie erhöhen sozusagen die Freiheitsgrade beim Blindleistungs-Management.

Auf Seiten der Betriebe besteht vielfach eine kostengünstige Möglichkeit der Erweiterung einer Kompensationsanlage mit einer Leistung von ca. 400 kvar aufgrund der vorhandenen Räumlichkeiten (siehe auch Anhang G). Ebenso gibt es eine Reihe von inzwischen ungenutzter Kompensationsleistung z. B. in Betrieben, die auf drehzahlgeregelte Antriebe umgestellt haben. Schon aus Kostengründen bieten sich Betriebe als zukünftiger Lieferant von Blindleistung direkt vor Ort an.

Für die Einführung eines fairen Blindleistungs-Marktes sind umfassende Änderungen im Netzbetrieb und im regulatorischen Rahmen erforderlich. So muss die freie Einflussnahme des Verteilungsnetzbetreibers (VNB) auf die Vorgabe des minimalen Verschiebungsfaktors eingeschränkt werden. Ausgehend von einem Verschiebungsfaktor von $\cos\varphi = 1,00$ an den Anschlusspunkten betrieblicher Abnehmer und DEA ist der VNB zur Deckung des Blindleistungs-Bedarfs verpflichtet. Alternativ zu konventionellen Maßnahmen besteht die Möglichkeit, das Blindleistungs-Verhalten von Endkunden kostenpflichtig zu nutzen. Somit erhält Blindleistung einen finanziell fassbaren Wert für die Spannungshaltung und den Bilanzausgleich.

Bilaterale Vereinbarungen zwischen VNB und Kunden zur Blindleistungs-Erbringung sind bereits heute denkbar, führen aber ohne den notwendigen regulatorischen Rahmen und etablierten Prozessen zur Beschaffung von Blindleistung über finanzielle Anreize zu keinem volkswirtschaftlich günstigen und energieeffizienten Netzbetrieb.

4 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Aufgrund der momentanen und zukünftig stattfindenden Umbrüche⁴⁵ im Netzaufbau und Netzbetrieb, die durch die Energiewende hervorgerufen werden, bedarf es innovativer Netzbetriebskonzepte⁴⁶. Eine zentrale Rolle wird der dezentrale Ausgleich des Blindleistungs-Bedarfs einnehmen.

Vorteile der Blindleistungs-Kompensation

Die Blindleistungs-Kompensation bringt viele Vorteile mit sich. Durch die Blindleistungsbereitstellung direkt vor Ort, die Synergieeffekte bei der Kompensation von angrenzenden Netzebenen mit berücksichtigt, ergeben sich

- **optimale Betriebsmittelauslastungen / geringere Investitionskosten**

Bei Teilkompensation reduziert sich die Spitzenauslastung um bis zu 4,5 Prozent und bei Vollkompensation bis zu 9 Prozent. Die geringere Auslastung der Betriebsmittel wirkt sich einerseits positiv auf deren Lebensdauer aus, andererseits trägt die freiwerdende Übertragungskapazität dazu bei, weitere dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) oder Lasten ins Netz zu integrieren. Dies ist mit geringeren Kosten beim Netzausbau, -umbau und -erhalt gleichzusetzen.

- **geringere Übertragungsverluste / verminderte CO₂ – Emissionen**

In der NS-Ebene können Verluste von bis zu 10 MWh/a und im MS-Netz von bis zu 250 MWh/a pro Netz bei einer Steigerung des Kompensationsgrades auf $\cos\varphi = 1,00$ (von $\cos\varphi = 0,90$ ausgehend) eingespart werden; deutschlandweit ergäbe sich eine Verlusteinsparung von bis zu 1,7 TWh/a, was dem Stromverbrauch von 480.000 Haushalten, einer Reduzierung der Netzverluste um ca. 8 Prozent oder einer Einsparung von knapp 1 Mio. t CO₂ pro Jahr entspricht.

- **geringerer Spannungsabfall / zusätzlich installierbare Leistung aus DEA**

Bei Teilkompensation lässt sich eine Reduktion des Spannungsabfalls im NS-Netz von bis zu 1 Prozentpunkt (0,95), bei Vollkompensation (1,00) bis zu 3 Prozentpunkten erreichen. Dies ist gleich zu setzen mit 30 bis 100 Prozent an zusätzlich installierbarer Leistung aus DEA oder 20 bis 60 Prozent mehr Last. Im MS-Netz können bis zu 0,5 Prozentpunkte bei Teilkompensation und 1,5 Prozentpunkte bei Vollkompensation erreicht werden. Dies entspricht 25 bis 70 Prozent an zusätzlich installierbarer Leistung aus DEA oder 10 bis 30 Prozent mehr Last.

Weiter bietet die dezentrale Blindleistungsbereitstellung im Netz die Möglichkeit, die Spannungsqualität zu steigern. Einerseits beeinflusst Blindleistung das Spannungsniveau und kann daher zur Stabilisierung der Spannung vor Ort sowie in vorgelagerten Netzebenen eingesetzt werden. Andererseits lassen sich störende Spannungsüberschwingungen bei entsprechender Verdrosselung der Blindleistungs-Kompensationsanlagen aus dem Netz filtern und somit die negativen Einflüsse der zunehmenden Leistungselektronik auf die Spannungsqualität reduzieren.

Volkswirtschaftlich gesehen würde die Amortisationszeit nur wenige Jahre (1 ½ bis 4 ½) betragen. Unter Berücksichtigung des derzeit bestehenden regulatorischen Rahmens ist eine Steigerung des Kompensationsgrades auf $\cos\varphi = 0,95$ aus technischer Sicht dieser Studie⁴⁷ für das gesamte Netz als erster Schritt zu einem Blindleistungs-Management empfehlenswert.

⁴⁵ Bidirektionale und veränderte Leistungsflüsse, Wegfall von Großkraftwerken, höhere Auslastung der Betriebsmittel.

⁴⁶ Teilaspekte werden bereits jetzt unter Smart Grid diskutiert, mit dem starke Schwankungen bzw. Spitzen bei der Produktion oder dem Verbrauch von Wirkleistung Netzverträglich und ökonomisch optimiert abgeschwächt werden sollen.

⁴⁷ Genauere Analysen sind nötig, um den optimalen $\cos\varphi$ -Wert zwischen 0,95 und 1,00 zu ermitteln.

Blindleistungs-Management

Noch wirkungsvoller als ein höherer Kompensationsgrad ist die Einführung eines aktiven Blindleistungs-Managements. Damit ließen sich Blindleistungs-Flüsse optimal einstellen, indem Blindleistung mittels dezentraler Blindleistungs-Quellen und einer netzzustandsabhängigen Regelung nach Bedarf und direkt vor Ort bereitgestellt wird. Mit einem Blindleistungs-Management können verschiedene Ziele verfolgt werden. Denkbar sind die Reduzierung der Übertragungsverluste, Optimierung der Spannungshaltung, Minimierung des Blindleistungs-Bezugs aus überlagerten Netzebenen oder eine gezielte Blindleistungsbereitstellung für vorgelagerte Netzebenen zu deren Stützung, Spannungshaltung und Bilanzausgleich.

Blindleistungs-Quellen können betriebliche Kompensationsanlagen, DEA oder netzeigene Kompensationsanlagen sein. Da das Blindleistungs-Verhalten von Kundenanlagen Auswirkungen auf die Spannungshaltung hat, sind Betriebe oder DEA in elektrischer Nähe zum Umspannwerk besonders geeignet, um Blindleistung im Netz zu kompensieren bzw. den vorgelagerten Netzebenen zur Verfügung zu stellen. Im Netz verteilte Blindleistungs-Quellen können neben der lokalen Kompensation der Blindleistung zusätzlich Aufgaben bei der Spannungshaltung übernehmen.

Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) ermöglichen durch die Entkopplung der NS-Ebene von der MS-Ebene eine vom Standort unabhängige Nutzung der Blindleistungs-Quellen und erhöhen damit die Blindleistungsfähigkeit des Verteilungsnetzes. Außerdem sorgen sie dafür, dass insgesamt weniger induktive Blindleistung zur Spannungshaltung benötigt wird, die ihrerseits am Umspannwerk kompensiert oder von den überlagerten Netzebenen bezogen werden muss.

Auf Basis der vorgestellten Untersuchungen und Überlegungen können folgende **Handlungsempfehlungen für ein Blindleistungs-Management** abgeleitet werden:

- Bei Kundenanlagen mit Erzeugung und Verbrauch von Wirkleistung sollte eine Festlegung des zulässigen Blindleistungs-Verhaltens neben einem minimalen Verschiebungsfaktor über eine Freigrenze für den Absolutwert der bezogenen Blindleistung erfolgen.
- Ein innovatives Blindleistungs-Management sollte Kompensationsvorgaben in Abhängigkeit des momentanen Netzzustandes generieren und betriebliche Kompensationsleistungen mit einbeziehen, um vor allem das vorhandene kostengünstige Potential (überschüssige Kompensationsleistung in Folge einer reduzierten Blindleistungs-Abnahme bzw. die kostengünstige Erweiterungsmöglichkeit) vorrangig zu nutzen.
- Da der auslegungsrelevante Spannungsabfall eines gesamten Verteilungsnetzes meist nur von einem oder wenigen Betrieben bestimmt wird, sollten diese bevorzugt in das Blindleistungs-Management eingebunden werden, um die Aufnahmefähigkeit des Netzes zu erhöhen.
- Die vorhandenen Blindleistungs-Quellen können zur Spannungshaltung eingesetzt werden, Kompensationsaufgaben übernehmen, Spannungsüberschwingungen reduzieren oder der Verlustminimierung im Netz dienen.

Unabdingbar sind **Anpassungen der regulatorischen und normativen Rahmenbedingungen**:

- Die Netzbetreiber sollten alleinverantwortlich für die Systemdienstleistungen Spannungshaltung und Blindleistungs-Kompensation sein.
- Für einen fairen und kostenminimierenden Blindleistungs-Markt wäre die einheitliche Vorgabe eines Verschiebungsfaktors von $\cos\varphi = 1,00$ an den Anschlusspunkten betrieblicher Abnehmer und DEA als Basis sinnvoll. Der Ausgleich des verbleibenden Blindleistungs-Bedarfs (aufgrund Netzbetriebsmittel und normale Tarifkunden) sollte dem Verteilungsnetzbetreiber (VNB) obliegen.
- Abweichende Kompensationsvorgaben bedürften individueller Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber. Eine einfache Vorgabe in den Anschlussrichtlinien wäre dann nicht mehr möglich und zielführend.
- Das Blindleistungs-Potential von Betrieben und DEA sollte dem VNB nicht mehr kostenfrei zur Verfügung stehen. Vielmehr müsste der VNB selbst für die Deckung des restlichen Blindleistungs-Bedarfs aufkommen, indem er in eigene Kompensationsblindleistung investiert oder diese vom Endkunden zukaft. Im Ergebnis erhielte die Blindleistung einen finanziell fassbaren und optimierbaren Wert, unabhängig davon, ob sie für die Spannungshaltung oder den Bilanzausgleich eingesetzt wird.
- Die Umrichter-Technologie der DEA sollte grundsätzlich blindleistungsfähig sein, nur der Abruf von Blindleistung nicht kostenfrei bleiben. Eine Blindleistungs-Bereitstellung wäre damit auch nachträglich möglich, auch wenn die Netzverhältnisse bei der Inbetriebnahme der Anlage dies noch nicht erforderten.

- Die Beschaffungskosten für Blindleistung auf Seiten der Netzbetreiber müssten durch die Bundesnetzagentur bei der Berechnung der Netzentgelte zwingend anerkannt werden, wenngleich ein Anreizfaktor zur Kostenminimierung geschaffen werden müsste. Damit würde die bereits schwierige finanzielle Situation der VNB nicht weiter verschärft und es könnte mit deren Unterstützung ein Blindleistungs-Markt bzw. Beschaffungsprozess etabliert werden.

Begleitend zum Blindleistungs-Management ist die **Etablierung von regionalen Blindleistungs-Märkten bzw. Blindleistungs-Beschaffungsprozessen** notwendig. Folgende Punkte beschreiben dessen Grundzüge:

- Der regionale (nicht ausschreibungspflichtige) Blindleistungs-Markt dient zur Beschaffung der Grund- und Regelblindleistung.
- Grundsätzlich ist eine Aufspaltung der Vergütung der Regelblindenergie in einen Leistungs- und Arbeitspreis sinnvoll.
- Unterhalb bestimmter Blindleistungsgrenzen sollte die Möglichkeit bestehen, auf eine Differenzierung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis zu verzichten. Stattdessen wäre eine Pauschalvergütung oder eine Kopplung an den Stromverbrauch (Wirkenergie) denkbar, um den Mess- und Abrechnungsaufwand klein zu halten.
- Neben DEA müssen auch industrielle Kompensationsanlagen bzw. Blindleistungs-Quellen von Endkunden einen fairen und diskriminierungsfreien Zugang zum Blindleistungs-Markt haben.

