



Forschungsprojekt Nr. 44/12

„Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie)

Abschlussbericht

**Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Energie (BMWi)**

12. September 2014



Forschungsprojekt Nr. 44/12
„Moderne Verteilernetze für
Deutschland“
(Verteilernetzstudie)

Dr.-Ing. Jens Büchner
Dr.-Ing. Jörg Katzfey (ehemals E-Bridge)
Ole Flörcken

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Dr.-Ing. Henning Schuster
Sebastian Dierkes
Tobias van Leeuwen
Lukas Verheggen

Dr.-Ing. Mathias Uslar
Marie van Amelsvoort

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte des Berichtes bleiben allein dem Autor vorbehalten.

Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Berichtes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Berichtes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Berichtes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten

INHALT

Management Summary	I	
A	Hintergrund und Ziel der Studie	1
A.1	Hintergrund der Studie	1
A.2	Ziele der Verteilernetzstudie	2
A.3	Aufbau der Verteilernetzstudie	3
B	Anforderungen an deutsche Verteilernetze durch die Energiewende	5
B.1	Aktuelle Situation in deutschen Verteilernetzen	5
B.1.1	Verteilernetzbetreiber in Deutschland	5
B.1.2	Erneuerbare Energien in deutschen Verteilernetzen	6
B.2	Zukünftige Anforderungen an deutsche Verteilernetze	8
B.2.1	Szenarien	8
B.2.2	Horizontale Verteilung des EE-Zubaus	11
B.2.3	Vertikale Verteilung des EE-Zubaus	12
B.3	Zwischenfazit	15
C	Methodisches Vorgehen und Simulationsmodell	16
C.1	Simulationsansatz	16
C.2	Schritt 1: Zuordnung von Verteilernetzbetreibern zu Modellnetzklassen	19
C.3	Schritt 2: Entwicklung von Netzmodellen	22
C.3.1	Entwicklung typischer Mittel- und Niederspannungsnetze (Modellnetze)	23
C.3.2	Hochspannungsnetzmodell	25
C.3.3	Datengrundlage	26
C.4	Schritt 3: Entwicklungspfade des Zubaus von EE-Anlagen	28
C.5	Schritt 4: Simulation des Netzausbaubedarfs	31
C.5.1	Thermische Belastbarkeit von Betriebsmitteln	32
C.5.2	Spannungskriterien	32
C.6	Schritt 5: Gesamtwirtschaftliche Bewertung	32
C.6.1	Ermittlung des gesamten Investitionsbedarfs	32
C.6.2	Bestimmung der jährlichen Zusatzkosten	34
D	Konventioneller Netzausbau (Referenz)	38
D.1	Netzausbauvolumen	38
D.1.1	Ausgestaltung des konventionellen Netzausbaus	38
D.1.2	Netzausbaubedarf bis 2032	39
D.1.3	Zeitliche Entwicklung des Netzausbaubedarfs	40
D.1.4	Regionale Verteilung des Netzausbaubedarfs	41
D.1.5	Netzausbaubedarf nach Modellnetzklassen	44
D.2	Zusatzkosten durch Netzausbau	48
D.2.1	Gesamte Zusatzkosten bis 2032	48
D.2.2	Zeitliche Entwicklung der Zusatzkosten	49
D.2.3	Regionale Verteilung der Zusatzkosten	51
D.2.4	Abschätzung der Auswirkung auf die Netzentgelte in der Niederspannung	52

D.3	Sensitivitätsanalysen	55
D.3.1	Erhöhung der Planungssicherheit	55
D.3.2	Regionale und technologische Ausprägung des EE-Zubaus	57
D.3.2.1	Festlegung der Szenarien	57
D.3.2.2	Netzausbaubedarf	60
D.4	Zwischenfazit zum konventionellen Netzausbau	63
E	Reduzierter Netzausbau durch Nutzung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien	64
E.1	Übersicht	64
E.2	Erzeugungsmanagement in der Netzplanung	65
E.2.1	Abgrenzung zwischen Erzeugungsmanagement in der Netzplanung und im Netzbetrieb	65
E.2.2	Annahmen zur Simulation von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung	67
E.2.2.1	Abbildung in der Netzausbausimulation	67
E.2.2.2	Annahmen zur abgeregelten Energie	67
E.2.3	Informationstechnische Realisierung	67
E.2.3.1	Heutige Ausstattung von EE-Anlagen mit IKT	67
E.2.3.2	Funktionen für das Erzeugungsmanagement	68
E.2.3.3	Ausstattung von EE-Anlagen mit IKT	70
E.2.3.4	Kosten der IKT-Ausstattung von EE-Anlagen	71
E.2.3.5	Auswahl der informations- und kommunikationstechnischen Realisierung	73
E.2.3.6	Vorgehen zur Standardisierung und Normung	75
E.2.4	Auswirkungen von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung	76
E.2.4.1	Reduktion des Netzausbaubedarfs	76
E.2.4.2	Beschränkung des Erzeugungsmanagements auf große Anlagen	77
E.2.4.3	Reduzierung von Zusatzkosten	78
E.2.5	Umsetzung in die Planungspraxis von Verteilernetzen	80
E.2.6	Zwischenfazit zum Erzeugungsmanagement in der Netzplanung	81
E.3	Blindleistungsmanagement	81
E.3.1	Ausgestaltung	81
E.3.2	Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Blindleistungsmanagement	82
E.4	Lastmanagement in der Netzplanung	84
E.4.1	Technische Ausgestaltungsvarianten	84
E.4.2	Informations- und kommunikationstechnische Realisierung	84
E.4.3	Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Lastmanagement	85
E.5	Intelligente Netztechnologien	87
E.5.1	Untersuchte intelligente Netztechnologien	87
E.5.1.1	Regelbarer Ortsnetztransformator	87
E.5.1.2	Spannungslängsregler	89
E.5.2	Informations- und kommunikationstechnische Realisierung	90
E.5.2.1	Funktionen zur Spannungshaltung	90
E.5.2.2	Kosten der informations- und kommunikationstechnischen Realisierung	94
E.5.2.3	Wechsel zwischen Varianten der Spannungsregelung	96
E.5.3	Reduktion des Netzausbaubedarfs durch intelligente Technologien	99
E.6	Kombination innovativer Planungskonzepte	102
E.6.1	Untersuchte Kombinationen	102
E.6.1.1	Technische Ausgestaltung	102
E.6.1.2	Synergiepotenziale bei der IKT	102
E.6.2	Reduktion des Netzausbaubedarfs durch eine Kombination der Maßnahmen	105

E.7	Anforderungen an die Sicherheit der IKT und die zukünftigen Rahmenbedingungen	110
E.7.1	Verfügbarkeit und Sicherheit der IKT bei intelligenten Lösungsansätzen	110
E.7.2	Analyse der regulatorischen und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen	115
E.7.2.1	Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzausbauplanung	115
E.7.2.2	Stimulanz effizienter Gesamtkosten	116
E.7.2.3	Zunehmende Heterogenität der Netzbetreiber	120
E.8	Zwischenfazit zum Netzausbau mit intelligenten Betriebsmitteln	121
F	Handlungsempfehlungen	125
	Abkürzungsverzeichnis	129
	Glossar	130
	Abbildungsverzeichnis	137
	Tabellenverzeichnis	142
	Anhang	144
	Anhang 1 SGAM Modell	144
	Anhang 2 Migrationspfade	156
	Anhang 3 IKT-Sicherheit	162
	Anhang 4 Vorgehen zur Potenzialflächenabschätzung für den EE-Zubau	169
	Anhang 5 Detailergebnisse Netzausbaubedarf	177
	Anhang 6 Datenabfrage Netzbetreiber	190

Management Summary

■ ZIEL UND METHODIK

Die deutsche Energieversorgung steht vor einem grundlegenden Wandel. Innerhalb von nur wenigen Jahrzehnten soll die bislang durch nukleare und fossile Energiequellen geprägte Energieerzeugung auf Erneuerbare Energien umgestellt werden. Dazu sind große technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Herausforderungen zu bewältigen.

