

ANWENDUNGSFALL-OPTIMIERTE BEREITSTELLUNG VON BLINDLEISTUNG AUS DEZENTRALEN ERZEUGUNGSANLAGEN IM 110-KV-VERTEILNETZ

*Marcus KREUTZIGER¹, Wilma BECKER², Peter SCHEGNER³,
Elisabeth HABERMANN⁴

¹ Technische Universität Dresden, Mommsenstraße 10, 01062 Dresden,
Tel.: +49(0)351/463-43202, marcus.kreutziger@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etieeh

² Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Magdeburger Straße 36, 06112 Halle,
Tel.: +49(0)345/216-3225, Wilma.Becker@mitnetz-strom.de, www.mitnetz-strom.de

³ Technische Universität Dresden, Mommsenstraße 10, 01062 Dresden,
Tel.: +49(0)351463-34374, peter.schegner@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/etieeh

⁴ 50Hertz Transmission GmbH, Eichenstraße 3A, 12435 Berlin, Tel.: +49(0)30/5150-4536,
Elisabeth.Habermann@50hertz.com, www.50hertz.com

Kurzfassung: Beiträge zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) müssen perspektivisch immer mehr von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), wie bspw. Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) geleistet werden. Aus diesem Grund wird im Forschungsprojekt SysDL 2.0 ein Konzept entwickelt, um Beiträge für ausgewählte SDL koordiniert bereitstellen zu können. Die Funktionstüchtigkeit des Konzepts soll nach der Entwicklung des SysDL-Moduls durch Feldtests in realen Netzen nachgewiesen werden.

In diesem Beitrag wird beschrieben, welche Anlagen für ausgewählte Anwendungsfälle zur Steuerung durch das SysDL-Modul zu bevorzugen sind, um sowohl zu möglichst vielen Zeitpunkten eine bedarfsgerechte Blindleistungssteuerung vornehmen zu können, aber auch große Wirkung für die einzelnen Anwendungsfälle zu erzielen. Zur Quantifizierung der Zeitpunkte werden die Reaktivstunden definiert und basierend auf Potenzialanalysen Werte für DEAs angegeben. Es ist auch zu untersuchen, inwieweit sich eine Nachrüstung einzelner Anlagen hinsichtlich einer direkten Beeinflussung im Betrieb über eine Sollwert-Vorgabe von Blindleistung bzw. Referenzspannung durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) auswirkt. Ergebnis der Untersuchung ist, dass sowohl WEAs als auch PVAs erhebliche Potenziale für die anwendungsfall-spezifische Bereitstellung von SDL haben.

Keywords: SysDL 2.0, Systemdienstleistung, dezentrale Erzeugungsanlagen, 110-kV-Verteilnetz

1 Kurzbeschreibung Projekt SysDL 2.0

Im Zuge der Energiewende in Deutschland erfolgt der Zubau regenerativer dezentraler Erzeugungsanlagen zum Großteil in den Verteilnetzen (VN). Des Weiteren ist eine Reduzierung verfügbarer konventioneller Kraftwerksleistung im Übertragungsnetz (ÜN) abzusehen und somit veränderte Anforderungen bei der Bereitstellung von SDL mittels DEAs aus dem Verteilnetz. Das Forschungsprojekt SysDL 2.0 untersucht, in welchem Maße die Beiträge zu

den SDL aus den 110-kV-Verteilnetzen koordiniert geleistet werden können. Es werden die neu identifizierten Anforderungen an die Betriebsführung in ausgewählten Netzgruppen integriert und die Funktionalität und Leistungsfähigkeit in Feldtests nachgewiesen.

Zum Erreichen der Zielstellung wurden zunächst sechs Anwendungsfälle (A bis F) in Anlehnung an [1] durch das Projektkonsortium identifiziert [2]. Für diese soll das zu entwickelnde „SysDL-Modul“ optimierte Arbeitspunkte der DEAs im VN bestimmen. Innerhalb der Anwendungsfälle wird zwischen Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung sowie Engpassmanagement unterschieden. Die Anwendungsfälle sind wie folgt beschrieben:

A Anpassung des Spannungsbandes am Netzverknüpfungspunkt (NVP)

Droht eine Verletzung vereinbarter Spannungsbänder am NVP zwischen VN und ÜNB soll die betrieblich maximal mögliche Anpassung dieser Spannungsbänder ermittelt werden. Hierfür werden die notwendigen Arbeitspunkte an den DEAs berechnet und eingestellt.

B Blindleistungsanforderung an das VN

Ist Anwendungsfall A nicht zielführend, kann durch den ÜNB eine direkte Blindleistungsvorgabe an den VNB gestellt werden. Wiederum sollen durch das SysDL-Modul die maximal möglichen Blindleistungslieferungsgrenzen ermittelt und nach Sollwert-Vorgabe durch den ÜNB am NVPs innerhalb der ermittelten Grenzen die notwendigen Arbeitspunkte an den DEAs berechnet und eingestellt werden.

C Prüfung von Redispatch-Anfragen des ÜNB

Anfragen zur Verwendbarkeit von Kraftwerken zur Erhöhung oder Einsenkung von Kraftwerksleistung im Rahmen von Redispatch in der Verteilnetzebene sollen von den betroffenen VNBs mit Blick auf netztechnische Restriktionen des VN geprüft und freigegeben bzw. abgelehnt werden.

D Lokale Spannungshaltung im VN

Droht im VN eine lokale Spannungsbandverletzung soll das vorhandene Blindleistungspotenzial der DEAs genutzt werden, um diese zu vermeiden.