Vereinbarungen zwischen VNB und einzelnen Stromkunden zur Blindleistungs-Bereitstellung wären bereits heute denkbar. Ohne Änderungen des regulatorischen Rahmens, betriebswirtschaftliche Anreize und neu zu etablierende Prozesse werden diese Möglichkeiten jedoch nicht ausgeschöpft. Blindleistung muss

einen volkswirtschaftlichen Wert erhalten. Nur so kann die Blindleistungs-Kompensation in Verbindung mit einem leistungsstarken Blindleistungs-Management entscheidend zum Erfolg der Energiewende beitragen.

5 Ausblick

Die im Rahmen dieser Studie erarbeiteten Erkenntnisse erlauben eine erste grundlegende Beschreibung eines zukünftigen Blindleistungs-Managements. Weitergehende Fragen zur Einführung und Organisation des Blindleistungs-Managements sind allerdings noch unbeantwortet. Es besteht dringender Diskussionsbedarf zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Verteilungsnetzbetreibern, Blindleistungs-Kunden und -Anbietern sowie den politisch Verantwortlichen. Zur Untermauerung der Vorteile eines Blindleistungs-Managements werden weitere Forschungsprojekte unter realen Netzverhältnissen empfohlen.

Deshalb ist es notwendig, dass in der nächsten Zeit vor allem auf folgenden Gebieten Fortschritte erzielt werden:

- Entwicklung von Methoden zur Berücksichtigung des Blindleistungs-Managements bereits in der Netzplanung hinsichtlich Kosten und Nutzen,
- Entwicklung von robusten und flexiblen Regelalgorithmen des Blindleistungs-Managements,
- Konzeption von Marktmodellen und -mechanismen der regionalen Blindleistungsmärkte und geeigneter Abrechnungsmodalitäten,

- Ermittlung der erforderlichen Blindleistungsfähigkeit eines Verteilungsnetzes,
- Erstellung von Grundsätzen für die Anpassung des regulatorischen und normativen Rahmens
 - für eine faire und wettbewerbsförderliche Erbringung von Blindleistung,
 - kostenminimierendem Einsatz und
 - Anerkennung der Kosten auf Seiten der Netzbetreiber

Literatur

- [1] ‚Energiewende – Wikipedia‘. [Online]. Verfügbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Energiewende>. [Zugegriffen: 09-Juli-2013].
- [2] B. Walther und R. Zingel, ‚Verbesserung der Spannungsqualität bei zunehmenden Einsatz von Leistungselektronik‘, gehalten auf der Internationale ETG-Kongress 2009, Düsseldorf, 2009.
- [3] VDEW, Hrsg., ‚Tonfrequenz-Rundsteuerung – Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen‘, Ausgabe-1997.
- [4] Deutsches Institut für Normung e. V., ‚DIN EN 61000-3-2 – Grenzwerte für Oberschwingungs-Ströme (Geräte-Eingangsstrom ≤ 16 A je Leiter)‘. VDE-Verlag, 2010.
- [5] Deutsches Institut für Normung e. V., ‚DIN EN 61000-3-12 – Grenzwerte für Oberschwingungs-Ströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom > 16 A und ≤ 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind‘. VDE-Verlag, 2012.
- [6] FNN, Hrsg., ‚Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen (D-A-CH-CZ)‘, 2006.
- [7] BMWI, Hrsg., ‚Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung‘, Nov-2012.
- [8] VDN, Hrsg., ‚TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber‘, 2007.
- [9] BDEW, Hrsg., ‚Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz‘, Juni-2008.
- [10] VDE, Hrsg., ‚VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz‘. VDE Verlag GmbH, Aug-2011.
- [11] ZVEI, Hrsg., ‚More energy efficiency throug process automation‘, 14-Jan-2013.
- [12] ZVEI, ‚Elektrische Antriebe – Energieeffizienz wird zunehmend reglementiert‘, 08-Apr-2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.zvei.org/Verband/Fachverbaende/Automation/Seiten/Elektrische-Antriebe-Energieeffizienz-wird-zunehmend-reglementiert.aspx>. [Zugegriffen: 08-Apr-2013].
- [13] BDEW, ‚Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz‘, 2011.
- [14] BDEW, Hrsg., ‚Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz‘, 2008.
- [15] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hrsg., ‚Monitoringbericht 2012‘, 2012.
- [16] W. Just und W. Hofmann, Blindstrom-Kompensation in der Betriebspraxis: Ausführung, Energieeinsparung, Oberschwingungen, Spannungsqualität. Berlin; Offenbach: VDE-Verl., 2003.
- [17] I.-F. Primus, Netzstationen. Berlin: VDE-Verl., 2009.
- [18] Deutsch Energie-Agentur GmbH (dena), Hrsg., ‚Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie)‘, 11-Dez-2012.
- [19] Bundesnetzagentur, Hrsg., ‚Kraftwerkliste Bundesnetzagentur‘, März-2013.
- [20] BMU, Hrsg., ‚Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder‘, 15-Okt-2012.
- [21] O. Feix, R. Obermann, M. Hermann, und S. Zeltner, ‚Netzentwicklungsplan Strom 2012, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber‘, Mai-2012.
- [22] G. Kerber, ‚Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen‘, Technischen Universität München, München, 2011.

Anhang

Anhang A Blindleistungs-Verhalten von Netzbetriebsmitteln

Neben den Endverbrauchern weisen auch die Netzbetriebsmittel einen Blindleistungsbedarf auf. Dieser wird maßgeblich von der Betriebsmittelauslastung beeinflusst. Transformatoren wirken durchgehend induktiv, wohingegen Leitungen sich sowohl kapazitiv als auch induktiv verhalten können. Die Ausprägung des jeweiligen Verhaltens ist dabei vom Leitungstyp (Kabel/ Freileitung) und der betrachteten Spannungsebene abhängig.

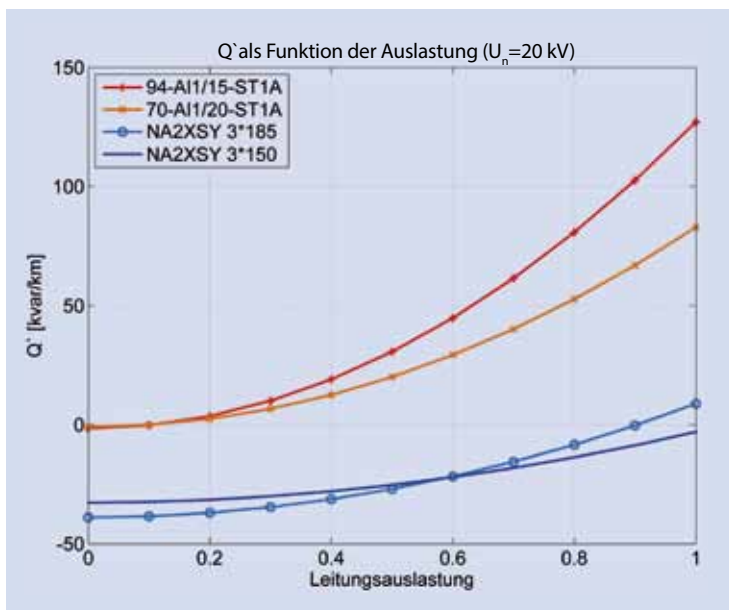
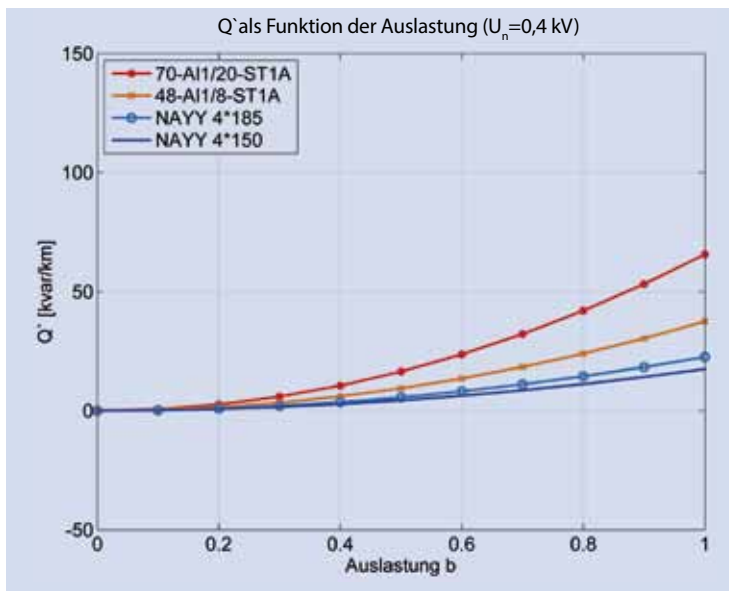
Anhang A.1 Blindleistungs-Verhalten von Transformatoren

Transformatoren nehmen induktive Blindleistung auf. Diese unterteilt sich in eine nahezu konstante Hauptfeld-Blindleistung und eine belastungsabhängige Streufeld-Blindleistung. Das in Abbildung 1 (Kapitel 2.2) dargestellte Blindleistungs-Verhalten zeigt eine quadratische Abhängigkeit zur Auslastung.

Anhang A.2 Blindleistungs-Verhalten von Leitungen und Kabeln

Der Blindleistungs-Bedarf von Leitungen lässt sich in guter Näherung in einen konstanten kapazitiven Anteil Q_C und einen auslastungs-abhängigen induktiven Teil Q_L aufteilen. Q_C ist durch die Netzspannung und den Suszeptanzbelag als Freileitungen, die ihrerseits einen höheren Reaktanzbelag als Kabel aufweisen. Der kapazitive und induktive Blindleistungs-Bedarf kompensieren sich teilweise.

Abb. 25: Auf die Leitungslänge bezogener Blindleistungs-Bedarf. Oben: Kabel und Freileitungen in der Niederspannung, unten Kabel und Freileitungen in der Mittelspannung.



Quelle: ZVEI

beeinflusst wird. Konstruktive Einflussfaktoren auf die beiden Leitungsbeläge sind der Leiterabstand und der verwendete Isolierstoff. Deshalb besitzen Kabel einen höheren Suszeptanzbelag als Freileitungen, die ihrerseits einen höheren Reaktanzbelag als Kabel aufweisen. Der kapazitive und induktive Blindleistungs-Bedarf kompensieren sich teilweise. Lediglich die Differenz bildet sich als gesamter Blindleistungs-Bedarf ab. Bereits ab geringem Verkabelungsgrad verhält sich das Netz in Schwachlastzeiten kapazitiv, in Starklastzeiten induktiv. Ausgeglichen in seiner Blindleistungs-Bilanz ist eine Leitung, wenn sich die kapazitive und induktive Blindleistung gegenseitig aufheben. Dies ist der Fall, wenn sie ihre natürliche Leistung P_{nat} überträgt.

Im NS-Netz verhalten sich Kabel als auch Freileitungen schon bei niedriger Leitungsauslastung induktiv. Im MS-Netz muss stärker zwischen den Leitungstypen differenziert werden, da sich Freileitungen überwiegend induktiv verhalten ($P_{nat} \ll S_{therm}$), Kabel jedoch nahezu über den kompletten Auslastungsbereich kapazitiv wirken ($P_{nat} \approx S_{therm}$).

Erfolgt ein Netzausbau vorwiegend mit Kabeln, bewirkt dies ein zunehmendes kapazitives Verhalten des Verteilungsnetzes. Das NS-Netz selbst bleibt induktiv (ausgenommen Leerlauf), das MS-Netz wird mit zunehmendem Verkabelungsgrad kapazitiver. Soll das Netz weniger stark kapazitiv wirken, müsste im MS-Netz vor allem auf einen höheren Freileitungsanteil gesetzt oder eine höhere Auslastung der bestehenden Leitungen angestrebt werden.