Deutschland spielt eine Vorreiterrolle beim Ausbau und der Integration von Erneuerbaren Energien in elektrische Netze. Bislang sind Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien mit einer installierten Leistung von insgesamt ca. 61 GW an das deutsche Stromnetz angeschlossen¹. Die besondere Rolle Deutschlands wird insbesondere beim Vergleich mit anderen europäischen Mitgliedsstaaten wie Frankreich (12,9 GW), Italien (21,3 GW) oder auch Großbritannien (9,3 GW) deutlich. Zukünftig wird die Integration von Erneuerbarer Energien-Anlagen (EE-Anlagen) auch weiter zunehmen. Gemäß den Zielen der deutschen Bundesregierung soll ihr Anteil an der deutschen Bruttostromerzeugung von derzeit ca. 23 % auf über 50 % bis 2032 und bis zu 80 % bis 2050 steigen.

Vor dem Hintergrund der besonderen Rolle der Verteilernetze für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende wird im Rahmen dieser Studie der Ausbaubedarf in diesen Netzen quantifiziert. Darauf aufbauend wird auch das Einsparpotenzial durch die Nutzung intelligenter Netztechnologien und die Anwendung innovativer Planungs- und Betriebsstrategien untersucht und bewertet.

Im Fokus der Studie stehen dabei folgende Fragestellungen:

- Wie hoch ist der Netzausbaubedarf in den deutschen Verteilernetzen unter Berücksichtigung aktueller Planungsgrundsätze? Wie verteilt sich dieser auf die Verteilernetzebenen und die Regionen?
- Durch welche Planungs- und Betriebsstrategien und durch Anwendung welcher intelligenten Netztechnologien können der notwendige Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Integrationskosten in den Verteilernetzen gesenkt werden?
- Welche Informations- und Kommunikations-Technologien (IKT) sind dazu notwendig, welche Umsetzungskonzepte sind sinnvoll und welche Konsequenzen für die Versorgungssicherheit sind durch die erhöhte Abhängigkeit von IKT zu erwarten?
- Welche regulatorischen oder ordnungspolitischen Anpassungen sind erforderlich, um die optimale Integrationsstrategie zu fördern?

¹ Stand 2012, BDEW

90 % der in EE-Anlagen installierten Leistung ist an Verteilernetze angeschlossen. Diese Netze machen mit 1,7 Mio. km Leitungslänge ca. 98 % des gesamten deutschen Stromnetzes aus.

Die deutschen Verteilernetze bilden das Rückgrat der angestrebten Energiewende. Bereits heute ist eine Windkraft- und Photovoltaikleistung von ca. 55 GW – und damit ca. 90 % der installierten Leistung aller Anlagen – an den heterogen aufgebauten Verteilernetzen angeschlossen².

Für die Verteilung der erzeugten Erneuerbaren Energie stehen unter anderem ca. 500.000 Niederspannungsnetze mit einer gesamten Leitungslänge von rund 1,1 Mio. km zur Verfügung. Die Mittelspannungsebene umfasst ca. 4.500 Netze mit einer gesamten Netzlänge von ca. 510.000 km und die Hochspannungsebene ca. 100 Netze mit einer gesamten Netzlänge von ca. 95.000 km. Im Vergleich zum deutschen Übertragungsnetz (ca. 35.000 km Netzlänge) macht das Verteilernetz mit 1,7 Mio. km Leitungslänge den weitaus größten Teil des deutschen Stromnetzes aus. Ca. 75 % aller Netzbetreiber sind bereits heute zumindest punktuell von der Integration dezentraler Einspeisungen betroffen. Die betroffenen Netzbetreiber liegen vorwiegend im ländlichen Raum.

Je nach Ausbauszenario wird sich die installierte Windkraft- und Photovoltaikleistung bis zum Jahr 2032 gegenüber heute mehr als verdoppeln oder sogar verdreifachen.

Die Konsequenzen des EE-Zubaus auf die deutschen Verteilernetze werden anhand von drei Szenarien untersucht. Diese decken die gesamte Spannbreite realistischer Entwicklungsmöglichkeiten bis zum Jahr 2032 ab.

- **Szenario „EEG 2014“:** Dieses Szenario gibt die aktuellen politischen Ziele der Bundesregierung wieder, die dem beschlossenen Entwurf für ein „EEG 2014“ vom Bundeskabinett im April 2014 zugrunde liegen. Das Szenario „EEG 2014“ geht von einer installierten Leistung an Erneuerbaren Energien von 128 GW im Jahr 2032 aus (60 GW Wind, 59 GW Photovoltaik, 9 GW Sonstige). Dies entspricht mehr als einer Verdoppelung der heutigen installierten Leistung an EE-Anlagen.
- **Szenario „Netzentwicklungsplan (NEP)“:** Dieses Szenario fasst die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Szenario B des Netzentwicklungsplans 2013 zusammen. Es wird angenommen, dass die installierte Leistung an Erneuerbaren Energien auf insgesamt 139 GW (65 GW Wind, 65 GW Photovoltaik, 9 GW Sonstige) bis zum Jahr 2032 ansteigt.
- **Szenario „Bundesländer“:** Dieses Szenario spiegelt die kumulierten Ziele und Prognosen der einzelnen Bundesländer wider. Das Szenario „Bundesländer“ führt zu einer installierten Leistung an Erneuerbaren Energien von 206 GW im Jahr 2032 (111 GW Wind, 85 GW Photovoltaik, 10 GW Sonstige). Die heutige installierte EE-Leistung wird damit mehr als verdreifacht.

Diese drei Szenarien charakterisieren den Korridor für eine zu erwartende Entwicklung der Erneuerbaren Energien und ermöglichen damit eine belastbare Abschätzung des zukünftigen Netzausbaubedarfs in deutschen Verteilernetzen.

² Stand 2012, BDEW

Die Abschätzung des Netzausbaubedarfs erfordert die Abbildung der heterogenen Struktur der Verteilernetze und des lokal differierenden Zubaus von EE-Anlagen.