E Minimierung der Netzverluste im VN

Sind nach Einhaltung aller Vorgaben durch die vorangegangenen Anwendungsfälle noch Blindleistungspotenziale vorhanden, werden diese genutzt, um die Netzverluste im VN zu minimieren.

F Lokales Engpassmanagement im VN

Es soll untersucht werden, ob durch gezielte Blindleistungsbereitstellung eine Reduktion von Netzengpässen erreicht und somit eine Abregelung der Wirkleistung von DEAs vermindert werden kann.

Auf dieser Basis werden Netzbetriebsführungs-Algorithmen entwickelt, welche sowohl die Vorgaben durch einzelne aber auch der Kombinationen unterschiedlicher Anwendungsfälle erfüllen als auch die Komplexität eines vermaschten VN mit einer hohen Anzahl von DEAs beherrschen müssen. Innerhalb dieses Kontextes gilt es zunächst Anlagen auszuwählen, die bezüglich der Anwendungsfälle jeweils das höchste Potenzial aufweisen und somit für einen Feldtest zu favorisieren sind. Die Vorauswahl der Anlagen ist nötig, da aktuell nur für eine geringe Anzahl von DEAs durch den VNB direkte Sollwert-Vorgaben gemacht werden können. Demnach ist es evtl. erforderlich, Anlagen technisch nachzurüsten um den Anforderungen gerecht zu werden.

2 Simulations- und Datengrundlage

Die vorgestellten Untersuchungen erfolgen an einer ländlich geprägten 110-kV-Verteilnetzgruppe der MITNETZ STROM, einem ostdeutschen VNB in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH. Die ausgewählte 110-kV-Verteilnetzgruppe weist eine Systemlänge von ca. 1.600 km und 3 NVPs zum ÜN auf. Das VN ist mit zwei bzw. drei Transformatoren an jedem NVP zum ÜN verknüpft. Die NVPs sind untereinander über jeweils eine 380-kV-Doppelleitung verbunden. Der Slack-Knoten wird im ÜN an NVP 2 festgelegt, da sich in dessen unmittelbarer Nähe ein größeres Kraftwerk im ÜN befindet. Abbildung 1 zeigt die schematische Darstellung des verwendeten Netzmodells.

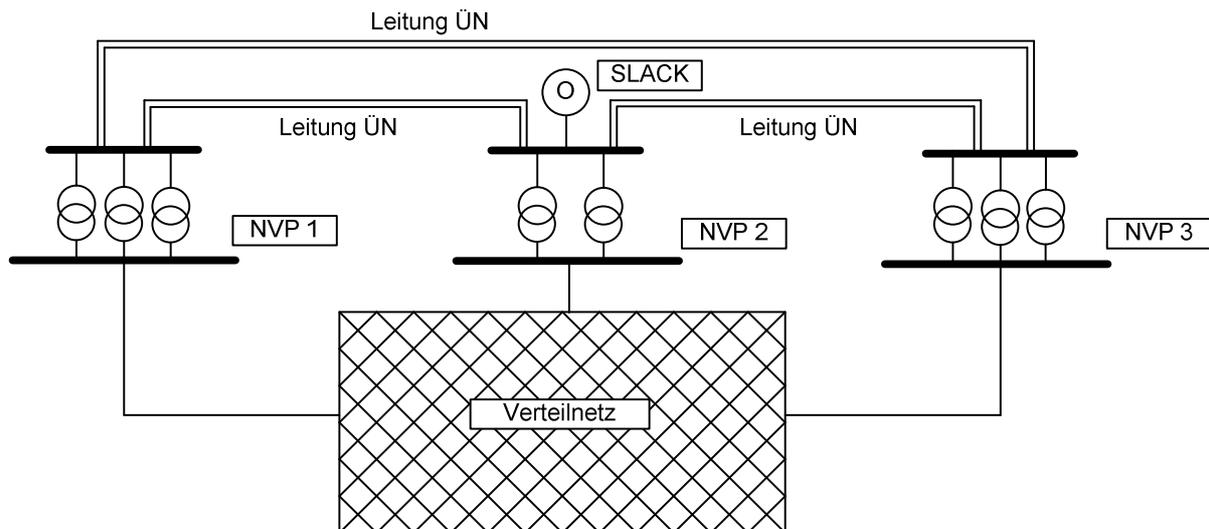


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Netzmodells

Es sind 41 DEAs direkt an die 110-kV-Verteilnetzgruppe angeschlossen. Dabei handelt es sich um 27 WEAs, 13 PVAs und einer DEA, die sowohl aus WEA als auch PVA besteht. Der Anlagenbestand umfasst zudem 7 DEAs, welche die bundesweit gültigen Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen im Hochspannungsnetz (VDE-AR-N 4120 [3]) erfüllen und direkt mittels Sollwert-Vorgaben der Blindleistung bzw. Referenzspannung durch den VNB am Netzanschlusspunkt (NAP) beeinflusst werden können. Die DEAs der nachgelagerten Spannungsebenen werden nicht betrachtet. Es sei darauf hingewiesen, dass der Begriff „Anlage“ den Gruppenverbund aller Einzelanlagen, die an einem NAP gemeinsam angeschlossen sind, bezeichnet.

Die Datengrundlage der Potenzialanalyse bilden gemessene Last- und Einspeisezeitreihen im VN und die gemessenen Leistungsflüsse der direkt angeschlossenen Leitungen im ÜN. Die Verbraucher und Erzeuger der unterlagerten Spannungsebenen sind als Summenlasten zusammengefasst. Die verwendeten Zeitreihen liegen in 15 Minuten Zeitschritten für das Referenzjahr 2014 vor. Es ergeben sich 35.040 Viertelstunden-Werte für $t_a = 8.760$ h.