Durch einige Umformungen der Blindleistungssumme, ergibt sich folgender auslastungsabhängige und auf die Leitungslänge normierte Ausdruck:

$$Q' = [(b * S_{therm} / P_{nat})^2 - 1] * Q'_C$$

Dabei beschreibt S_{therm} die thermische Grenzleistung der Leitung ($S_{\text{therm}} = \sqrt{3} \times I_{\text{Dauer}} \times U_n$)⁴⁸, b den Belastungsgrad bzw. die Auslastung der Leitung, die das Verhältnis von übertragener Scheinleistung zur thermischer Scheinleistung wiedergibt ($b = S_{\text{ü}} / S_{\text{therm}}$) und P_{nat} die natürliche Leistung der Leitung ($P_{\text{nat}} = U_n^2 / \sqrt{X_L \times X_C}$). Beim Betrieb der Leitung mit P_{nat} erfolgt eine reine Wirkleistungsübertragung. Die Blindleistungsbilanz der Leitung ist Null. D. h. der induktive Blindleistungsbedarf Q_L der Leitung entspricht der bereitgestellten kapazitiven Blindleistung Q_C . Bei unternatürlichem Betrieb ($b < P_{\text{nat}} / S_{\text{therm}}$)

überwiegt der kapazitive Anteil der Leitung, wohingegen bei übernatürlichem Betrieb ($b > P_{\text{nat}} / S_{\text{therm}}$) die Leitung induktiv wirkt.

Die in Abbildung 25 dargestellten Kennlinien zeigen den normierten Blindleistungs-Bedarf Q' verschiedener Leitungen unter der Annahme, dass der Dauerbelastungsstrom gleich dem Bemessungsstrom ist. Unterteilt sind die Kennlinien dabei in zwei Bereiche, den unternatürlichen ($Q' < 0$) und den übernatürlichen ($Q' > 0$).

Anhang B Blindleistungs-Flüsse im deutschen Stromnetz

Zur Bestimmung des Haushalts-, Gewerbe- und Industrieanteils am gesamten Blindleistungs-Bedarf wurde eine Zuordnung anhand des Jahresenergieverbrauchs und der Standardlastprofile H0 und G0 (Siehe Anhang C) vorgenommen. Haushalte wurden hierbei mit einem Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ von 0,97, Gewerbe von 0,95 und Industrie von 0,90 veranschlagt. Dabei ist der Blindleistungs-Bedarf der Verbrauchssektoren Gewerbe und Industrie teilkompensiert. Die prozentuale Aufteilung von Gewerbe und Industrie erfolgt auf Basis des in [18] aufgeführten prozentualen Energieverbrauchs in Abhängigkeit von Verbrauchssektor und Spannungsebene. Der Blindleistungs-Bedarf der Netzbetriebsmittel (Leitungen und Transformatoren) wurde unter Anwendung der in Abbildung 27 angegebenen Auslastungswerte bestimmt. Diese werden durch eine Abschätzung im Starklastfall ohne DEA-Einspeisung (Abbildung 27) und Skalierung anhand der Wirkleistungsflüsse in den anderen Szenarien (Abbildung 26, Abbildung 28 und Abbildung 29) festgelegt. Für die Transformatoren der Netzebene (NE) 2, 4 und 6 ergeben sich durch den Bezug des Leistungsflusses auf die installierte Bemessungsleistung [19] mittlere Belastungswerte. Für die Leitungen der jeweiligen Netzebene wurde die Summe der ins Netz hineinfließenden Flüsse, die übertragen bzw. verteilt werden müssen, zur Skalierung verwendet.

In den Fällen mit Einspeisung aus DEA wurde ein Gleichzeitigkeitsgrad von 70 Prozent bei PV-Anlagen, 80 Prozent bei Windenergieanlagen und 90 Prozent bei Biomasseanlagen sowie ein minimaler Verschiebungsfaktor von $\cos\varphi = 0,95$ angenommen. Gleichzeitig wurde bei Starklast eine konventionelle Kraftwerksleistung von 25 GW und bei Schwachlast von 8 GW berücksichtigt, die nach [20] zur Gewährleistung der Netzstabilität vonnöten ist. Der resultierende Netto-Blindleistungs-Bedarf wurde abschließend, anhand der jeweiligen installierten Kraftwerksleistung auf die einzelnen Spannungsebenen aufgeteilt.

In Abbildung 30 und Abbildung 31 ist der Schwach- und Starklastfall mit Einspeisung aus DEA für das Jahr 2023 dargestellt. Die Bestimmung der Blindleistungs-Flüsse erfolgt unter Berücksichtigung der in [21] beschriebenen Entwicklung von DEA (Szenario C) und unter Annahme einer gleichbleibenden Spitzenlast von ca. 85 GW.

Zu beachten ist, dass die dargestellten Blindleistungs-Flüsse unter Einbeziehung von Synergieeffekten innerhalb einer Spannungsebene dargestellt wurden. Die dabei auftretenden Ausgleichsflüsse über andere Netzebenen wurden nicht berücksichtigt.

⁴⁸ I_{Dauer} beschreibt den maximal zulässigen thermischen Betriebsstrom einer Leitung, der durch Verlegeart, Belastungsgrad und Umgebungstemperatur beeinflusst wird.