Die deutschen Nieder- und Mittelspannungsnetze, die bereits heute den Großteil der Energie aus EE-Anlagen aufnehmen, unterscheiden sich vor allem in ihrer Netzstruktur. Hierbei ist zu beachten, dass der Netzausbaubedarf grundsätzlich nicht-linear von der Kombination aus der jeweiligen Netzstruktur, der Versorgungsaufgabe und der Leistung an EE-Anlagen abhängig ist. Eine Durchschnittsbetrachtung ist deshalb nicht ausreichend, sondern erfordert eine individuelle Abbildung der Netze. Zur Ermittlung des Ausbaubedarfs werden deshalb Verteilernetzbetreiber in repräsentative Modellnetzklassen (10 Niederspannungs- und 8 Mittelspannungsmodellnetzklassen) untergliedert, die jeweils eine ähnliche Durchdringung mit EE-Anlagen, bspw. „stark durch Photovoltaikanlagen geprägt“ oder „stark durch Windkraftanlagen geprägt“, aufweisen. Für jede dieser Modellnetzklassen werden typische Netzmodelle erstellt, durch die die heutige heterogene Struktur der Verteilernetze abgebildet wird. Die zur Charakterisierung der typischen Netzmodelle erforderlichen Parameter basieren auf umfangreichen Analysen der heutigen Netze. Über die hohe Anzahl an simulierten Netzen – mehr als 2 Mio. Modellnetze – wird sichergestellt, dass die Heterogenität der einzelnen deutschen Verteilernetze auch bei der Simulation angemessen und sachgerecht berücksichtigt wird.

Ein ähnlicher Ansatz wird für die Verteilung der EE-Anlagen gewählt. Hierbei werden die Daten der deutschen Windkraft- und Photovoltaikanlagen ausgewertet und den jeweiligen Verteilernetzen in den Modellnetzklassen zugeordnet. Für die Entwicklung der Anlagengrößen werden historische Entwicklungen zugrunde gelegt und mit prognostizierten Entwicklungen von Fachexperten abgeglichen. Auf diese Weise können für jedes Szenario („EEG 2014“, „NEP“ und „Bundesländer“) mehrere Millionen Kombinationen von Zubauvarianten der EE-Anlagen für die unterschiedlichen Verteilernetze berechnet werden. Durch die große Anzahl der so ermittelten Modellnetze lässt sich der Ausbaubedarf sachgerecht ermitteln und Aussagen über die Häufigkeit „kritischer“, d. h. Netzausbau erfordernder Kombinationen von Netzstrukturen und EE-Zubau treffen.

Für die Hochspannungsebene wurden im Rahmen der Studie leitungs- und stationsscharfe Modelle aller deutschen Hochspannungsnetze entwickelt und simuliert. Dies war notwendig, da die individuell vermaschten Netzstrukturen der Hochspannungsnetze und ihre geringe Anzahl eine statistisch belastbare Zuordnung zu Modellnetzklassen nicht zulassen.

■ UNTERSUCHUNGSERGEBNISSE

UNTER BERÜCKSICHTIGUNG KONVENTIONELLER PLANUNGSMETHODEN ERFORDERT DER EE-ZUBAU EINEN DEUTLICHEN AUSBAU DER DEUTSCHEN VERTEILERNETZE.

Bis 2032 sind je nach Szenario zusätzliche Gesamtinvestitionen in Höhe von ca. 23 Mrd. EUR bis 49 Mrd. EUR erforderlich.

Unter Beachtung der aktuellen Planungsgrundsätze müssen bis 2032 zur Integration der EE-Anlagen rund 23 Mrd. EUR (Szenario „EEG 2014“), 28 Mrd. EUR (Szenario „NEP“) und sogar 49 Mrd. EUR (Szenario „Bundesländer“) in die Verteilernetze investiert werden. 80 % des Investitionsbedarfs fällt in den Mittel- und Hochspannungsnetzen an. Dabei wird angenommen, dass der Netzzubau in der Hochspannungsebene vollständig mit Erdkabeln durchgeführt wird. Diese Verkabelung ist für rund zwei Drittel der Netzausbaukosten in der Hochspannungsebene und für rund ein Drittel der gesamten Ausbaukosten verantwortlich.

Die Netzausbaukosten steigen überproportional im Szenario „Bundesländer“. Dort wird im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“ zwar rund 50 % mehr Energie aus EE-Anlagen eingespeist, aber gleichzeitig steigt der Investitionsbedarf in den Verteilernetzen auf mehr als das Doppelte.

Der Netzausbaubedarf lässt sich auch in der Länge der zusätzlichen zur Integration der EE-Anlagen erforderlichen Leitungen messen. Die Netzlänge im Jahr 2032 erhöht sich um 5 % in der Nieder-, 14 % in der Mittel- und 11 % in der Hochspannungsebene gegenüber dem Vergleichsjahr 2012. Insgesamt müssen bis 2032 zwischen ca. 130.000 km (Szenario „EEG 2014“) und ca. 280.000 km (Szenario „Bundesländer“) zusätzliche Leitungskilometer gebaut werden.

Die jährlichen Kosten der Verteilernetze erhöhen sich um 10 % bis 20 % in den nächsten 20 Jahren.

Bis 2032 wachsen die jährlichen Zusatzkosten (Kapital- und Betriebskosten) auf ca. 1,8 Mrd. EUR p.a. im Szenario „EEG 2014“. Dies entspricht einer Erhöhung der Netzkosten um rund 10 % gegenüber 2012. Im Szenario „Bundesländer“ wird dieser Wert bereits 2017 erreicht und wächst bis zum Jahr 2032 sogar auf rund 3,8 Mrd. EUR p.a. – oder über 20 % der Netzkosten von 2012.

Bis zu 70 % des identifizierten Netzausbaubedarfs fallen bereits in den kommenden zehn Jahren an.

Bereits bis 2022 müssen bis zu 70 % der identifizierten Netzausbaumaßnahmen erfolgen, nahezu unabhängig vom betrachteten Szenario. Ein wesentlicher Grund für diesen hohen zeitnahen Netzzubau ist der starke EE-Zubau im gleichen Zeitraum, denn es fallen je nach Szenario bis 2022 rund 65 % des EE-Zubaus für den gesamten Zeitraum bis 2032 an.

Der schnelle Anstieg des Netzausbaubedarfs zeigt sich auch in der Erhöhung der jährlichen Netzkosten. Im Szenario „EEG 2014“ steigen die jährlichen Kosten viermal schneller als in der darauf folgenden Dekade.

Mehr als ein Drittel der Betreiber von Niederspannungsnetzen und knapp zwei Drittel der Betreiber von Mittelspannungsnetzen sind vom Netzausbau betroffen.

Netzausbaubedarf besteht nicht in allen Modellnetzklassen. Nur ca. 35 % (bzw. 64 %) der Verteilernetzbetreiber sind Modellnetzklassen zugeordnet, in denen nennenswerter Ausbaubedarf in der Niederspannungsebene (bzw. Mittelspannungsnetzen) besteht. Diese Netzbetreiber sind zum Teil allerdings sehr stark vom Netzausbau betroffen. So beträgt bis zum Jahr 2032 im Szenario „EEG 2014“ der Ausbaubedarf in Mittelspannung bei den am stärksten betroffenen Verteilernetzbetreibern bis zu 40 % oder sogar 70 % der Netzlänge von 2012. In der Niederspannungsebene fällt der Ausbaubedarf deutlich geringer aus und liegt bei durchschnittlich bis zu 13 % in den am stärksten betroffenen Modellnetzklassen. In den beiden anderen Szenarien – und insbesondere im Szenario „Bundesländer“ – ist der Ausbaubedarf noch deutlich höher.