Die folgenden Betrachtungen werden einheitlich im Verbraucherzählpeilsystem durchgeführt. Eine an das Netz angeschlossene DEA, die Blindleistung an das Netz abgibt, entspricht dem übererregten Betrieb eines Synchrongenerators (Blindleistungsbereitstellung) und erhält ein negatives Vorzeichen $-Q_{DEA}$. Wird dagegen Blindleistung durch die DEA bezogen, welches einem untererregten Betrieb eines Synchrongenerators entspricht (Blindleistungsbezug), ist deren Blindleistung mit positiven Vorzeichen $+Q_{DEA}$ angegeben [4].

3 Bewertung von DEAs

3.1 Definition und Beispiele für Reaktivstundenzahl

Zur Bestimmung der Anlagen mit den höchsten Potenzialen für die einzelnen Anwendungsfälle gibt es unterschiedliche Auswahlkriterien. Als eine Kenngröße bietet sich dafür die Reaktivstundenzahl an. Die Reaktivstundenzahl ist ein Maß, für welche Zeitdauern Blindleistung während eines Kalenderjahres ($t_a = 8.760 \text{ h}$) durch eine Anlage bereitgestellt werden kann. Dabei gibt es verschiedene Ausprägungen, welche in Abbildung 2 anhand der vom Netzbetreiber vorzugebenden P-Q-Arbeitsbereiche und der Dauerlinie beispielhaft dargestellt sind. Für die DEAs sind am NAP nach den Anschlussbedingungen der VDE-AR-N 4120 [3] drei Bereiche Q_0 , Q_t und Q_r vorgesehen. Es ist darauf hinzuweisen, dass diese Arbeitsbereiche für ab dem 01.01.2014 im Gebiet der MITNETZ STROM angeschlossene Erzeugungsanlagen im HS-Netz gelten [5]. Darauf aufbauend lassen sich drei Bereiche unterschiedlicher Möglichkeit der Bereitstellung bzw. des Bezugs von Blindleistung ableiten.

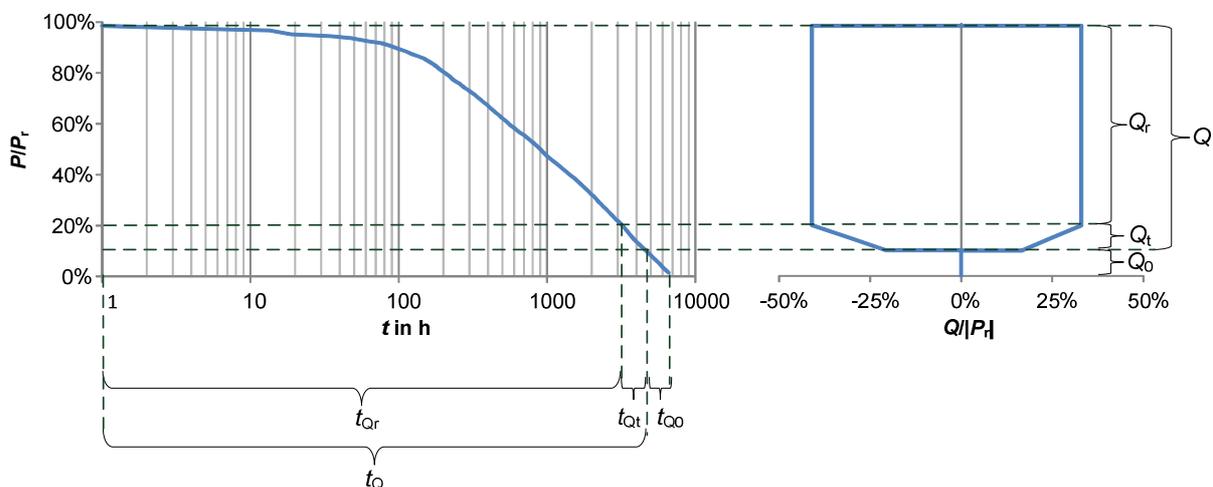


Abbildung 2: Dauerlinie für WEA 10 (links) und P-Q-Arbeitsbereich nach VDE-AR-N 4120 (rechts)

1. Bei Einspeiseleistungen unterhalb von 10 % der Bemessungsleistung gibt es aktuell keine Vorgaben, wodurch gegenwärtig kein definierter Blindleistungsstellbereich abgefordert werden kann. Dieser Bereich wird als Q_0 bezeichnet. Diese Zeitspanne, in der die Anlage keine Blindleistung bereitstellen muss, wird als Null-Reaktivstunden t_{Q0} bezeichnet.
2. Bei Einspeiseleistungen zwischen 10 % und 20 % der Bemessungsleistung ist ein eingeschränkter Bereich Q_t vorgegeben. Diese Zeitspanne wird als Teilbereich-Reaktivstunden t_{Qt} bezeichnet.
3. Ab Leistungen über 20 % der Bemessungsleistung muss die DEA den maximalen Blindleistungsbereich im Bereich Q_r durchfahren können. Die Grenzen dieses Blindleistungsbereiches orientieren sich an [3] und werden nach Vorgabe des VNB bei Anschluss der Anlage einmalig festgelegt. Diese Zeitspanne wird als Bemessungs-Reaktivstunden t_{Qr} bezeichnet.

Die Gesamt-Reaktivstunden t_Q ergeben sich aus der Summe der Teilbereich-Reaktivstunden t_{Qt} und der Bemessungs-Reaktivstunden t_{Qr} .