Abb. 26: Blindleistungs-Flüsse bei Schwachlast ohne Einspeisung aus DEA

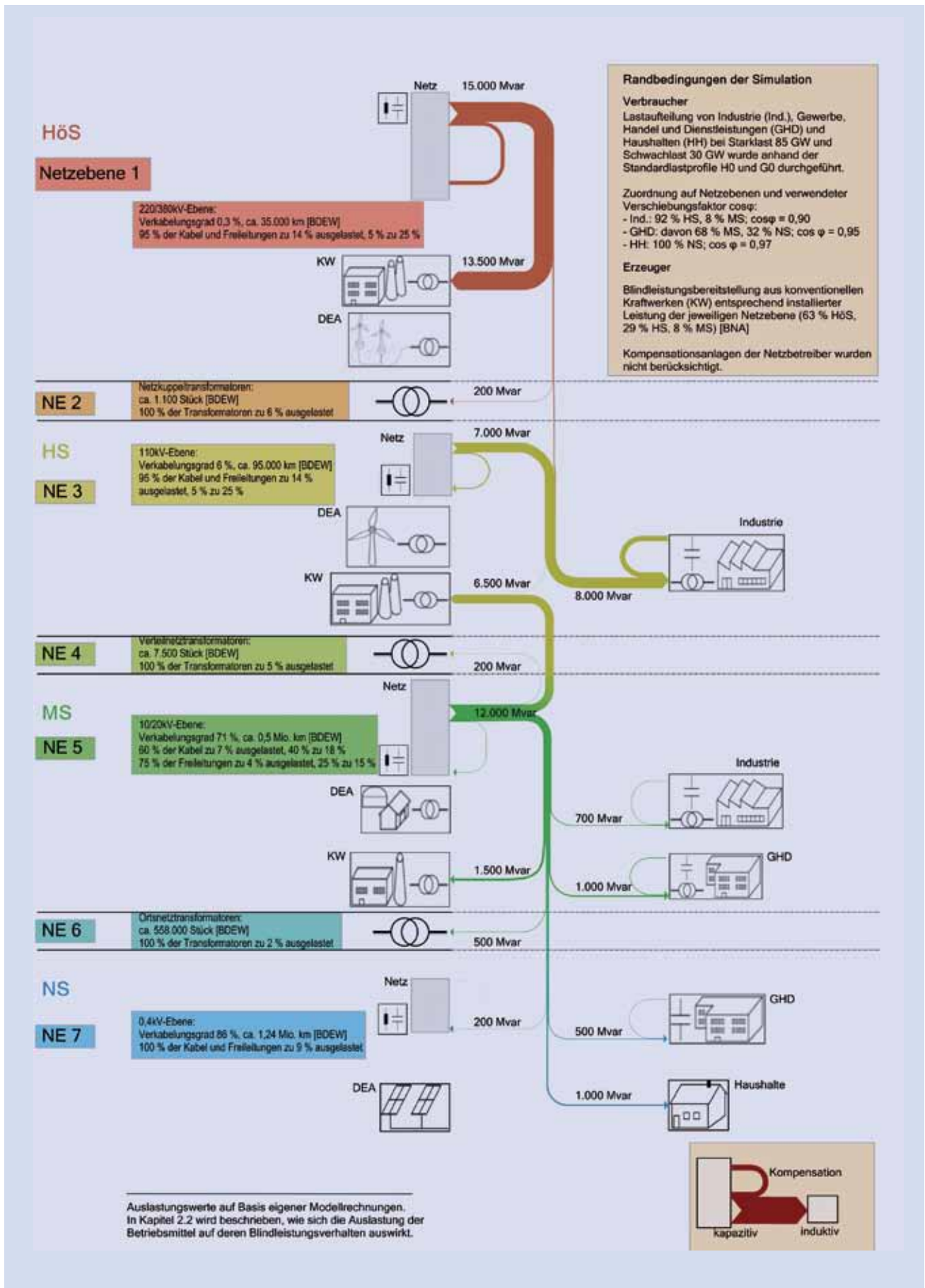


Abb. 27: Blindleistungs-Flüsse bei Starklast ohne Einspeisung aus DEA

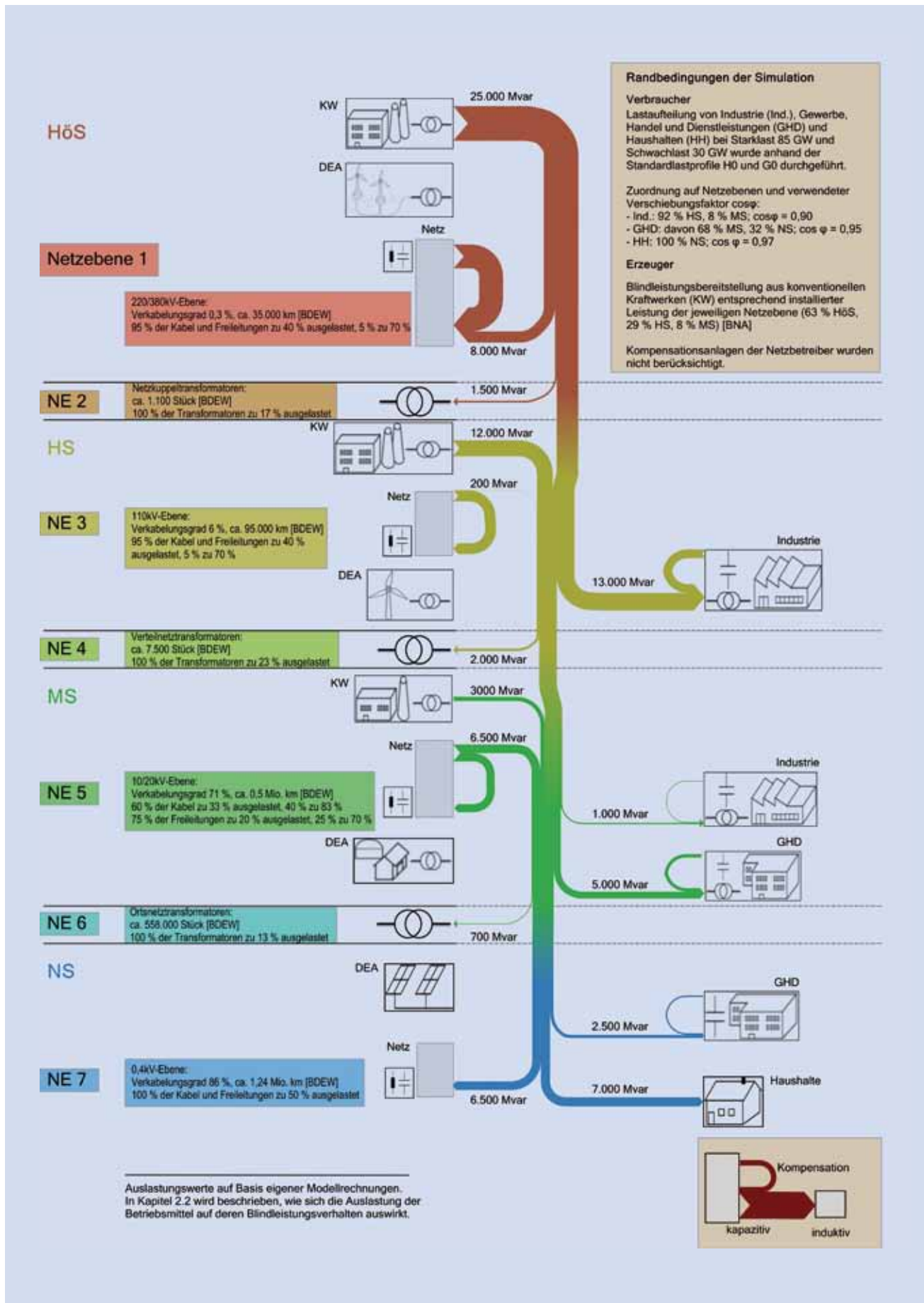


Abb. 28: Blindleistungs-Flüsse bei Schwachlast mit Einspeisung aus DEA

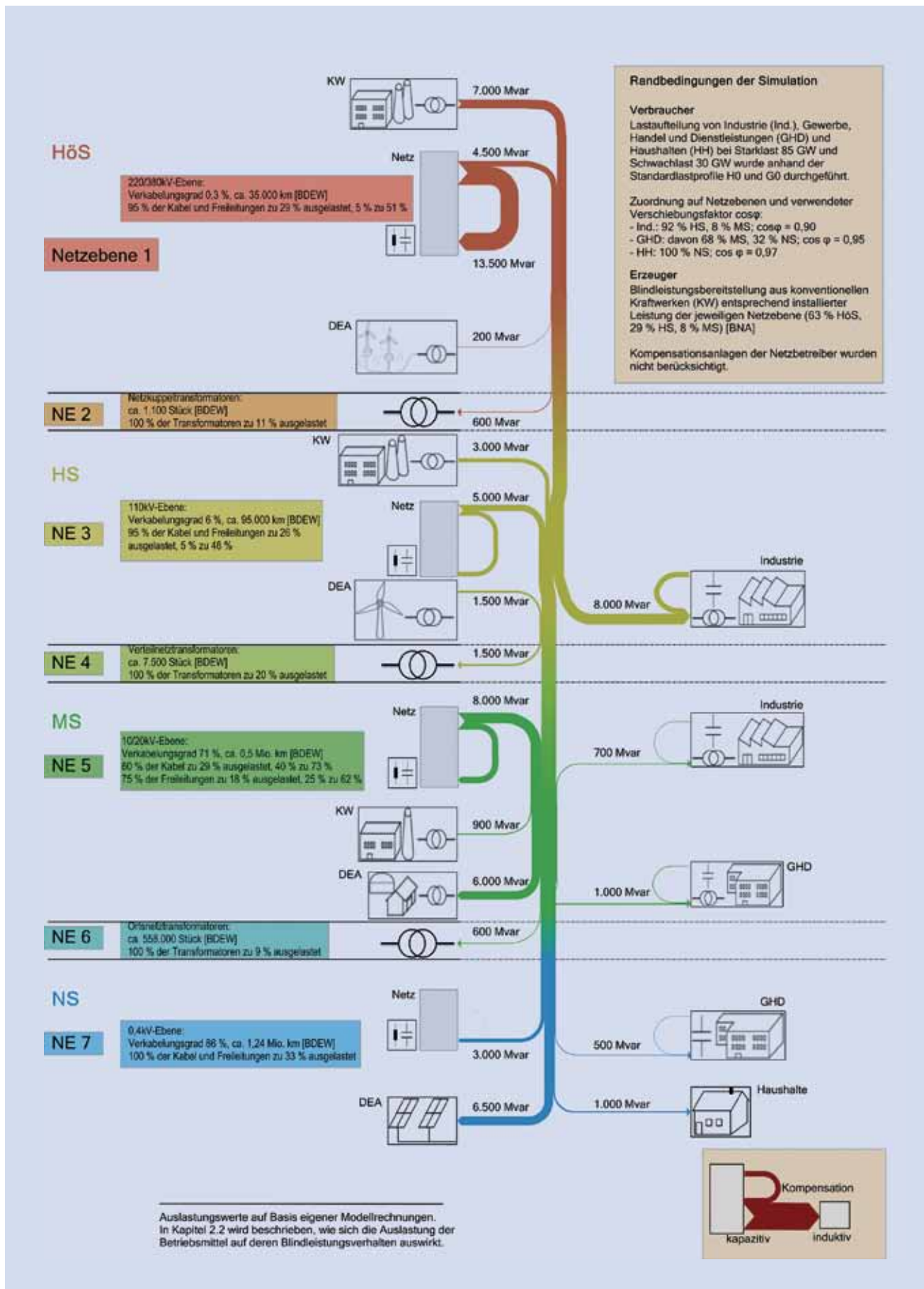


Abb. 29: Blindleistungs-Flüsse bei Starklast mit Einspeisung aus DEA

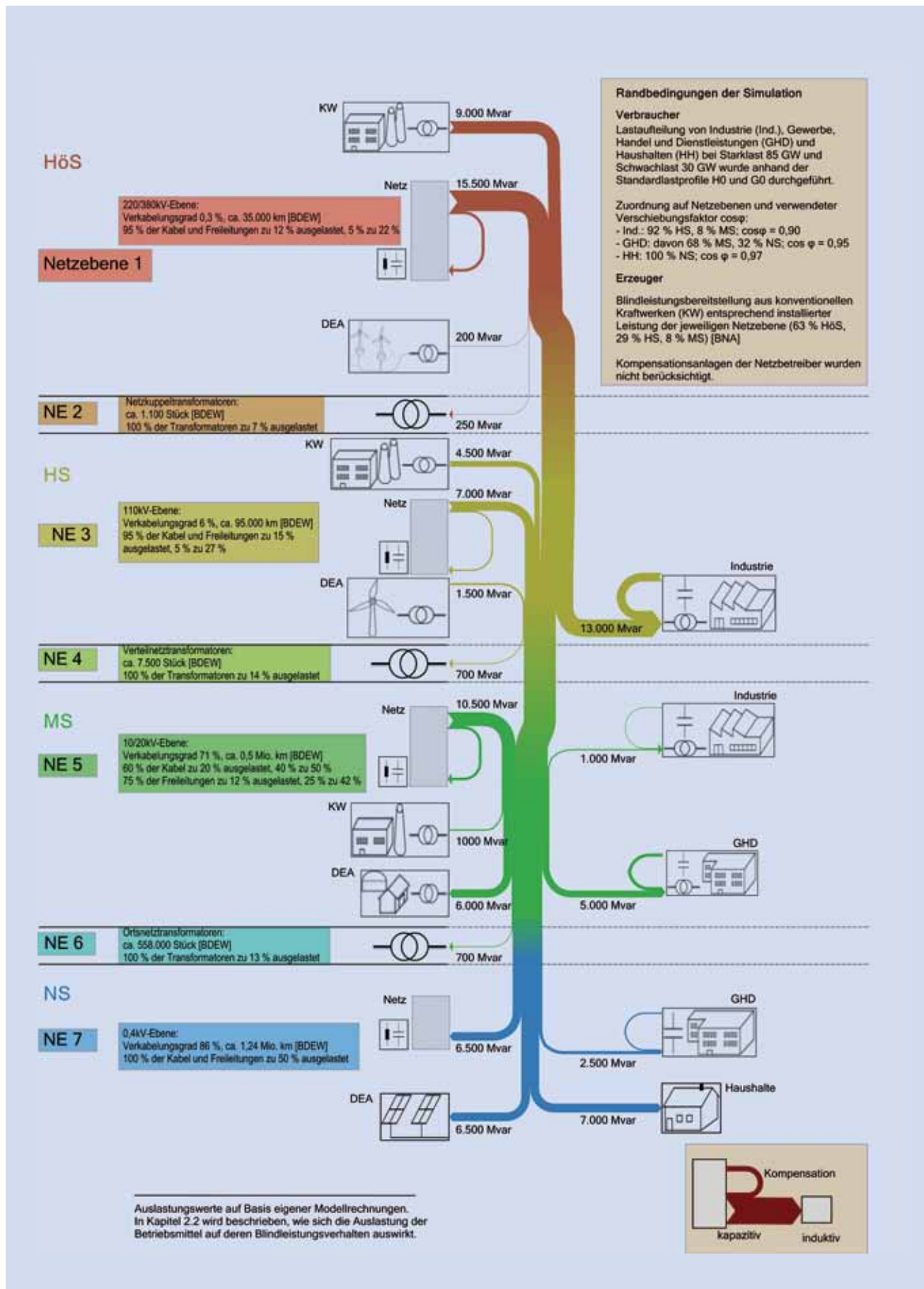


Abb. 30: Blindleistungs-Flüsse bei Schwachlast mit Einspeisung aus DEA im Jahr 2023

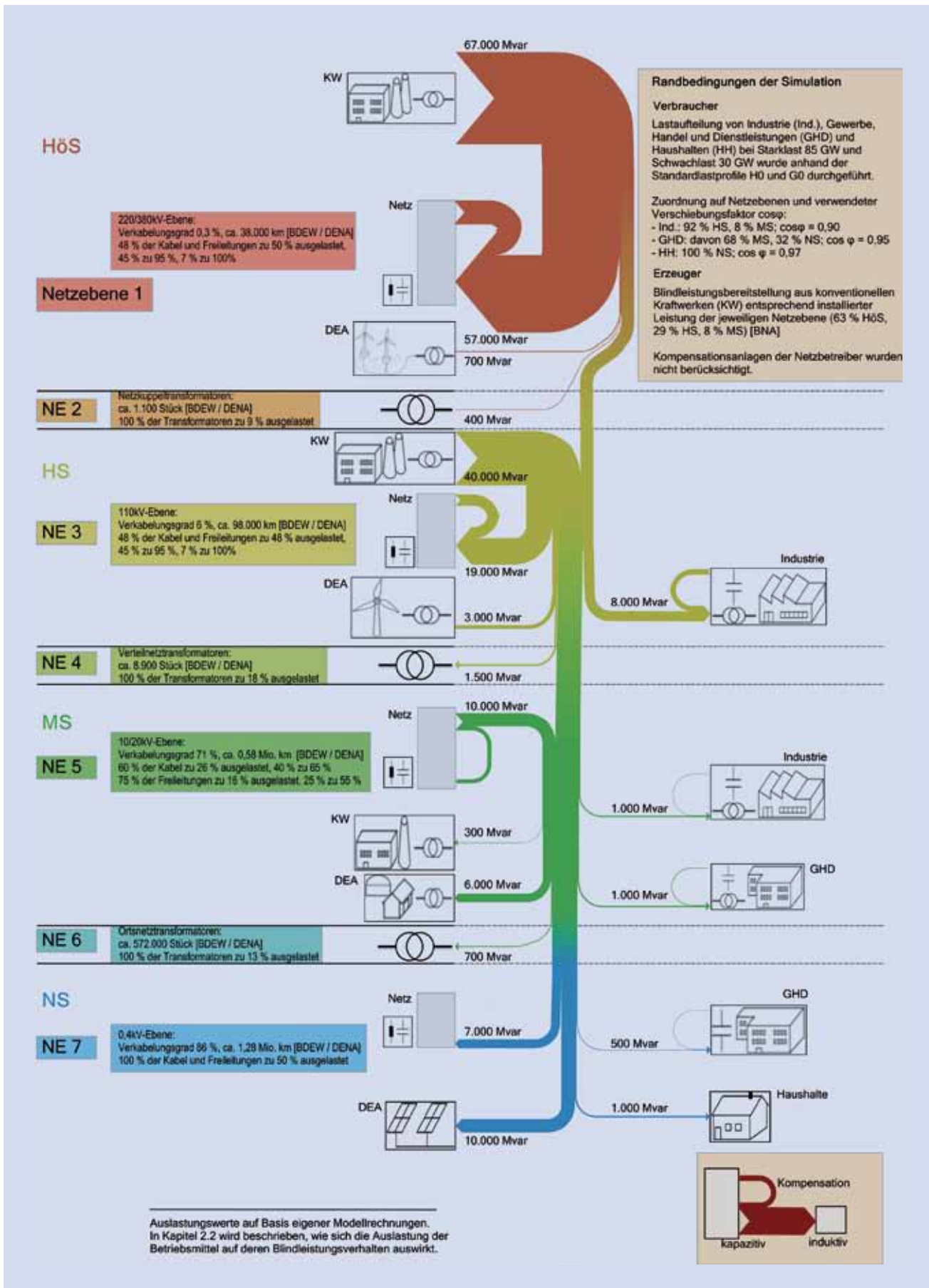
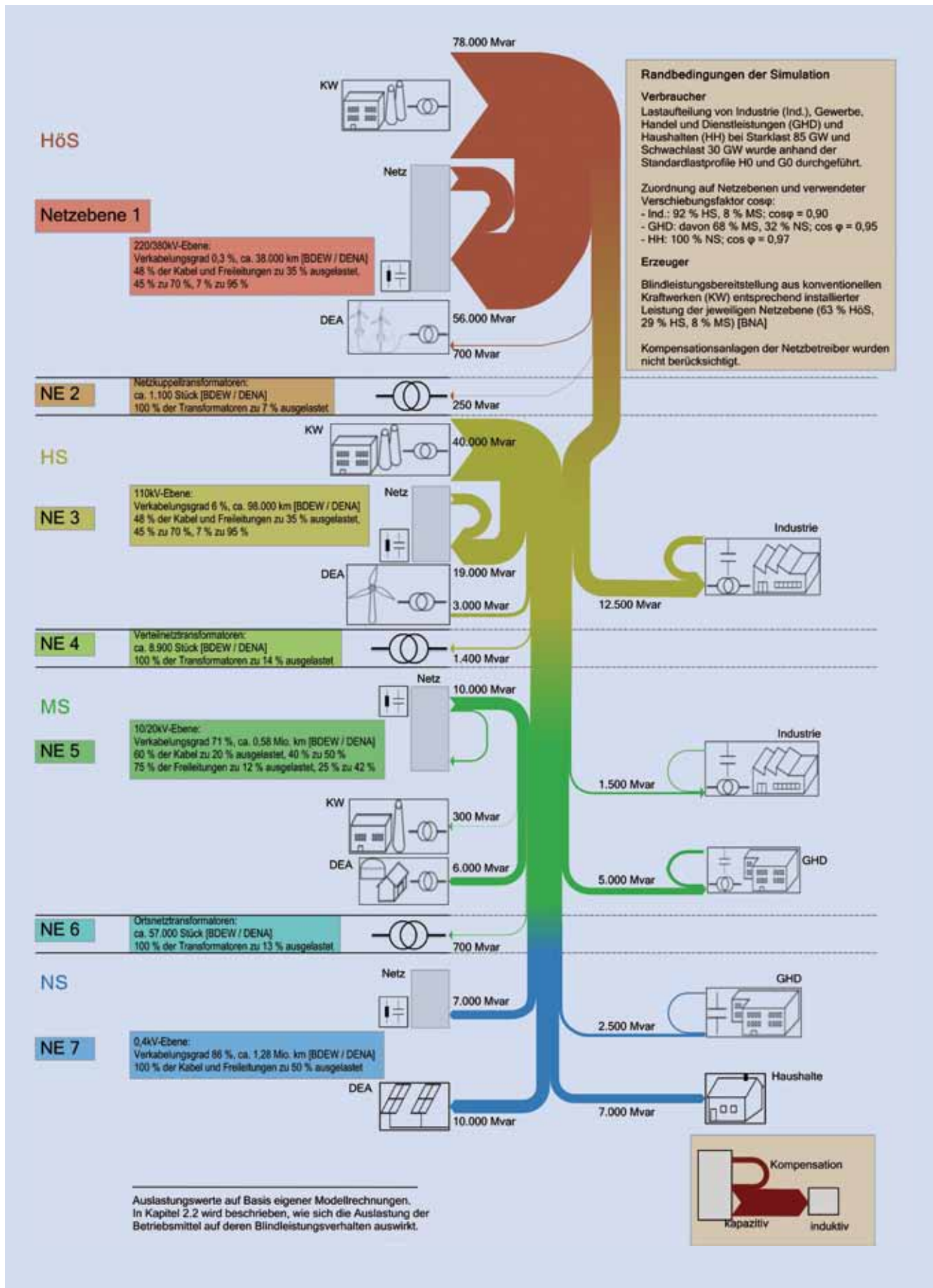