Der Ausbaubedarf verteilt sich nicht homogen über alle Verteilernetze, sondern konzentriert sich auf wenige Netze. So sind in der Niederspannungsebene nur 8 % der ca. 500.000 deutschen Niederspannungsnetze vom Ausbau betroffen. Netzausbau ist vor allem dort notwendig, wo hohe dezentrale Einspeiseleistungen gerade in solche Netze angeschlossen werden, die – bspw. durch hohe Abgangslängen – nicht zum Anschluss von dezentraler Einspeisung geeignet sind. Diese Situation tritt besonders häufig im ländlichen Raum auf. In der Mittelspannungsebene ist der Netzausbau an den Stellen ausgeprägt, wo Windkraftanlagen direkt an das Mittelspannungsnetz und Photovoltaikanlagen oft in den unterlagerten Niederspannungsebenen angeschlossen sind. Dies betrifft ca. 39 % aller Mittelspannungsnetze.

Der Investitionsbedarf fällt nach Regionen und Spannungsebenen höchst unterschiedlich aus.

Unabhängig vom Szenario wird der Netzausbau in der Niederspannungsebene vor allem in Süddeutschland notwendig werden (ca. 60 %), da diese Region³ auch zukünftig maßgeblich vom Photovoltaik-Ausbau betroffen sein wird. Der identifizierte Netzausbaubedarf im Mittelspannungsnetz ist regional nahezu gleichmäßig verteilt. In der Hochspannungsebene konzentriert sich der Netzausbaubedarf mit ca. 39 % auf Nord- bzw. mit ca. 33 % auf Ostdeutschland. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass in diesen Regionen die Windenergie eine entscheidende Rolle bei der Energieerzeugung spielt und sich ein großflächiger Transport zu den Lastschwerpunkten ergibt.

Der Ausbaubedarf hat direkte Auswirkungen auf die regionalen Netzentgelte. Für die Niederspannungsnetzentgelte wird erwartet, dass die Netzentgelte im Szenario „EEG 2014“ für Kunden ohne registrierende Leistungsmessung bis ins Jahr 2022 vor allem in den Regionen Nord- und Ostdeutschland um bis zu 16 % ansteigen (Bezugsgröße ist das Netzentgeltvolumen im Jahre 2012 in Höhe von ca. 18 Mrd. EUR). Die Regionen Süddeutschland (10 %) und Westdeutschland (4 %) sind hingegen weniger stark von den Auswirkungen betroffen. Beim Szenario „Bundesländer“ würden die Netzentgelte in Nord- und Ostdeutschland sogar bis zu ca. 30 % ansteigen. Mit

³ Nord: Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein / West: Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland / Ost: Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen / Süd: Bayern und Baden-Württemberg.

zunehmender Integration der Erneuerbaren Energien dürften die Netzentgelte noch stärker regional differieren.

Die technologische oder regionale Ausprägung des EE-Zubaus hat einen signifikanten Einfluss auf den Netzausbaubedarf.

Die Konsequenzen eines veränderten technologischen bzw. regionalen EE-Zubaus wurden anhand zweier zusätzlicher Szenarien untersucht, die beide eine vergleichbare jährliche Einspeisemenge aus EE-Anlagen ausweisen. Zum einen wurde der Zubau von EE-Anlagen mit den geringsten Stromerzeugungskosten simuliert. Dazu wurde unterstellt, dass lediglich in die EE-Anlagen investiert werden, die die niedrigsten Stromgestehungskosten haben. Aufgrund der heutigen und aktuell bis 2032 absehbaren Kostenentwicklung würden damit in den nächsten Jahren vor allem Windkraftanlagen an Land und ab 2022 auch zunehmend Photovoltaikanlagen ausgebaut werden. Zur Untersuchung des Potenzials der EE-Technologie wurden die verfügbaren Flächen in Deutschland anhand umfangreicher statistischer Analysen der Bodenbeschaffenheit, Flächennutzung und auch Abstandsauflagen ausgewertet. Die verfügbaren Flächen wurden mit dem jeweiligen lokalen Potenzial bewertet und die günstigsten Flächen identifiziert.

Zum anderen wurden die regionale Verteilung und die verwendeten Technologien des Szenarios „Bundesländer“ zugrunde gelegt und so skaliert, dass in Summe die gleiche Energie aus EE-Anlagen eingespeist wurde, wie im Szenario mit den geringsten Stromgestehungskosten.

Der resultierende Netzausbaubedarf unterscheidet sich besonders in der Niederspannungsebene. Hier ist der Netzausbau wesentlich durch die angeschlossene PV-Leistung getrieben. Auch der Ausbaubedarf in der Hochspannungsebene unterscheidet sich in den untersuchten Szenarien. Hier ist insbesondere die regionale Konzentration mitbestimmend für den erforderlichen Netzausbau.

INNOVATIVE PLANUNGSKONZEPTE IN VERBINDUNG MIT INTELLIGENTEN TECHNOLOGIEN VERRINGERN DEN PROGNOSTIZIERTEN AUSBAUBEDARF ERHEBLICH.

Diese Studie unternimmt erstmalig den Versuch, den Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung der heterogenen Netzstrukturen in den deutschen Verteilernetzen und der zu erwartenden horizontalen und vertikalen EE-Zubauszenarien abzuschätzen sowie den Einfluss innovativer Planungskonzepte unter Verwendung intelligenter Technologien zu quantifizieren. Eine solche umfassende Bewertung existierte bisher nicht.

Grundsätzlich gibt es eine große Bandbreite an verschiedenen Lösungsansätzen, um den erwarteten Anforderungen an die Verteilernetze durch die steigende Integration Erneuerbarer Energien gerecht zu werden. Um die gesamte Bandbreite abdecken zu können, wurden nach einer Voranalyse die folgenden Lösungsansätze in der Studie näher untersucht:

■ Erzeugungsmanagement in der Netzplanung

In der Netzausbauplanung wird die gezielte Abregelung der Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien-Anlagen für wenige Stunden des Jahres zugelassen, um eine für höchst selten auftretende Belastungsspitzen erforderliche Netzauslegung auf 100 % der Einspeiseleistung zu reduzieren oder zu vermeiden.

- Blindleistungsmanagement in der Netzplanung
Die Bereitstellung von Blindleistung durch dezentrale Erzeugungsanlagen wird gegenüber den in heutigen Regularien festgelegten Grenzen erweitert.
- Lastmanagement in der Netzplanung
In der Netzausbauplanung wird die gezielte Beeinflussung von Lasten für wenige Stunden des Jahres zugelassen, um die Einspeisung der EE-Anlagen zu kompensieren.
- Intelligente Netztechnologien
Intelligente Netztechnologien, d. h. regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), Spannungslängsregler und Hochtemperaturleiterseile, kommen umfänglich zum Einsatz.