In Abbildung 2 ist der Zusammenhang der beschriebenen Blindleistungsbereiche mit der Dauerlinie (einfach logarithmische Darstellung) von WEA 10 für das Jahr 2014 dargestellt. Tabelle 1 zeigt die Zeitspanne, in denen 10 ausgewählte DEAs unter Voraussetzung der P-Q-Arbeitsbereiche nach Abbildung 2 in den beschriebenen Bereichen über das Jahr 2014 betrieben wurden. Als Referenz sind die üblicherweise für DEAs verwendeten Volllaststunden t_{Voll} mit aufgeführt.

Tabelle 1: Zeitwerte der Arbeitsbereiche von DEAs für 2014 ($t_a = 8.760 \text{ h}$)

	WEA 17	WEA 10	PV/ WEA	WEA 16	WEA 26	PVA 08	PVA 07	PVA 11	WEA 02	WEA 28
t_{Q_0} in h ($P < 0,1P_r$)	3.621	3.782	3.906	4.128	5.540	6.022	6.042	6.181	6.481	8.715
t_{Q_t} in h ($0,1P_r \leq P < 0,2P_r$)	2.115	1.686	1.986	1.531	1.378	630	635	670	611	165
t_{Q_r} in h ($P > 0,2P_r$)	3.024	3.292	2.868	3.101	1.842	2.108	2.083	2.009	868	580
t_Q in h ($t_{Q_t} + t_{Q_r}$)	5.139	4.978	4.854	4.632	3.220	2.738	2.718	2.679	2.279	745
t_{Voll} in h	1.406	1.672	1.425	1.562	1.056	1.221	1.190	1.067	621	280

Die Volllaststunden sind eine reine Rechengröße. Eine Bewertung der Blindleistung ist damit nicht möglich. Dies veranschaulicht Tabelle 1, in welcher gezeigt wird, dass die DEAs über ein Jahr deutlich mehr Stunden Blindleistung bereitstellen bzw. beziehen können, als der Wert der Volllaststunden vermuten lässt. Weiterhin ist festzuhalten, dass kein direkter Bezug der Anzahl an Volllaststunden auf die Gesamt-Reaktivstunden möglich ist (vgl. WEA 17 und WEA 10). Eine Besonderheit weist die PV/WEA auf. Sie bildet eine Kombination einer 12,3 MW WEA und einer 29,5 MW PV-Anlage. Dies hat zur Folge, dass diese Anlage aufgrund geringerer Gleichzeitigkeit der zwei Anlagentypen häufiger unter Teillast betrieben wird. Dies zeigt auch das deutlich größere Verhältnis von t_{Q_t}/t_{Q_r} bzw. t_{Q_t}/t_{Voll} im Vergleich zu bspw. PVA 08. Insgesamt ist festzuhalten, dass von 41 in der 110-kV-Verteilnetzgruppe installierten DEAs fünf Anlagen mehr als 5.000 und 11 Anlagen zwischen 4.000 und 5.000 Gesamt-Reaktivstunden aufweisen. Diese 16 Anlagen mit mehr als 4.000 Gesamt-Reaktivstunden sind hinsichtlich dieses Bewertungskriteriums zu bevorzugen. Diese Stundenzahl wird folgend auch als Grenzwert angenommen.

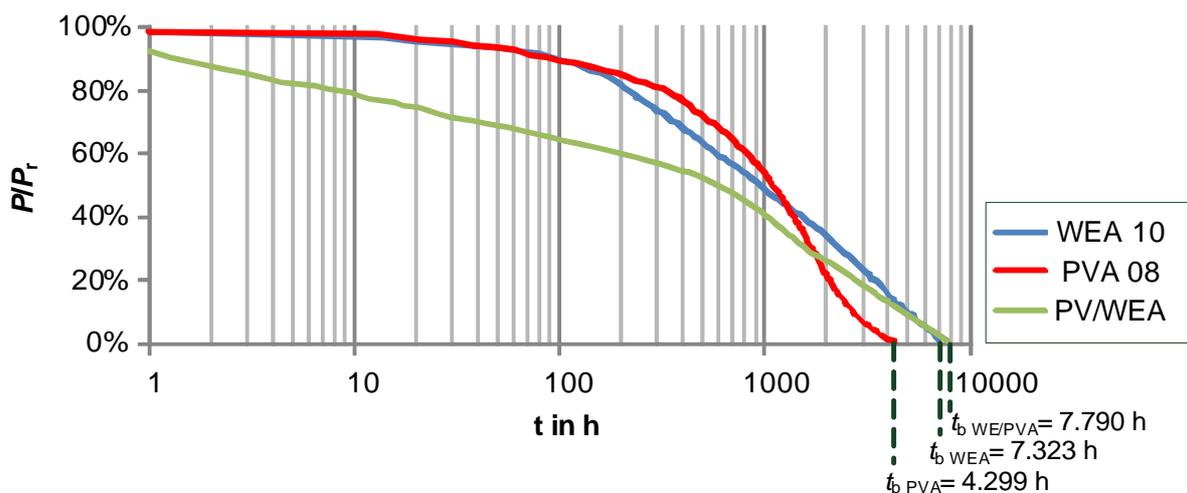


Abbildung 3: Vergleich der Dauerlinien von WEA 10, PVA 08 und PV/WEA

Dem gegenüber stehen allerdings 25 DEAs die weniger als 50 % eines Jahres in der Lage sind, sich am Blindleistungsmanagement zu beteiligen. Zudem liegen die Gesamt-

Reaktivstunden als auch das Verhältnis von t_Q/t_{Voll} von WEAs im Mittel über den Gesamt-Reaktivstunden von PV-Anlagen. Dies ist wiederum auf die deutlich höhere Zeitspanne von WEAs im Teillastbetrieb und der höheren Betriebsstunden t_b zurückzuführen. Abbildung 3 zeigt den Vergleich der Dauerlinien der Einspeiseleistungen von WEA 10, PVA 08 und der PV/WEA über ein Jahr.