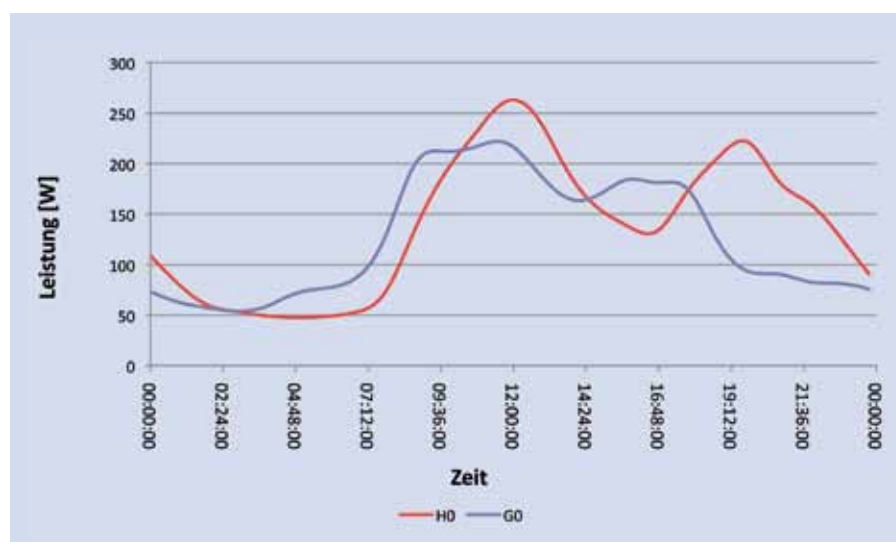
Abb. 31: Blindleistungs-Flüsse bei Starklast mit Einspeisung aus DEA im Jahr 2023



Anhang C Standardlastprofile

Zur Planung des Ausgleichsenergiebedarfs verwenden Netzbetreiber für Kundengruppen mit weniger als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder weniger als 50 kW Anschlussleistung standardisierte Lastprofile. Diese wurden Mitte der 1980er Jahre vom VDEW⁴⁹ erstellt und sind als mittlerer Lastgang (im 15-Minuten-Raster und auf 1.000 kWh pro Jahr normiert) der jeweiligen Verbrauchergruppe zu sehen. Abbildung 32 zeigt beispielsweise den Lastgang eines Haushaltes (HO) und Gewerbebetriebes (GO) an einem Wochentag.

Abb. 32: Darstellung der Standardlastprofile HO und GO an einem Werktag



Quelle: ZVEI

⁴⁹ VDEW: Verband der Elektrizitätswirtschaft (ist 2007 im Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) aufgegangen)

Anhang D Beispielnetze für Simulationen

Die NS-Netze werden anhand eines vereinfachten Modells nachgebildet und analysiert. Dabei spiegeln sie aufgrund ihrer unterschiedlichen Transformator-Bemessungsleistung und Laststruktur Wohn-, Gewerbe- oder Mischgebiete im ländlichen, vorstädtischen oder städtischen Regionen wieder. Da ein signifikanter Einfluss bei Anwendung eines höheren Kompensationsgrades ($\cos\varphi > 0,90$) auf die Blindleistungs-Flüsse nur bei größeren gewerblichen bzw. industriellen Verbrauchern zu erwarten ist und diese überwiegend gebündelt im NS-Netz (Gewerbegebiet) auftreten, wird vereinfacht die Versorgungsstruktur über zwei separate Sammelschienenabgänge modelliert. Änderungen des Kompensationsgrades haben folglich nur direkten Einfluss auf den Ortsnetztransformator und die Anschlussleitung des Betriebes. Haushalte

hingegen werden nur indirekt über ein sich änderndes Spannungsniveau der Transformatorsammelschiene auf der NS-Seite beeinflusst.

Bei der Betrachtung der MS-Ebene wird die Netztopologie und Verteilung von MS-Betrieben und Abgängen von Ortsnetzen detaillierter nachgebildet. Untersucht wird ein Beispielnetz auf Basis eines offenen Ringes mit drei Strängen sowie einem MS-Betrieb mit Stichtanbindung. Das Verbraucherverhalten wird dabei anhand von skalierten Messdaten (für MS-Betriebe) und der aus den NS-Simulationen resultierenden Lastgängen der NS-Netze beschrieben.

Anhang D.1 NS-Beispielnetze

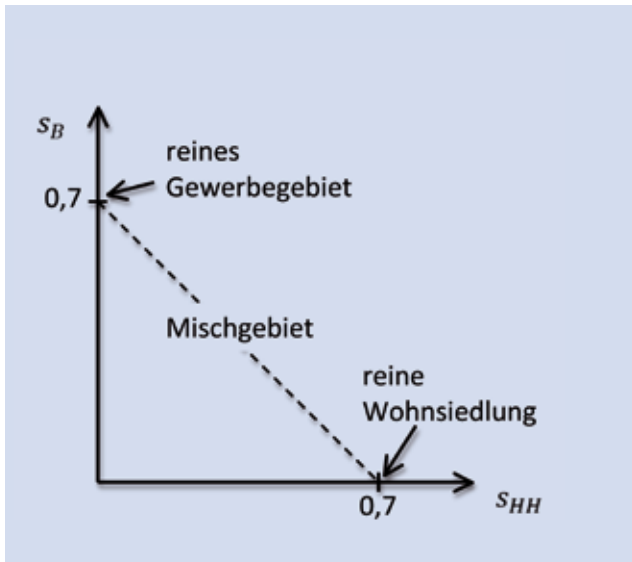
Um unterschiedliche regionale Gegebenheiten der NS-Ebene zu berücksichtigen, wurden sechs NS-Beispielnetze modelliert und analysiert. Die einzelnen Netze unterscheiden sich in der Bemessungsleistung der Ortsnetztransformatoren⁵⁰ und anhand des jeweiligen Anteils von Haushalts- bzw. Betriebslast an der maximalen Transformatorauslastung. Letztere ist vom Netzbetreiber abhängig und liegt bei etwa 70 Prozent der Transformator-Bemessungsleistung. Für die Definition der NS-Beispielnetze erfolgt eine Aufspaltung der maximalen Auslastung ($S_{\text{Trafo_max}}$) in einen Anteil der Betriebe (S_B) und der Haushalte (S_{HH}), so das gilt:

$$S_B + S_{\text{HH}} = S_{\text{Trafo_max}} = 70 \%$$

Somit können reine Wohnsiedlungen, Gewerbegebiete oder Mischformen, wie in Abbildung 33 dargestellt, konfiguriert werden. Als weiterer Parameter wird unabhängig vom Netztyp die Länge d (siehe Abbildung 34) der Anschlussleitung des Betriebes in drei Stufen (0/ 200/ 400 m) bei jeder Kompensationsstufe variiert. Die Ausführung der Anschlussleitung muss in der Ausgangssituation (minimaler Verschiebungsfaktor liegt bei 0,90) gewährleisten, dass zum einen die Leitung nicht überlastet ist und zum anderen ein maximaler Spannungsabfall von 5 Prozent nicht überschritten wird. Da mit steigender Bemessungsleistung des Ortsnetztransformators S_{ONT} die zu übertragende Leistung steigt, wird eine Anpassung der Anschlussleitung für jeden Netztyp vorgenommen (siehe Tabelle 5). Eine Übersicht, der in den Simulationen verwendeten NS-Netze, ist in Tabelle 6 dargestellt.

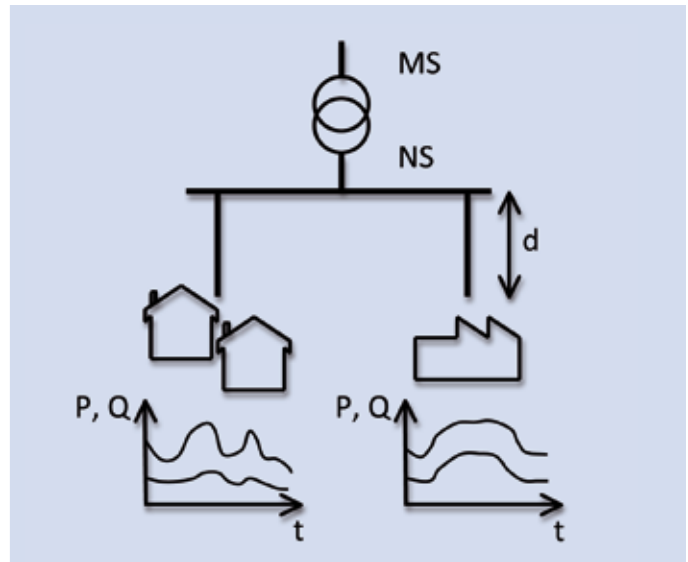
⁵⁰ Einteilung auf Basis der statistischen Auswertung in [22]

Abb. 33: Einfluss prozentualer Anteil der Verbraucher auf Netztyp



Quelle: ZVEI

Abb. 34: Synthetische Niederspannungsnetze mit Haushaltlast und betrieblichem Verbraucher (mit variabler Länge d der Anschlussleitung)



Quelle: ZVEI

Tab. 5: Ausführung der NS-Leitung zwischen NS-Betrieb und Sammelschiene des Ortsnetztransformators in Abhängigkeit des Netztyp

Netztyp	Ausführung
Dorf 1+2	1 x NAYY 4x150 mm ²
Vorstadt 1+2	2 x NAYY 4x150 mm ²
Stadt 1+2	3 x NAYY 4x185 mm ²

Tab. 6: Übersicht über die Parameter der verwendeten NS-Beispielnetze

Beispielnetz	S_{r_ONT} [kVA]	S_B	S_{HH}	Anmerkung
Dorf 1	250	0,2	0,5	niedriger Gewerbeanteil
Dorf 2	250	0,4	0,3	hoher Gewerbeanteil
Vorstadt 1	400	0,2	0,5	niedriger Gewerbeanteil
Vorstadt 2 Gewerbegebiet	400	0,7	0,0	ausschließlich Gewerbe
Stadt 1	630	0,2	0,5	niedriger Gewerbeanteil
Stadt 2 Gewerbegebiet	630	0,7	0,0	ausschließlich Gewerbe