Die einzelnen Maßnahmen werden zunächst getrennt voneinander analysiert. Darauf aufbauend wird dann die Kombination diverser Maßnahmen untersucht, um Effekte einer gemeinsamen Anwendung unterschiedlicher Lösungsmöglichkeiten herauszufinden und die optimale Kombination von Lösungsansätzen abzuleiten. Schließlich werden auch die notwendigen technischen und regulatorischen Voraussetzungen identifiziert und bewertet.

Bereits ein geringes Maß an abgeregelter Energie von Windkraft- und PV-Anlagen reicht zur signifikanten Reduktion des Netzausbaubedarfs aus.

Bei der Analyse der Auswirkungen des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung wird angenommen, dass auf eine Netzausbaupflichtung für eine maximale Einspeisung der EE-Anlagen verzichtet wird und stattdessen bei der Netzausbauplanung eine Abregelung der EE-Einspeisungen berücksichtigt werden darf. Dabei wird im Rahmen der Netzplanung eine Abregelung ausschließlich von Windkraft- und PV-Anlagen unterstellt und angenommen, dass nur EE-Anlagen in Netzen mit Netzausbaubedarf abgeregelt werden.

Es reicht eine Abregelung der jährlichen Einspeisung dieser EE-Anlagen von 1 % aus, um den Netzausbaubedarf um ca. 30 % zu senken. Eine Abregelung von 3 % der Jahresenergie würde ausreichen, um mehr als 40 % des Netzausbaus einzusparen.

Die Effektivität, das ist das Verhältnis der potentiellen Netzausbaueinsparung zur abgeregelten Energie, nimmt ab einer jährlichen abgeregelten Energie von ca. 3 % deutlich ab. Der Verlauf der Effektivität ist unabhängig von den untersuchten EE-Zubauszenarien und auch weitgehend unabhängig davon, ob PV- oder Windkraftanlagen abgeregelt werden. Durch eine selektive Abregelung von EE-Anlagen könnte die Effektivität weiter gesteigert werden.

Durch die Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung können die jährlichen Zusatzkosten zur Integration von EE-Anlagen in Verteilernetze um mindestens 15 % reduziert werden.

Die Kosteneinsparungen durch vermiedenen Netzausbau den zusätzlichen Kosten für IKT zur Kommunikation und Steuerung sowie für die Beschaffung von Ersatzenergie gegenübergestellt. Die Kosten für die Ersatzbeschaffung der Energie wird mit den Kosten für zusätzliche EE-Anlagen, d. h. 100 EUR/MWh, bewertet.

Durch Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung können dann die Gesamtkosten um mindestens 15 % gesenkt werden. Der durch den EE-Zubau induzierte Netzausbaubedarf kann dann um mehr als 40 % gesenkt werden – ca. 55 % in der

Niederspannung, ca. 32 % in der Mittelspannung und noch einmal ca. 45 % in der Hochspannung. Dem stehen allerdings vor allem die Kosten für die abgeregelte Energie gegenüber. Durch das Erzeugungsmanagement wird damit auch der Anteil der variablen Kosten an den Gesamtkosten von 16 % (konventioneller Netzausbau) auf bis zu knapp 40 % (Erzeugungsmanagement) steigen.

Durch die Möglichkeit der Abregelung konventioneller Erzeugung im operativen Betrieb können die Kosten der Ersatzenergiebeschaffung gegebenenfalls reduziert werden. Dadurch könnten die Gesamtkosten weiter reduziert und eine weitere Reduktion des Netzausbaus wirtschaftlich werden.

Sowohl eine Weiterentwicklung des Blindleistungsmanagements als auch die Einführung eines Lastmanagements reduzieren den Netzausbaubedarf nur geringfügig.

Ausgehend von einer $\cos(\varphi)$ -Steuerung mit 0,9 bzw. 0,95 entsprechend der gültigen BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, der aktuellen VDE-Norm VDE-AR-4105 sowie den technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber wurde die $\cos(\varphi)$ -Steuerung auf bis zu 0,7 erhöht. Durch den Einsatz eines erweiterten Blindleistungsmanagements kann zwar der Netzausbau in der Niederspannung reduziert werden, es erhöht sich aber auch der quantitative Bedarf an Transformatoren in den verschiedenen Umspannungsebenen. Eine Erweiterung des Blindleistungsmanagements über eine $\cos(\varphi)$ -Steuerung von 0,9 hinaus liefert keinen nennenswerten Vorteil für die Gesamtkosten. Zur Reduktion des spannungsbedingten Netzausbaus in der Niederspannungsebene kann eine Erweiterung allerdings sinnvoll sein.

Weiterhin trägt das netzdienliche Lastmanagement kaum bis wenig zur Reduktion des Netzausbaus bei. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass der Ausbaubedarf vor allem in den Netzen auftritt, in denen die installierte EE-Leistung höher als die Lastspitze ist. Diese Netze liegen in der Regel im ländlichen Raum und haben insgesamt geringe Lasten. Der Netzausbau ist durch die installierten Leistungen dezentraler Einspeisungen getrieben und wird auch durch die Netzstruktur, wie Abgangslängen, beeinflusst. Eine Beeinflussung der geringen Last ändert deshalb an den auftretenden Engpässen verhältnismäßig wenig.

Netzdienliches Lastmanagement kann dennoch in den Netzen sinnvoll sein, in denen die Last selbst netzausbau- und netzbetriebsrelevant ist. Insbesondere bei einem zukünftig gegebenenfalls durch eine wachsende Beeinflussbarkeit verursachtes steigendes Maß an Gleichzeitigkeit der Lasten könnte ein netzdienliches Lastmanagement zweckmäßig sein. Eine entsprechende Analyse geht allerdings über den Betrachtungsrahmen dieser Studie hinaus.

Der regelbare Ortsnetztransformator reduziert vor allem den Netzausbaubedarf in der Niederspannung und führt zu einer Reduktion der durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten von knapp 10 %.

Durch den Einsatz des regelbaren Ortsnetztransformators können die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten um knapp 10 % gegenüber den zusätzlichen Kosten beim konventionellen Netzausbau reduziert werden. Dabei kann der Ausbau der Niederspannungsnetze fast vollständig vermieden werden. Das kumulierte Investitionsvolumen im Zeitraum bis 2032 fällt um ca. 15 % gegenüber dem konventionellen Netzausbau.

Um das höchste Einsparpotential zu erhalten, müssen rONT in allen Niederspannungsnetzen eingesetzt werden, die von einem Ausbau betroffen sind, d.h. in rund 8 % der ca. 500.000 Niederspannungsnetze in Deutschland. Damit müssen bis zum Jahr 2032 über 45.000

rONT und bis zum Jahr 2022 immerhin knapp 30.000 rONT verbaut werden. Dies bedeutet, dass in den nächsten Jahren rund 3.000 rONT pro Jahr in Betrieb genommen werden müssen.