3.2 Potenziale nach Anwendungsfall

3.2.1 Beschreibung des Bewertungsschemas

Neben den verschiedenen Reaktivstundenzahlen einer DEA ist es nötig, das Potenzial der sich im Netz befindenden Anlagen hinsichtlich der beschriebenen Anwendungsfälle zu untersuchen. Dieses Potenzial ist dabei in erster Linie abhängig von der Topologie der Netzgruppe, der Position der Anlage innerhalb der Netzgruppe und der Position der Anlage im Verhältnis zum Ort mit der zu beeinflussenden Zielgröße. Im Folgenden soll die Bewertung der DEAs zur Verwendung für die Anwendungsfälle A/B und D/E durchgeführt werden. Damit ist die zu verändernde Zielgröße in A/B die Spannung/Blindleistung an den NVPs und in D/E die Beeinflussung der Spannungen innerhalb des VN. Es wird ermittelt, welchen Einfluss jede DEA zu jedem Viertelstunden-Zeitschritt im Referenzjahr unter Voraussetzung einer direkten Steuerung gehabt hätte und im Folgenden als Bewertungskriterium herangezogen. Dabei werden auch Anlagen, welche aktuell nicht nach den Vorgaben von [3] geregelt werden können, mit diesen Randbedingungen untersucht. Dies ist nötig, um evtl. gut positionierte Anlagen, welche vor dem 01.01.2014 angeschlossen wurden und z.B. nur eine feste $\cos \varphi$ Vorgabe haben, für die Nachrüstung eines erweiterten P-Q-Arbeitsbereichs bzw. einer direkten Blindleistungssteuerung zu empfehlen.

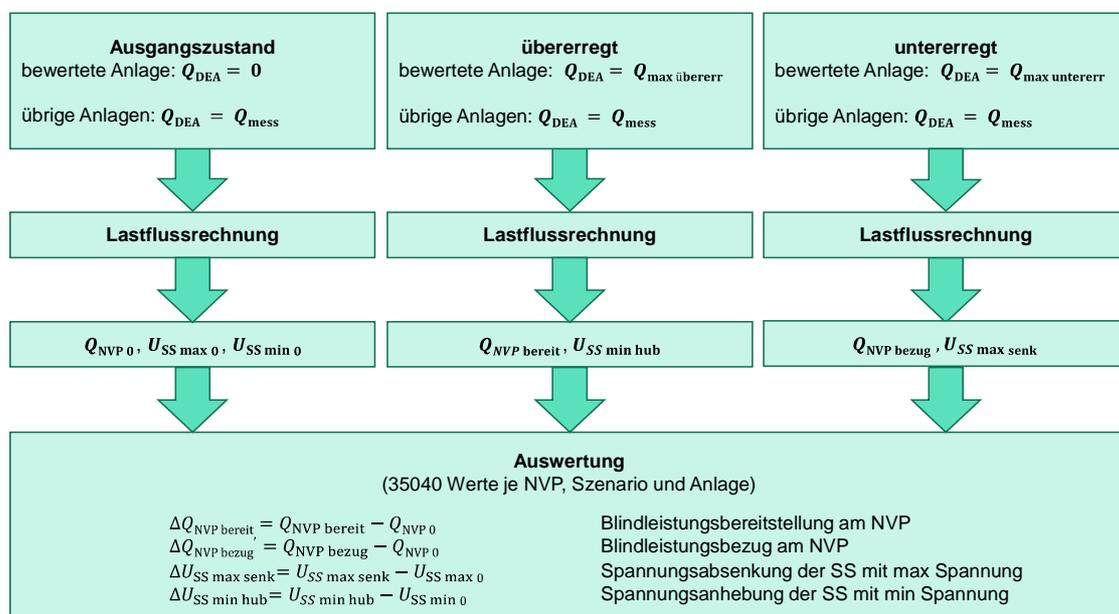


Abbildung 4: Ablauf des Bewertungsschemas zur Bestimmung des Potentials der Blindleistungsbereitstellung von DEAs

In Abbildung 4 ist das erarbeitete und für jede DEA einheitliche Bewertungsschema dargestellt. Im Ausgangszustand wird die jeweils zu bewertende DEA auf $Q_{DEA} = 0$ gesetzt. Alle anderen DEAs erhalten ihren jeweiligen Wert aus den Messzeitreihen. Über eine Lastfluss-

rechnung wird die Blindleistungsbilanz jedes NVPs Q_{NVP} und die höchste bzw. niedrigste Spannung im VN ($U_{SS \max}$, $U_{SS \min}$) bestimmt. Anschließend wird die zu bewertende Anlage entsprechend der aktuellen Wirkleistungseinspeisung sowohl maximal übererregt als auch maximal untererregt betrieben. Daraufhin werden die Werte der Blindleistungsbilanz sowie die Spannungen an den gleichen Positionen im Netz über eine erneute Lastflussrechnung ermittelt. Die Differenzen zum Ausgangszustand bilden die Grundlage für die folgenden Auswertungen.

Die Untersuchungen nach dem beschriebenen Bewertungsschema werden zunächst für den topologischen Grundzustand der Netzgruppe für alle 35.040 Viertelstunden-Zeitschritte des Jahres 2014 durchgeführt. Die Wirkung jeder DEA ist dabei abhängig von der Lage im Netz, dem Anwendungsfall sowie vom jeweils möglichen Blindleistungsstellbereich. Die Bewertungskriterien sind dabei die Potenziale zur Blindleistungsbereitstellung und –bezug bzw. zur Spannungsabsenkung und –anhebung. Anschließend wird der Einfluss einer möglichen Netzumschaltung, wie sie sowohl planmäßig oder als Fehlerfall auftreten kann, untersucht.