Anhang D.2 MS-Beispielnetze

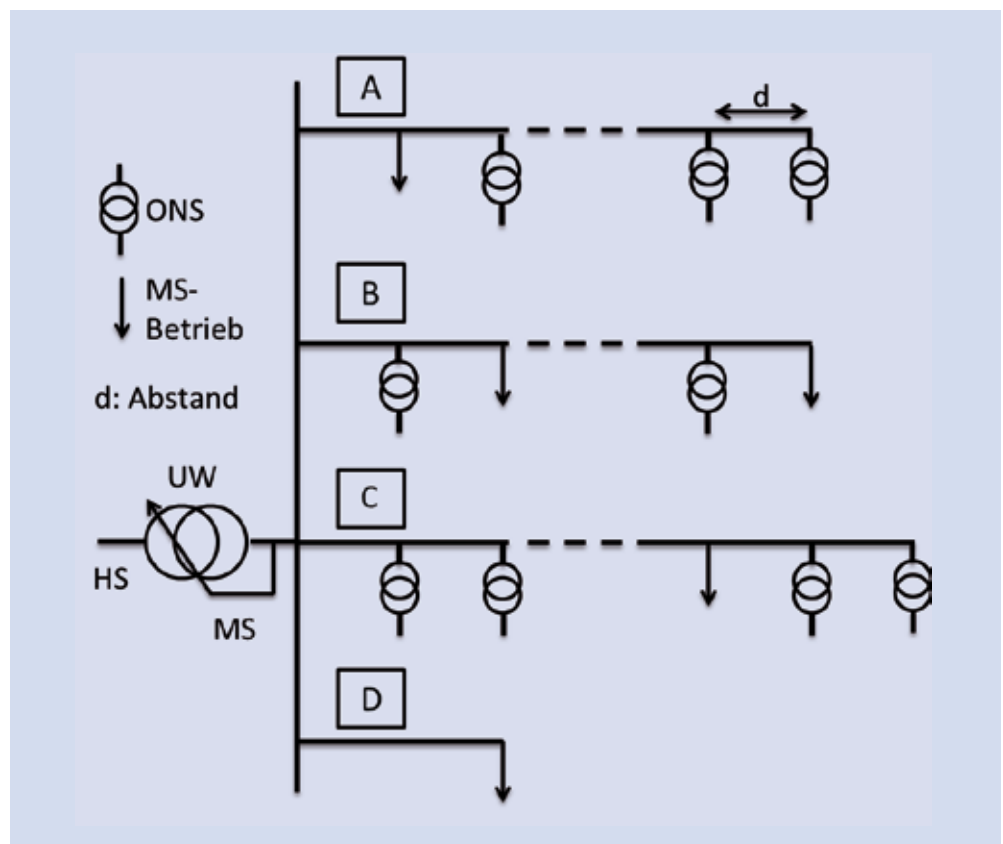
Anhand Abbildung 35 soll die Konstruktionsgrundlage des MS-Beispielnetzes erläutert werden. Aus Gründen der Versorgungssicherheit ergibt sich, dass eine Aufteilung der vorhandenen MS-Stränge auf verschiedene Versorgungsregionen (z. B. Stadtgebiet, Landgebiet oder Industriegebiet) durchgeführt wird.

Es wird zwischen ländlichen und städtischen Strängen unterschieden, weil ländliche meist einen hohen Freileitungsanteil aufweisen. Dies liegt vor allem daran, dass größere Distanzen überwunden werden müssen und Freileitungen geringere Investitionskosten⁵¹ verursachen. In den Ballungszentren ‚Städten‘

hingegen überwiegt die Verkabelung, was mit einer höheren Versorgungssicherheit gleich zu setzen ist. In Stadtnetzen treten außerdem geringere Stranglängen auf als auf dem Land.

Unter Beachtung dieser Zusammenhänge erfolgt die Definition des MS-Beispielnetzes anhand von drei bzw. vier Strangtypen, die jeweils stellvertretend für ein versorgtes Gebiet stehen (Abbildung 35). Strang A versorgt ein städtisches, Strang B ein vorstädtisches und Strang C ein ländliches Gebiet. Strang D besitzt einen ‚Sonderstatus‘, da er als ‚Stich‘ mit variabler Länge zur Anbindung eines MS-Betriebes ausgeführt ist.

Abb. 35: Aufbau des MS-Beispielnetzes: Umspannwerk-Transformator mit $S_{r,UW} = 40 \text{ MVA}$, 3 bzw. 4 MS-Stränge ausgeführt als offener Ring, 4 bzw. 5 MS-Betriebe, 26 MS-Netze



Quelle: ZVEI

⁵¹ Mit steigender Spannungsebene kehrt sich das Kostenverhältnis um.

In Tabelle 7 sind die weiteren Strangparameter wie die Stranglänge, der Abstand der Anschlusspunkte, die verwendeten NS-Netze und die maximale Scheinleistung (S_{\max}) der MS-Betriebe zusammengefasst. Bei den NS-Netzen erfolgt ausgehend von der Sammelschiene eine abwechselnde Anbindung der beiden Netztypen (siehe Tabelle 7, Spalte 4) unter Ausnahme der eingezeichneten Anschlusspunkte der MS-Betriebe. Im Hinblick auf die betriebliche Durchdringung⁵² wurden zwei Varianten mit 42,5 Prozent bzw. 50 Prozent betrachtet. Bei Variante 1 werden nur die Stränge A bis C verwendet, in denen insgesamt vier Betriebe (Abbildung 35) mit jeweils

einer Spitzenlast von 5 MVA positioniert sind. Der Strang D ist inaktiv. In Variante 2 wird die Spitzenlast in den oberen drei Strängen auf 3 MVA reduziert und Strang D samt Betrieb mit einer Spitzenlast von 5 MVA aktiviert. Unter Berücksichtigung der NS-Netze ergibt sich so eine Spitzenlast am Umspannwerk-Transformator von 28 MVA. Das betrachtete Beispielnetz stellt somit ein Extremnetz und kein repräsentatives MS-Netz dar, um den maximal möglichen Einfluss der Kompensation auf das Netz abzuschätzen.

Tabelle 8 zeigt abschließend einige weitere Parameter des MS-Beispielnetzes.

Tab. 7: Parameter der in Abbildung 28 dargestellten MS-Stränge

Strangtyp	Stranglänge	Abstand der Anschlusspunkte	NS-Netze	S_{\max} MS-Betrieb in MVA	
				Variante 1	Variante 2
A	10 km	1 km	Stadt1/ 2	5	3
B	10 km	1 km	Vorstadt1/ 2	5	3
C	20 km	2 km	Dorf1/ 2	5	3
D	0/ 2,5/ 5 km	0/ 2,5/ 5 km	-	0	5
betriebliche Durchdringung				50 %	42,5 %

Tab. 8: Übersicht des analysierten MS-Beispielnetzes

	MS-Beispielnetz
kap. Ladeleistung	1,3 Mvar
Leitungslänge	45 km
Verkabelungsgrad	75 %
max. Leitungsauslastung	52...92 %
mittlere Leitungsauslastung	38...53 %

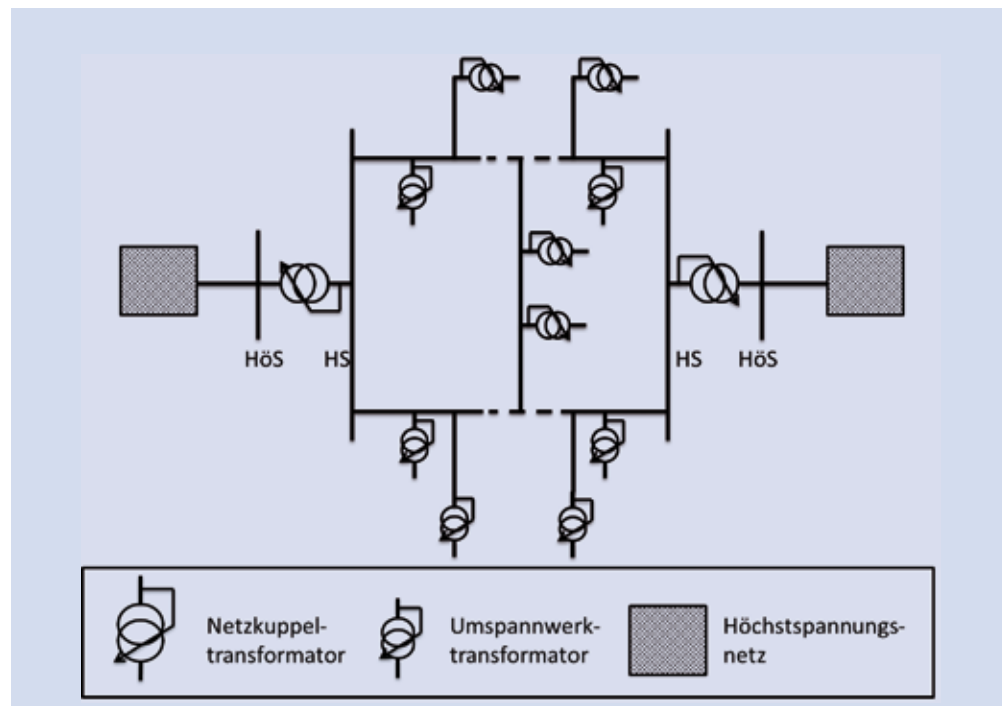
⁵² Verhältnis von Summe der Spitzenlast der Betriebe zu Bemessungsleistung des Umspannwerk-Transformators $S_{r, \text{UW}}$

Anhang D.3 HS/HöS-Beispielnetze

Für die Abschätzung der Verlusteinsparung für das gesamte deutsche Stromnetz werden die in Anhang D.2 beschriebenen ‚Extrem‘-Netzmodelle (hoher Industrie- und Gewerbeanteil) auf eine Jahreshöchstlast von ca. 80 GW skaliert. Hierbei ergibt sich eine Spitzenlast von ca. 12 MVA am Umspannwerk-Transformator. Mit dem resultierenden ‚gemittelten‘ Lastgang des Verteilungsnetzmodells wurde ein Hochspannungsnetz, samt anteiligen HöS-Leitungen modelliert. Das HS-Netz weist die

typische Topologie eines geschlossenen Ringes, mit einer Querverbindung, Satelliten (HS-Stiche mit UW am Ende) und zwei Verknüpfungspunkten zum HöS-Netz auf (Abbildung 36). Bei angenommenen 7000 Umspannwerken und 250 Hochspannungsringen ergeben sich 28 Umspannwerke pro HS-Ring, eine anteilige Leitungslänge an HS-Leitungen von 13 km je Umspannwerk und 70 km HöS-Leitungen je HöS-Knoten, welche bei der Netzauslegung berücksichtigt wurden.

Abb. 36: Netzmodell des HS-Netzes samt anteiligen HöS-Leitungen für die Verlusthochrechnung



Anhang E Netzstruktur des deutschen Stromnetzes

In den folgenden Abbildungen werden der prinzipielle Aufbau des deutschen Stromnetzes (Abbildung 37 und 38) und die anteiligen

Netzgrößen sowie typische Erzeuger und Verbraucher je Spannungsebene aufgezeigt.