Eine optimale Kombination aus innovativen Planungskonzepten unter Verwendung intelligenter Technologien kann die notwendigen Investitionen halbieren und die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten bis zu 20 % senken.

Bei einem kombinierten Einsatz von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung und rONT sind Letztere lediglich in denjenigen Netzen erforderlich, in denen nach dem Einsatz des Erzeugungsmanagements noch verbleibender Netzausbaubedarf vorhanden ist (ca. 2 % der Netze). Durch die Kombination der Maßnahmen reduziert sich der Investitionsbedarf im Betrachtungszeitraum um rund 60 % gleichmäßig in allen Netzebenen. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten sinken um ca. 20 %. In diesem Fall müssen anstelle von über 45.000 rONT lediglich rund 10.000 rONT bis 2032 installiert werden. Durch eine optimale Ausgestaltung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung und rONT-Ausbau könnten diese Einsparungen noch weiter gesteigert werden.

Die direkten zusätzlichen IKT-Kosten der intelligenten Lösungen fallen insgesamt moderat aus.

Die IKT-Kosten setzen sich zusammen aus den zusätzlichen Kapitalkosten für die Steuerung der Einzelanlagen und den Betriebskosten für die nötige Kommunikationsinfrastruktur. Es wird dabei unterstellt, dass alle Anlagen, unabhängig von Größe, Ort und Bestands- oder Neuanlagen, entsprechend aus- bzw. nachgerüstet werden. Die höchsten jährlichen IKT-Zusatzkosten treten beim Erzeugungsmanagement auf und betragen durchschnittlich nur etwa 4 % der jährlichen Zusatzkosten.

Die Kosten zur leittechnischen Integration des Erzeugungsmanagements sind darin nicht enthalten. Sie richten sich u. a. nach den bereits vorhandenen IT-Systemen und können individuell deutlich höher als die übrigen Investitionskosten für IKT ausfallen.

Die bisher entwickelten IKT-Lösungen umfassen keinerlei gemeinsame Kommunikationsinfrastruktur bzgl. der Gewerke und führen zumeist dazu, dass parallele Kommunikationsverbindungen zwischen den Komponenten aufgebaut werden. Mit einer zu erwartenden Etablierung der intelligenten Messsysteme steht bald jedoch eine mit dem Fokus auf Sicherheit entwickelte Lösung als Gateway zur Verfügung, die Verwendung auch für netzdienliche Dienstleistungen finden kann. Dazu müssen eine Analyse aus Sicht der Kommunikationsanforderungen für eine Netzdienlichkeit erfolgen und auch in der Normung noch verschiedene technologische Aspekte koordiniert werden, um bisherige Lösungen zusammenzuführen. Werden diese Aspekte ausreichend adressiert, dürfte eine harmonisierte, standardkonforme und kosteneffiziente Lösung für die Zukunft zu erwarten sein und dabei sowohl die IKT-Sicherheit erhöhen als auch die IKT-Kosten weiter reduzieren.

Der Einsatz innovativer Planungskonzepte und die Verwendung intelligenter Technologien können die wachsende Spreizung der regional differierenden Netzentgelte dämpfen.

Im Fall des konventionellen Netzausbaus fällt der durchschnittliche Netzentgeltanstieg für Kunden ohne registrierende Lastgangmessung und in nicht-großstädtischen Netzen regional sehr unterschiedlich aus und kann bis zu knapp 16 % (in Ostdeutschland) betragen. Der Einsatz innovativer Planungskonzepte und die Verwendung intelligenter Technologien führen nicht nur zu

einer Absenkung des durchschnittlichen Netzentgeltanstieges, sondern auch zu einer Abschwächung der regionalen Unterschiede. Lediglich in Westdeutschland fallen die Auswirkungen auf die Netzentgelte deutlich niedriger aus als in den übrigen Regionen.

■ HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Das Erzeugungsmanagement sollte bereits in der Netzausbauplanung Berücksichtigung finden, um einen Netzausbau für die „letzte Kilowattstunde“ zu vermeiden.

Die Berücksichtigung einer gezielten Reduktion der Einspeisung von EE-Anlagen in der Netzplanung kann zu deutlichen Einsparungen beim Netzausbau führen und die Gesamtkosten um mindestens 15 % absenken. Sowohl eine fernsteuerbare als auch eine feste Reduktion der Einspeisung sollten bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden können. Zur entsprechenden Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung ist eine Anpassung des Ordnungsrahmens in Bezug auf die Anforderungen nach §§ 12 und 14 EnWG erforderlich.

In der Netzplanung sollte nur die Abregelung von Windkraft- und PV-Anlagen berücksichtigt werden. Darüber hinaus könnte zunächst ein beschränktes Maß an abregelbarer Energie von EE-Anlagen festgelegt werden. Ein solches Maß (beispielsweise 3 % je Anlage) kann dem Netzbetreiber einen sinnvollen Spielraum zur kostenoptimalen Abregelung der EE-Anlagen in der Netzplanung ermöglichen, ohne die Einspeisung einzelner Anlagen zu stark zu kürzen. Vorgaben zur Beschränkung der abregelbaren Energie kann im Laufe der Zeit mit wachsender Erfahrung angepasst werden.

Die operative Umsetzung sollte hinsichtlich der Abschaltreihenfolge nach ökonomischen Gesichtspunkten erfolgen und kann auf den Grundsätzen des Leitfadens zum Einspeisemanagement der Bundesnetzagentur basieren. Diese müssen im Hinblick auf ihre Umsetzbarkeit geprüft und gegebenenfalls weiterentwickelt werden.

Die dargestellten Einsparpotenziale durch Erzeugungsmanagement in der Netzplanung wurden unter Berücksichtigung von Bestandsanlagen ermittelt. Um diese Einsparpotenziale zu generieren, sollte daher auch die gezielte Abregelung von Bestandsanlagen in der Netzplanung möglich sein.

Die Anwendung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung führt zu einer Reduktion des Netzausbaus. Dadurch ist erforderlich, dass die operative Umsetzung im Betrieb auch zuverlässig funktioniert. Eine zuverlässige Abregelung der EE-Anlagen muss gewährleistet sein und sollte vom Netzbetreiber eingefordert werden können.

Die Entscheidung über die Ausgestaltung der Planungskonzepte und über die zur Anwendung kommenden intelligenten Technologien sollte beim Netzbetreiber liegen.

Durch eine sachgerechte Kombination aus in der Netzplanung berücksichtigtem Erzeugungsmanagement und der Installation von regelbaren Ortsnetztransformatoren können die Kosten für den Netzausbau um mindestens 20 %, die notwendigen Netzausbaumaßnahmen sogar um mindestens 60 % gesenkt werden.

Die Auswahl der richtigen Konzepte und intelligenten Technologien hängt aber stark von den Gegebenheiten im jeweiligen Netz ab und sollte vom Netzbetreiber entschieden werden.