Um in einem Feldtest einen signifikanten und messbaren Einfluss auf die anwendungsfall-spezifische Zielgrößen zu erreichen, werden Grenzwerte eingeführt. Für die Bereitstellung bzw. den Bezug von Blindleistung wird dieser auf $|\Delta Q_{NVP}| \geq 10 \text{ MVar}$ und für die Beeinflussung der Spannung an den Sammelschienen (SS) im VN auf $|\Delta U_{SS \max}| \geq 0,5 \text{ kV}$ festgelegt

Zur anschaulichen Darstellung der großen Anzahl von Ergebnissen werden Box-Plots verwendet. Dabei werden alle Zeitpunkte, in denen die jeweilige Anlage unterhalb von 10 % ihrer Bemessungsleistung einspeist d.h. die Null-Reaktivstunden, nicht dargestellt. Die Sortierung der DEAs innerhalb der Abbildung 5 bis Abbildung 7 erfolgt nach den Gesamt-Reaktivstundenzahlen der Anlagen beginnend mit derjenigen DEA mit den meisten Stunden.

3.2.2 Anwendung des Bewertungsschemas auf den topologischen Grundzustand

Für den Grundzustand des Netzes zeigt Abbildung 5 die Wirkung ausgewählter DEAs für die Beeinflussung der Blindleistungsbilanz an einem NVP ΔQ_{NVP} und die Absenkung der Spannung an der Sammelschiene mit der höchsten Spannung im Netz $\Delta U_{SS \max}$ für das Referenzjahr. Die Auswahl der abgebildeten DEAs erfolgte nach der Eignung für die beschriebenen Bewertungskriterien. In beiden Abbildungen ist zu erkennen, dass DEAs mit hoher Anzahl an Gesamt-Reaktivstunden nicht zwingend auch einen guten Einfluss auf die anwendungsfall-spezifische Zielgröße haben. WEA 10 und die PV/WEA haben sowohl hohe Gesamt-Reaktivstunden als auch einen hohen Einfluss auf jeweils einen Anwendungsfall. Die Untersuchungen zeigen, dass eine Nachrüstung dieser Anlagen hinsichtlich einer direkten Steuerung durch eine Sollwert-Vorgabe zu empfehlen ist. Dem entgegen hat WEA 17 zwar hohe Gesamt-Reaktivstunden, sie ist jedoch für beide Anwendungsfälle nur bedingt nutzbar. Hier zeigen die Ergebnisse, dass eine Nachrüstung im Rahmen eines Feldtests nicht sinnvoll ist. WEA 28 wurde erst im Laufe des Referenzjahres im Netz angeschlossen und weist somit nur eine geringe Gesamt-Reaktivstundenzahl auf. Diese Anlage kann jedoch direkt über eine Sollwert-Vorgabe gesteuert werden. Zudem ist sie für Anwendungsfall A/B sehr gut geeignet, wodurch sie für den Testbetrieb zu empfehlen ist.

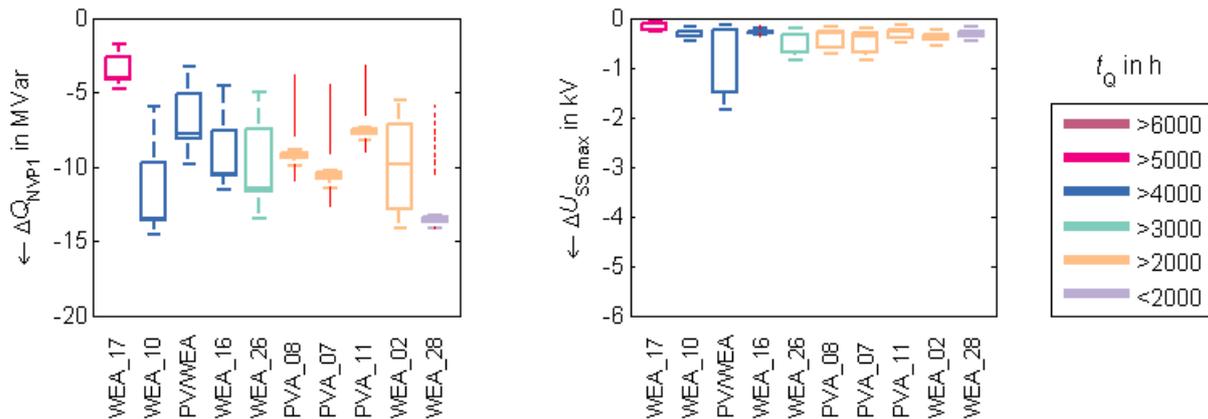


Abbildung 5: Potenzial der Blindleistungsbereitstellung für Anwendungsfall B an NVP 1 (links) und Anwendungsfall D zur Spannungssenkung der Sammelschiene mit höchster Spannung (rechts)