Abb. 37: Übersichtsbild mit prinzipiellem Aufbau des deutschen Stromnetzes

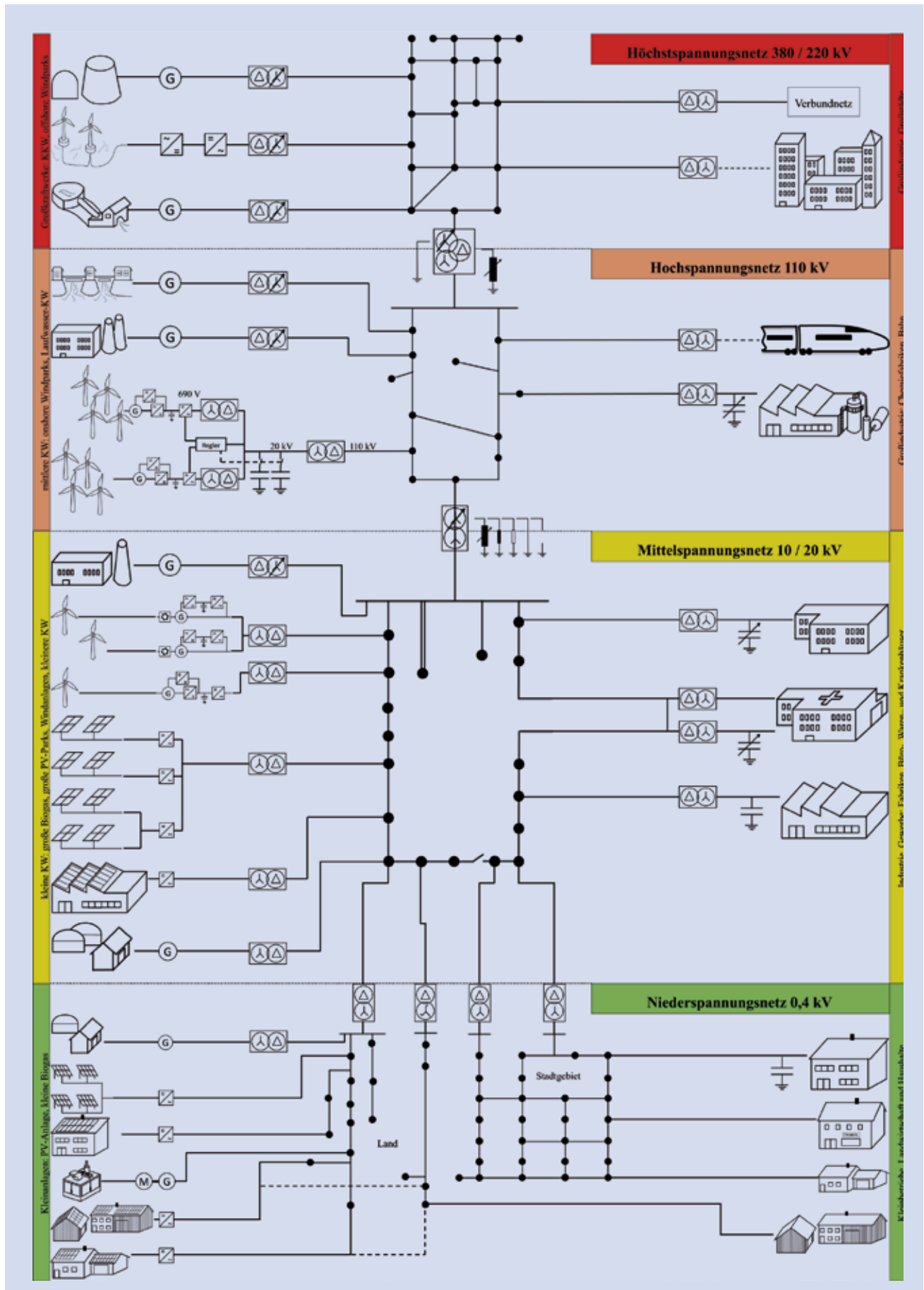
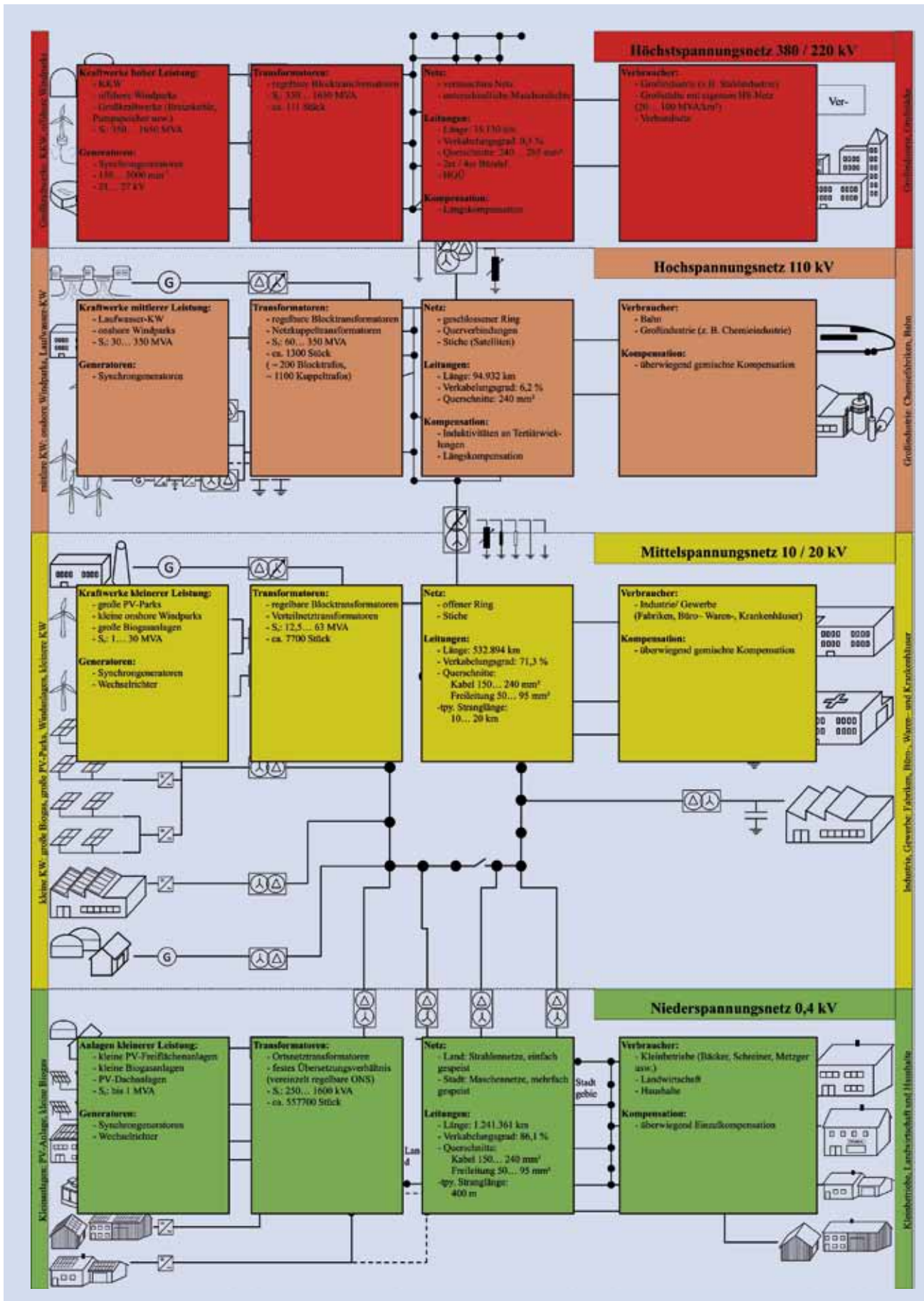


Abb. 38: Übersicht über anteilige Netzgrößen je Spannungsebene sowie typische Verbraucher und Erzeuger im deutschen Stromnetz



Anhang F Spannungsbandaufteilung im Verteilungsnetz

Die in Deutschland existierende Energieverteilungsstruktur ist für einen Leistungsfluss vom Erzeuger hin zum Verbraucher ausgelegt. Entscheidend ist dabei, dass sich die letzte Regelungseinrichtung (Stufenschalter) in Richtung Verbraucher im Transformator des UW befindet und somit die Niederspannungsebene von der Mittelspannungsebene nicht entkoppelt ist. D. h. dass sich Spannungsschwankungen, die beispielsweise aufgrund fluktuierender Einspeisung oder Schalthandlungen im MS-Netz entstehen, sich ungehindert vom MS-Netz ins NS-Netz ausbreiten können. Daraus resultiert, dass das nach DIN EN 50160 bzw. IEC 60038 zulässige Spannungsband von ± 10 Prozent (95 Prozent der Zehn-Minuten-Mittelwerte) der Netznennspannung (U_n), also ein Spannungsbereich mit 20 Prozent, sich über beide Spannungsebenen erstreckt.

Abbildung 39 zeigt eine beispielhafte Aufteilung des nutzbaren Spannungsbandes, wobei die Spannung bezogen auf die Nennspannung in Abhängigkeit des Ortes aufgetragen ist. Dargestellt sind Worst-Case-Szenarien wie sie in der heutigen Netzplanung Praxis sind. Im Starklastfall werden bei minimaler Sammelschienenspannung am UW ausschließlich Lasten, im Einspeisefall bei maximaler Sammelschienenspannung am UW nur Einspeisungen aus DEA ohne Berücksichtigung von gleichzeitigen Verbrauchslasten betrachtet.

Die maximale Spannungsanhebung wurde im MS-Netz mit 2 Prozent und im NS-Netz mit 3 Prozent laut den Empfehlungen aus [9], [10] berücksichtigt.

Für den Starklastfall (durchgezogene Linie) wird von einer Sammelschienenspannung von 101,5 Prozent ausgegangen. Dieser Wert liegt oberhalb der Netznennspannung um dem Spannungsabfall, der den Anschluss von weiteren Verbrauchern begrenzt, entgegen zu wirken. Somit stehen 11,5 Prozent bis zum Erreichen der unteren Spannungsbandgrenze

von 90 Prozent zur Verfügung. Im MS-Netz sind davon 5 Prozent eingeplant und somit verbleiben aufgrund der Einstellgenauigkeit und Reserve für Schalthandlungen im MS-Netz⁵³ (1 Prozent) und des Spannungsabfalls am Ortsnetztransformator (0,5 Prozent) im NS-Netz weitere 5 Prozent für den Spannungsabfall entlang der Niederspannungsleitung.

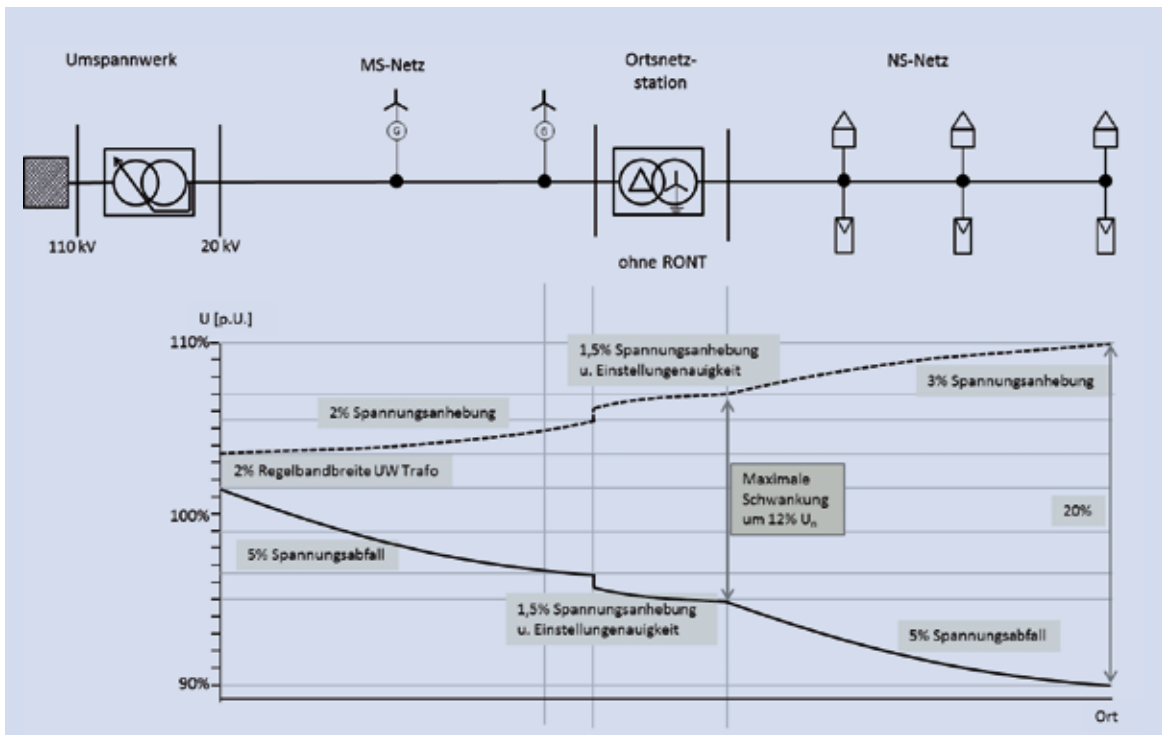
Im Einspeisefall (gestrichelte Linie) liegt die Spannung an der Mittelspannungssammelschiene aufgrund der Regelbandbreite (2 Prozent) des Transformators im UW bei 103,5 Prozent. Unter Verwendung der Maximalwerte der Spannungsanhebung im MS-Netz (2 Prozent) und im NS-Netz (3 Prozent) sowie unter Berücksichtigung der Einstellgenauigkeit, der Reserve für Schalthandlungen im MS-Netz (1 Prozent) und des Spannungsabfalls (0,5 Prozent) am Ortsnetztransformator, ergibt sich eine Ausnutzung des Spannungsbandes bis hin zur oberen Spannungsbandgrenze von 110 Prozent.