Die Umsetzung des Erzeugungsmanagements beinhaltet das Maß innerhalb der vorgegebenen Obergrenze, in dem EE-Anlagen pauschal oder selektiv angesteuert werden sowie Zeitpunkt und Höhe der abzuregelnden Leistung sollte durch den Netzbetreiber vorgegeben werden. Auch sollte der Netzbetreiber weiterhin die Anforderungen an die IKT-Ausstattung vorgeben dürfen, ohne allerdings unzulässige Einschränkungen anderer Marktteilnehmer vorzunehmen. Ebenso sollte die Entscheidung, ob und welche Bestandsanlagen mit fernsteuerbarer IKT bzw. mit einer festen Einspeisebegrenzung nachgerüstet werden sollen, beim Netzbetreiber liegen.

Voraussetzung für die richtige Entscheidung durch den Netzbetreiber ist, dass dieser die vollständigen Kosten und Nutzen der Anwendung trägt. Um ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Niveau des Netzausbaus zu erreichen, ist es erforderlich, dass sich die Kosten für die Beschaffung der Ersatzenergie aus EE-Anlagen auch nach den Kosten von virtuellen „EE-Ersatzanlagen“ richten. Auch die Kosten für die IKT-Nachrüstung von EE-Anlagen sollten vom Netzbetreiber getragen werden.

Die Regulierung sollte die Auswahl der jeweils geeigneten Planungskonzepte sowie intelligenten Technologien nach gesamtwirtschaftlicher Kosteneffizienz fördern.

Durch die Anwendung innovativer Planungskonzepte können zwar die Gesamtkosten des Netzausbaus deutlich gesenkt werden. Es findet aber in der Regel auch eine deutliche Verschiebung zu höheren Betriebskosten statt. So erhöht sich der Anteil der Betriebskosten an den Ausbaukosten auf bis zu 40 %, verglichen mit rund 16 % beim konventionellen Netzausbau.

Das heutige Anreizsystem ist auf die Einnahmen durch die Eigenkapitalrendite und auf die kurzfristigen Gewinne durch die Kürzung von Betriebskosten ausgerichtet. Maßnahmen, die zu langfristig sinkenden Kapitalkosten und steigenden Betriebskosten führen, sind für einen Verteilernetzbetreiber im aktuellen Regulierungsrahmen weniger interessant, selbst wenn durch diese Maßnahmen die Gesamtkosten sinken. Vom heutigen Regulierungsregime geht deshalb nur bedingt ein ausreichendes Signal zur Kostenoptimierung aus, das zur Erreichung der Einsparungspotentiale bei den Um- und Ausbaukosten in den Verteilernetzen erforderlich wäre.

Das heutige Regulierungsregime sollte weiterentwickelt werden, um jede Kosteneffizienz zu stimulieren, unabhängig davon, ob diese durch Kapital- oder Betriebskostensenkungen erreicht wird. Nur wenn seitens der Regulierung ein deutliches Signal zu intelligenten Planungskonzepten gegeben wird, können die ermittelten Vorteile erreicht werden. Dazu muss das betriebswirtschaftliche Optimum für den Netzbetreiber mit dem gesamtwirtschaftlichen Optimum in Übereinstimmung gebracht werden. Aufgrund der langfristigen Lebensdauern und Abschreibungszeiträumen sollte auch der langfristige Nutzen innovativer Konzepte ausreichend berücksichtigt werden.

Netzbetreiber sind von der Energiewende unterschiedlich stark betroffen – das Regulierungssystem muss dementsprechend differenzieren statt pauschalisieren.

Die durch den EE-Zubau induzierten Investitionen in den Verteilernetzen sind ungleichmäßig verteilt. Diese Netze werden von einer großen Anzahl von Netzbetreibern betrieben, deren Netzausbaubedarf damit jeweils sehr unterschiedlich ausfallen kann. Die durchgeführte Kategorisierung der Verteilernetzbetreiber kann gegebenenfalls als Grundlage für die Weiterentwicklung des Regulierungssystems dienen.

Wenngleich die Auswirkungen auf die Netzkosten im Durchschnitt moderat ausfallen – durchschnittliche Erhöhung der gesamten Netzkosten der Verteilernetzbetreiber um knapp 10 % bis 2032 – so sind die Auswirkungen auf einzelne Netze doch erheblich. Nur knapp 8 % der circa 500.000 Niederspannungsnetze in Deutschland und knapp 36 % der ca. 4.500 Mittelspannungsnetze sind überhaupt betroffen – diese zum Teil aber erheblich. So wird sich im Szenario „EEG 2014“ die Länge der Mittelspannungsnetze in den besonders betroffenen Modellnetzklassen bis 2032 durchschnittlich um ca. 65 % (konventioneller Netzausbau) und auch im Falle der Anwendung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung noch um immerhin ca. 44 % erhöhen.

Für die Auswirkung auf die Kosten der Netzbetreiber ist auch entscheidend, ob EE-Anlagen nachgerüstet werden müssen, ob sie einer festen Abregelung unterliegen etc. Für eine faire Behandlung der Netzbetreiber ist es deshalb entscheidend, dass diese Unterschiede bei der Festlegung der Erlösobergrenze sachgerecht berücksichtigt werden. Insbesondere muss die durch den Zubau an Erneuerbaren Energien verstärkte Heterogenität der Netzbetreiber bei der Entwicklung der Effizienzverfahren abgebildet werden – z. B. durch eine entsprechende Auswahl der Vergleichsparameter.

Eine stärkere Verankerung von intelligenter Netztechnik im Regulierungsrahmen ist notwendig.

Schließlich besteht auch Anpassungsbedarf bei den heutigen Regulierungsinstrumenten. So sollten insbesondere die rONT in die StromNEV aufgenommen werden. Ferner sollten die Betriebskosten im Instrument der Investitionsmaßnahmen entsprechend angepasst werden, da heute bereits zu erwarten ist, dass durch die vermehrte Anwendung von IKT mit einer Steigerung von Betriebskosten bei den Investitionen zu rechnen ist.

Besondere Aufmerksamkeit sollte das Erzeugungsmanagement erhalten. Wichtig ist dabei, dass bei der Betrachtung der Kosten für die Beschaffung der Ersatzenergie auf die durchschnittlichen Förderkosten von EE-Anlagen und nicht auf den Großhandelspreis abgestellt wird. Nur dadurch ist gewährleistet, dass EE-Anlagen nicht übermäßig abgeregelt werden und gesamtwirtschaftlich überhöhte Kosten entstehen. Es muss festgelegt werden, wie diese „virtuellen“ Kosten in der Festlegung der Erlösobergrenze und bei der Effizienzbestimmung berücksichtigt werden.

Aufgrund der wachsenden Bedeutung der Fernsteuerbarkeit der EE-Anlagen sollte bei Ausfall der IKT ein Rückfall auf einen leistungsreduzierten Default-Wert vorgesehen werden.