Für den Anwendungsfall A/B haben einige Anlagen ein großes Potenzial die Blindleistungsbilanz am NVP zu beeinflussen. Unter Betrachtung aller 41 Anlagen im Netz haben 17 Anlagen an NVP 1, drei Anlagen an NVP 2 und 6 Anlagen an NVP 3 die Möglichkeit, Blindleistung signifikant im Bereich $|\Delta Q_{NVP}| \geq 10$ MVar zu beeinflussen. Dem gegenüber gibt es nur wenige Anlagen, die einen signifikanten Einfluss auf die SS im Netz mit höchster bzw. niedrigster Spannung haben. So haben nur 5 Anlagen einen Einfluss von $|\Delta U_{SS \max}| \geq 0,5$ kV auf die SS mit höchster Spannung. Auf die SS mit der niedrigsten Spannung hat lediglich eine Anlage einen Einfluss von $|\Delta U_{SS \min}| \geq 0,5$ kV. Dies ist durch die Lage der SS mit niedrigster Spannung, nahe eines NVPs begründet und ist somit als unproblematisch anzusehen. Die Spannung ist hier im Wesentlichen durch die Stufensteller der 380/110-kV-Transformatoren und das vorgelagerte ÜN beeinflusst. Beim Vergleich der Abbildungen untereinander ist festzustellen, dass Anlagen (bspw. WEA 10) mit hohem Einfluss auf die Blindleistung an NVP 1 einen geringen Einfluss auf die Spannungshaltung im VN haben. Somit sind für jeden Anwendungsfall unterschiedliche DEAs gut geeignet und auszuwählen.

Wird nun die Schnittmenge zwischen der Anlagenauswahl nach Reaktivstunden und jeweiligem Anwendungsfall gebildet, reduziert sich die Anzahl der geeigneten Anlagen deutlich. Als geeignete Anlagen gelten alle DEAs mit über 4.000 Gesamt-Reaktivstunden und einem signifikanten Einfluss, wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben auf die jeweilige Zielgröße des Anwendungsfalles.

Unter den Anlagen, welche aktuell nicht direkt über Sollwert-Vorgaben gesteuert werden können sind daher nur vier DEAs für Anwendungsfall A/B geeignet. Davon drei DEAs für NVP 1, keine DEA für NVP 2 und eine DEA für NVP 3. Dem hinzu kommt lediglich eine DEA für Anwendungsfall D/E, der Beeinflussung der Spannung innerhalb des VN. Diese Anlagen haben somit das Potenzial für eine Nachrüstung hinsichtlich der neuen Anschlussbedingungen und einer direkten Beeinflussung durch Sollwert-Vorgaben.

Von den momentan sieben DEAs, welche nach neuen Anschlussbedingungen der VDE-AR-N 4120 angeschlossen wurden, sind drei Anlagen für die Anwendungsfall A/B und zwei Anlagen für Anwendungsfall D/E geeignet. Diese Anlagen erreichen allerdings nicht ganz die für den signifikanten Einfluss definierten Grenzwerte.

3.2.3 Anwendung des Bewertungsschemas unter Einfluss von Netzumschaltungen

Zur Veranschaulichung der Untersuchungen zu Netzumschaltungen werden hier Ergebnisse für die Ausschaltung einer Einfachleitung in der Netzgruppe gezeigt. Diese Leitung befindet sich zwischen dem NAP der PV/WEA und der SS, welche über das Referenzjahr sehr oft die höchste Spannung des Netzes aufweist. Dies hat zur Folge, dass die höchste Spannung des Netzes nun meist direkt am NAP der PV/WEA ist. Somit ist die Wirkung dieser Anlage auf die SS mit der höchsten Spannung im Netz deutlich gestiegen. Zudem ist der Einfluss von PVA 07 und WEA 02 auf die höchste Spannung leicht erhöht. Die Netzumschaltung bewirkt auch, dass alle dargestellten Anlagen die Blindleistung an NVP 1 weniger beeinflussen können. Abbildung 6 zeigt analog zu Abbildung 5 die Wirkung der DEAs für die zwei Anwendungsfälle nach Durchführung der Netzumschaltung.

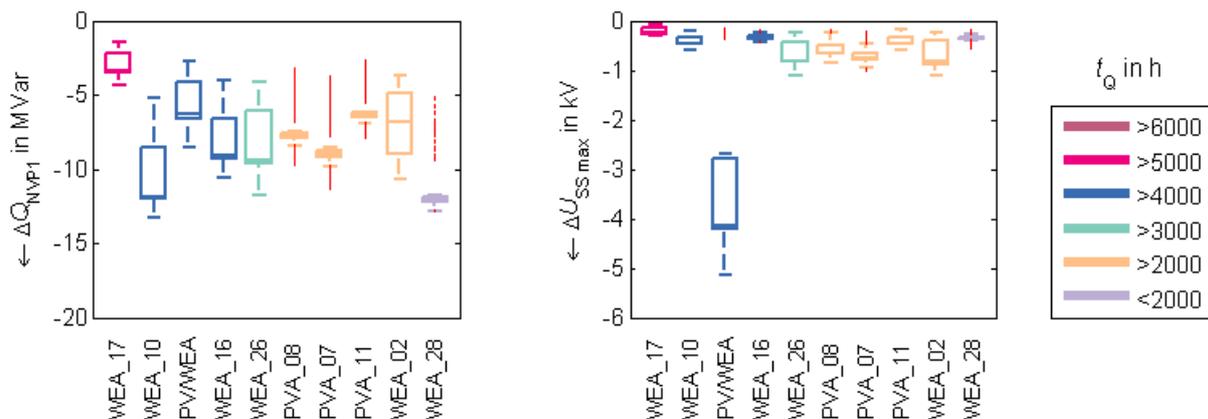


Abbildung 6: Potenzial der Blindleistungsbereitstellung für Anwendungsfall B an NVP1 (links) und Anwendungsfall D zur Spannungsenkung der SS mit höchster Spannung (rechts) nach Netzumschaltung

Abbildung 7 zeigt den Einfluss der DEAs auf die beiden anderen NVPs vor und nach der Netzumschaltung. NVP 2 ist durch Auftrennung der Leitung kaum betroffen. Der Einfluss einzelner Anlagen auf NVP 3 hat sich leicht erhöht.