Für das Spannungsniveau der Niederspannungssammelschiene hat dies zur Folge, dass ihr Wert um 12 Prozent schwanken kann.

Durch den Einsatz von RONT werden die betroffenen NS-Netze vom MS-Netz entkoppelt und dadurch Spannungsbandreserven erschlossen. Diese können genutzt werden, um die zulässigen Grenzwerte der Spannungsbeflussung im Starklastfall oder Einspeisefall zu vergrößern. In Abbildung 40 wird beispielsweise eine Spannungsbandaufteilung für eine maximal zulässige Spannungsanhebung von 11 Prozent im NS-Netz gezeigt. Durch die Ausstattung eines MS-Stranges oder eines gesamten Verteilungsnetzes ergibt sich ein zusätzlicher Spannungsbandgewinn in der MS-Ebene, der wiederum frei auf den zulässigen Spannungsabfall oder auf die Spannungsanhebung aufteilbar ist.

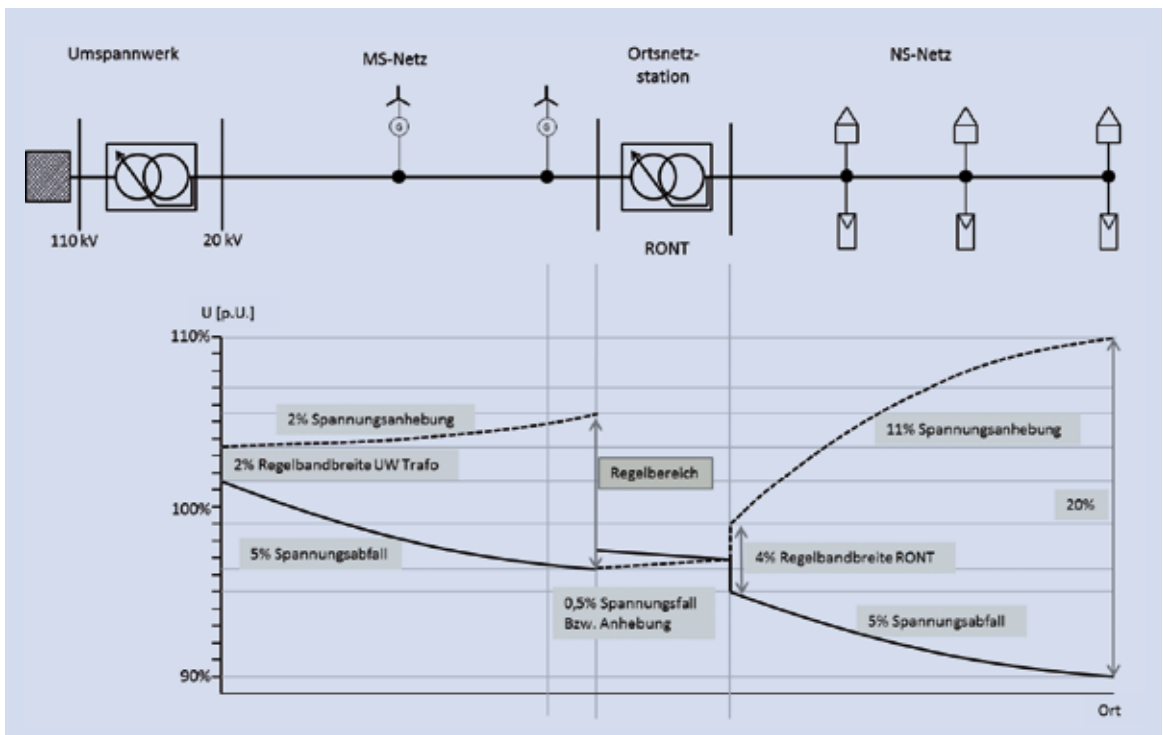
⁵³ Eine gleichmäßige Aufteilung auf Einspeise- und Starklastfall wurde vorgenommen.

Abb. 39: Spannungsbandaufteilung im MS- und NS-Netz ohne RONT



Quelle: ZVEI

Abb. 40: Spannungsbandaufteilung im MS- und NS-Netz mit punktuellm RONT-Einsatz



Quelle: ZVEI

Anhang G Kostenvergleich von Kompensationstechnologien

Die Investitions- und Betriebskosten werden entscheidend von der verwendeten Technologie und Spannungsebene beeinflusst. NS-Anlagen haben Vorteile gegenüber MS-Anlagen nicht nur, weil sie kostengünstiger sind, sondern auch hinsichtlich der Spannungsfestigkeit und der schnelleren Schaltzeiten Schütz-geschalteter Abzweige. Geräte ohne Leistungselektronik sind für die reine Blindleistungs-Kompensation in der Anschaffung und Betrieb kostengünstiger, allerdings muss berücksichtigt werden, dass Aktivfilter zusätzlich Oberschwingungen gezielter entgegen

wirken können und Wechselrichter weitere Aufgaben hinsichtlich Wirkleistungseinspeisung bzw. -regelung übernehmen.

Hauptsächlich bei Betrieben, die direkt über die MS-Ebene versorgt werden, besteht eine kostengünstige Zubau-Möglichkeit von ca. 400 kvar pro Betrieb, weshalb sie sich als Blindleistungs-Quellen besonders eignen. Dabei wird die Kompensationsanlage in der Regel auf der NS-Seite des Betriebsnetzes angeschlossen.

Tab. 9: Kostenvergleich der Anschaffungskosten verschiedener Kompensationstechnologien bezogen auf eine installierte Leistung von 400 kvar

Niederspannung (0,4 kV)				
Technologie	Kompensationsanlage		Aktivfilter ⁵⁴	Wechselrichter ⁵⁵ ,400 kvar bei 920 kVA'
	kapazitiv ⁵⁷	induktiv		
Anschaffungskosten in %, bezogen auf 400 kvar installierte Leistung	100	510	960	200
Verlustleistung in Betrieb in W/kvar	7	16	35	7 ⁵⁸ ...30 ⁵⁹ ...>>30 ⁶⁰
Mittelspannung (20 kV)				
Technologie	Kompensationsanlage		STATCOM	Wechselrichter ⁵⁶ ,400 kvar bei 1200 kVA'
	kapazitiv ⁵⁷	induktiv		
Anschaffungskosten in %, bezogen auf 400 kvar installierte Leistung	510	760	550	100
Verlustleistung in Betrieb in W/kvar	7	16	38	5 ⁵⁸ ...30 ⁵⁹ ...>>30 ⁶⁰

⁵⁴ Werte bei ausschließlicher Nutzung zur reinen Blindleistungs-Bereitstellung.

⁵⁵ Nutzung mehrerer PV-Wechselrichter (Parallele Nutzung zur Wirkleistungseinspeisung und Blindleistungs-Bereitstellung, $S_{WR} = 25$ kVA, 37 Stück, minimaler $\cos\varphi = 0,90$). Kosten beziehen sich nur auf Überdimensionierung, welche ca. 10 Prozent der Bemessungsleistung entspricht (92 kVA).

⁵⁶ Nutzung eines PV-Zentralwechselrichters (Parallele Nutzung zur Wirkleistungseinspeisung und Blindleistungs-Bereitstellung, minimaler $\cos\varphi = 0,95$). Kosten beziehen sich nur auf Überdimensionierung, welche ca. 6 Prozent der Bemessungsleistung entspricht (69 kVA).

⁵⁷ bei 7 Prozent Verdrosselung.

⁵⁸ Verluste bei maximaler Wirk- und Blindleistungs-Abgabe ($Q = 400$ kvar).

⁵⁹ Verluste bei reiner Blindleistungs-Abgabe ($Q = 400$ kvar).

⁶⁰ Verluste bei reiner Blindleistungs-Abgabe ($Q < 400$ kvar).

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage (Photovoltaik-, Windenergie-, Biomasseanlagen usw.)
FACTS	flexible ac transmission system
HöS	Höchstspannung (typisch 220/ 380 kV)
HS	Hochspannung (typisch 110 kV)
MS	Mittelspannung (typisch 10/ 20 kV)
NE	Netzebene
NS	Niederspannung (typisch 0,4 kV)
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
PFC	Power Factor Correction (in passiver oder aktiver Ausführung möglich)
PVA	Photovoltaikanlage
RONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SLP	Standardlastprofil
STATCOM	static synchronous compensator
SVC	static var compensator
TCR	thyristor controlled reactor
TRA	Tonfrequenz-Rundsteueranlage
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

Symbolverzeichnis

- b** Belastungsgrad bzw. Auslastung der Leitung
- B_L'** Suszeptanzbelag einer Leitung (auf Länge normierter Blindleitwert)
- $\cos\varphi$** Grundschrwingungs-Leistungsfaktor/ Verschiebungsfaktor (Quotient aus Grundschrwingungs-Wirkleistung und Grundschrwingungs-Scheinleistung)
- d** Stranglänge der Anschlussleitung des NS-Betriebes in den NS-Beispielnetzen
- GO** Lastgang für Gewerbebetriebe nach den Standardlastprofilen (siehe Anhang C)
- HO** Lastgang für Haushalte nach den Standardlastprofilen (siehe Anhang C)
- I_{Dauer}** Dauerbemessungsstrom einer Leitung (maximal zulässiger Strom, der u. a. die Leitungsverlegung berücksichtigt)
- p** Verdrosselungsgrad
$$\left(p = \left(\frac{\text{Netzfrequenz}}{\text{Resonanzfrequenz}}\right)^2 = \frac{\text{Impedanz Induktivität}}{\text{Impedanz Kapazität}} \text{ bei Nennfrequenz}\right)$$
- P** Wirkleistung
- P_{nat}** natürliche Leistung einer Leitung
(Q_L und Q_C kompensieren sich gegenseitig)
- Q** Gesamtblindleistung eines betrachteten Systems
(geometrische Summe der einzelnen Blindleistungs-Arten)
- Q'** Blindleistungsbelag einer Leitung
(auf Länge normierter Blindleistungs-Bedarf)
- Q_1** Verschiebungs-Blindleistung
- Q_C** kapazitiver Blindleistungs-Bedarf einer Leitung
- Q_C'** kapazitiver Blindleistungs-Belag einer Leitung
(auf Länge normierter kapazitiver Blindleistungs-Bedarf)
- Q_D** Verzerrungs-Blindleistung
- Q_L** induktiver Blindleistungs-Bedarf einer Leitung
- Q_M** Modulations-Blindleistung
- Q_U** Unsymmetrie-Blindleistung
- S_B** Anteil der NS-Betriebe an der maximalen Transformatorauslastung in Prozent der Transformator-Bemessungsleistung

- S_{HH} Anteil der Haushalte an der maximalen Transformatorauslastung in Prozent der Transformator-Bemessungsleistung
- S_{max} maximale Scheinleistung der MS-Betriebe
- S_{r_ONT} Bemessungsleistung des Ortsnetztransformators
- S_{r_UW} Bemessungsleistung des Umspannwerk-Transformators
- S_{therm} thermische Grenzleistung einer Leitung (maximal übertragbare Scheinleistung)
- S_{Trafo_max} maximale Transformatorauslastung in Prozent der Transformator-Bemessungsleistung
- U_n Nennspannung
- X_c Kehrwerte des kapazitiven Blindleitwerts einer Leitung
- X_L Reaktanz einer Leitung
- X'_L Reaktanzbelag einer Leitung (auf Länge normierte Reaktanz)
- λ Leistungsfaktor (Quotient aus Gesamt-Wirkleistung und Gesamt-Scheinleistung, d. h. inklusive Oberschwingungen)

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kompensationsanlagen mit kontinuierlichem und diskontinuierlichem Regelverhalten	11
Tabelle 2: Netzausbaukosten im Jahre 2011 in der allgemeinen Stromversorgung [15]	32
Tabelle 3: Einnahmen aus Emissionshandel	32
Tabelle 4: Kosteneinsparung durch reduzierte Übertragungsverluste	33
Tabelle 5: Ausführung der NS-Leitung zwischen NS-Betrieb und Sammelschiene des Ortsnetztransformators in Abhängigkeit des Netztyps	62
Tabelle 6: Übersicht über die Parameter der verwendeten NS-Beispielnetze	62
Tabelle 7: Parameter der in Abbildung 28 dargestellten MS-Stränge	64
Tabelle 8: Übersicht des analysierten MS-Beispielnetzes	64
Tabelle 9: Kostenvergleich der Anschaffungskosten verschiedener Kompensations-technologien bezogen auf eine installierte Leistung von 400 kvar	70



ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik-
und Elektronikindustrie e.V.
Lyoner Straße 9
60528 Frankfurt am Main
Telefon: +49 69 6302-0
Fax: +49 69 6302-317
E-Mail: zvei@zvei.org
www.zvei.org



www.zvei.org