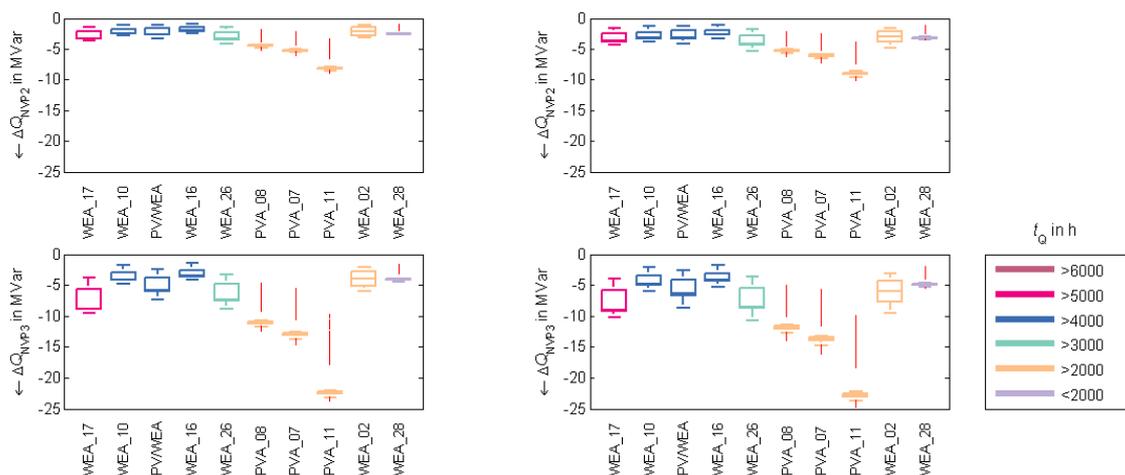


Abbildung 7: Potenzial der Blindleistungsbereitstellung für Anwendungsfall B an NVP2 und NVP3 vor (links) und nach der Netzumschaltung (rechts)

Es ist somit festzuhalten, dass der Auswirkung einer Netzumschaltung je nach Netzstruktur großen Einfluss auf das Potenzial einzelner DEAs zur Beeinflussung der anwendungsfall-

spezifischen Zielgröße haben kann. Daher müssen diese Netzumschaltung in geeigneter Weise bei der Gesamtbeurteilung mit berücksichtigt werden.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Mit den Reaktivstundenzahlen wird ein neues Maß eingeführt, mit dessen Hilfe Potenziale von DEAs hinsichtlich ihrer Beiträge zu SDL bewertet werden können. Dabei werden vier verschiedene Zeithorizonte beschrieben. Anwendung finden die Reaktivstundenzahlen in Verbindung mit dem Bewertungsschema nach Abbildung 4 für die Beiträge zu den SDL mit den weiteren Kriterien – Blindleistungsbeeinflussung am NVP und Spannungshaltung im VN, für die im Forschungsprojekt SysDL 2.0 erarbeiteten Anwendungsfälle. Die Untersuchungen an einer 110-kV-Verteilnetzgruppe zeigen eindrucksvoll die Zweckmäßigkeit der Reaktivstundenzahlen. Die Potenziale einzelner DEAs gezielt Blindleistung bereitzustellen bzw. zu beziehen, um bestimmte Zielgrößen aus definierten Anwendungsfällen beeinflussen zu können, sind vorhanden. Da in einem Feldtest zunächst nur eine geringe Anzahl von DEAs zur Verfügung steht bzw. Anlagen zunächst hinsichtlich eines erweiterten P-Q-Arbeitsbereiches oder einer direkten Sollwert-Vorgabe nachgerüstet werden müssen, ist die Auswahl der Anlagen mit den höchsten Potenzialen zielführend. Mit dem beschriebenen Verfahren wurden vier DEAs für Anwendungsfall A/B und eine DEA für Anwendungsfall D/E ausgewählt. Diese werden durch drei Anlagen für die Anwendungsfälle A/B und zwei Anlagen für Anwendungsfälle D/E der sieben bereits direkt durch Sollwert-Vorgabe steuerbaren DEAs ergänzt.

In einer umfassenden Netzoptimierung unter Einbeziehung aller im Netz befindlichen DEAs können auch Anlagen mit geringem Einfluss auf die anwendungsfall-spezifischen Zielgrößen einen Beitrag leisten. Dies ermöglicht die Erreichung des bestmöglichen Netzzustands unter Einhaltung aller Randbedingungen. Die Beschreibung der Optimierungsumgebung erfolgt in einem weiteren Beitrag durch das Fraunhofer IWES und die Universität Kassel mit dem Titel „Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen Methoden und Anwendungen“.

5 Literatur

[1] 10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber und des Übertragungsnetzbetreibers der Regelzone 50Hertz; [online] http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Medien/Positions-papiere/10_Punkte_Programm_Systemsicherheit-Langfassung.pdf; Abruf: 26.10.2015

[2] Technische Anwendungsszenarien; [online] <http://www.sysdl20.de/ergebnisse/>; Abruf: 15.10.2015

[3] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.(2015); Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen in das Hochspannungsnetz; VDE-AR-N 4120

[4] H. Koettnitz, H. Pundt (1973); Mathematische Grundlagen und Netzparameter; Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie

[5] Mitnetz Strom mbH; [online] https://www.mitnetz-strom.de/irj/go/km/docs/z_ep_em_unt_documents/; Abruf: 17.10.2015