Die Anwendung einer parallelen Infrastruktur zur Umsetzung des Erzeugungsmanagements mit intelligentem Messsystem und dedizierter Steuerbox – etwa nach IEC 618650-7-420 o. Ä. – ist bis zur finalen Festlegung und Normierung bzw. Regulierung von notwendigen Technologien für ein Erzeugungsmanagement vermutlich nötig. Eine Überprüfung der netzdienlichen Anforderungen an eine Kommunikation ist zielführend zur Ermittlung einer möglichen Synergie. Regelmäßige zyklische Überprüfungen der IKT-Ausbaupfade bzgl. neuer Technologieentwicklungen und -optionen und die Analyse der Maßnahmenkataloge für die Sicherheit der kritischen Infrastruktur bzgl. der IKT-Aspekte durch die verantwortlichen Gremien sind unbedingt erforderlich. Zur Sicherstellung der Netzintegrität auch im Falle des Ausfalls der IKT sollte ein automatischer Rückfall auf einen reduzierten Default-Wert vorgesehen werden. Im Rahmen der ferngesteuerten EE-Anlagen könnte die der Planung zugrunde liegende maximale Einspeisung sein.

A Hintergrund und Ziel der Studie

Deutsche Verteilernetzbetreiber sind bereits heute maßgeblich an der Integration der Erneuerbaren Energien beteiligt. Im europäischen Vergleich sind die deutschen Verteilernetze schon jetzt mit einer deutlich höheren installierten Leistung (ca. 61 GW) an EE-Anlagen in den verschiedenen Spannungsebenen als in den anderen europäischen Mitgliedstaaten wie Frankreich (12,9 GW), Italien (21,3 GW) oder Großbritannien (9,3 GW) konfrontiert. Für Deutschland wird sich der Anteil der Erneuerbaren Energien auch zukünftig weiter erhöhen, da die politischen Ziele vorsehen, dass der Anteil der Einspeisung aus EE-Anlagen am Bruttostromverbrauch von derzeit 23 % auf über 50 % bis 2032 und bis zu 80 % bis 2050 in Deutschland ansteigen soll.

Vor dem Hintergrund der skizzierten Integrationsaufgabe ist das Hauptziel der Verteilernetzstudie, den Ausbaubedarf in deutschen Verteilernetzen zu quantifizieren. Darüber hinaus wird das Einsparungspotenzial von alternativen Lösungsansätzen zur optimalen Integration von Erneuerbaren Energien bis 2032 untersucht und bewertet.

A.1 Hintergrund der Studie

Der steigende Anteil der Erneuerbaren Energien führt in Deutschland zu grundlegend veränderten Anforderungen an die Planung und den Betrieb sicherer und zuverlässiger elektrischer Verteilernetze. Zur Gewährleistung von Sicherheit und Zuverlässigkeit elektrischer Verteilernetze unter Berücksichtigung der zukünftigen Anforderungen durch die Integration Erneuerbarer Energien existieren grundsätzlich verschiedene Lösungsansätze. Neben einer konventionellen Netzverstärkung durch Primärtechnik nach Stand der Technik werden im Rahmen dieser Studie auch Lösungsansätze wie Erzeugungsmanagement in der Netzplanung, Lastmanagement oder auch der Einsatz von intelligenten Netztechnologien untersucht. Hierbei wird davon ausgegangen, dass insbesondere durch den Einsatz von netzdienlichen operativen Maßnahmen das konventionelle Investitionsvolumen reduziert werden kann.

Politische Entscheidungen in den nächsten Jahren über Weiterentwicklungen des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens erfordern eine belastbare und breite Datengrundlage, die den zu erwartenden Ausbaubedarf in den elektrischen Verteilernetzen beziffert und das Potenzial von anderen Lösungsansätzen in einer gesamtheitlichen Betrachtung bewertet.

Dazu hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein Konsortium bestehend aus dem Beratungsunternehmen E-Bridge Consulting (E-Bridge), dem Institut und Lehrstuhl für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen sowie dem Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS) mit der Durchführung einer Verteilernetzstudie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (im folgenden „Verteilernetzstudie“) beauftragt.

Im Koalitionsvertrag der 18. Legislaturperiode „Deutschlands Zukunft gestalten“ wird die vorliegende Studie als Datenbasis für Entscheidungen zu notwendigen Weiterentwicklungen der Anreizregulierung bezeichnet.

Während der Durchführung der Studie fand ein enger Austausch mit den Akteuren der Arbeitsgemeinschaft „Intelligente Netze und Zähler“ der Netzplattform statt. Über die Arbeitsgemeinschaft konnte auch ein Datenaustausch mit Verteilernetzbetreibern organisiert werden. An diesem Datenaustausch nahmen 29 Netzbetreiber teil, welche mit ca. 32 Mio.

Entnahmestellen einen großen Teil der gesamten Entnahmestellen ausmachen. Durch den Datenaustausch und die konstruktive Diskussion mit den Teilnehmern wurde eine sachgerechte Parametrierung des angewendeten Simulationsmodells ermöglicht.

Das Plenum der Netzplattform regte insbesondere an, auch die Auswirkungen von innovativen Planungs- und Betriebsgrundsätzen zu untersuchen und zu bewerten, die teilweise über den aktuellen Rechtsrahmen hinausgehen. Insbesondere die Bewertung eines Erzeugungsmanagements in der Netzplanung, bei dem eine gezielte Abregelung von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) in der Netzplanung Berücksichtigung findet und eine Auslegung auf die 100%-ige Einspeisung der Anlagen ablöst, wurde mit Interesse verfolgt.

Im Bereich der Smart Grids sind bereits eine Vielzahl von Initiativen gestartet und Studien durchgeführt worden, um den Umwandlungsprozess von konventionellen Netzen zu Smart Grids zu untersuchen und zu unterstützen. Hierbei konzentrieren sich diese auf die Betrachtung von einzelnen technologischen Sachverhalten und schaffen keine umfassende Auswirkungsbetrachtung aller Lösungsmöglichkeiten, um die bestehenden Verteilernetze auf die zukünftigen Herausforderungen vorzubereiten.

A.2 Ziele der Verteilernetzstudie

Das Hauptziel der Verteilernetzstudie ist es daher, den gesamten Netzausbaubedarf in den deutschen elektrischen Verteilernetzen bei den zukünftigen Anforderungen bis 2017, 2022 und 2032 nach aktuellem Stand der Technik zu quantifizieren und das Potenzial von alternativen Lösungsansätzen zur Integration Erneuerbarer Energien zu bewerten.

Für die Studie werden die zukünftigen Anforderungen an deutsche Verteilernetze durch ein Spektrum von drei Szenarien modelliert. Dies schafft die Möglichkeit, die Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der installierten Leistungen von Erneuerbaren Energien und Lastsituation umfassend abzubilden. Dabei werden sowohl die aktuellen politischen Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien (Szenario „EEG 2014“), das Leitszenario des Netzentwicklungsplans 2013 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Szenario „Netzentwicklungsplan (NEP)“) als auch die regionalen politischen Ziele der Bundesländer (Szenario „Bundesländer“) betrachtet.

Im Fokus der Studie stehen die folgenden Fragestellungen:

- Wie hoch ist der Netzausbaubedarf in den deutschen Verteilernetzen unter Berücksichtigung aktueller Planungsgrundsätze? Wie verteilt sich dieser auf die Verteilernetzebenen und die Regionen?
- Wie wirkt sich eine höhere Prognosesicherheit bzgl. des Entwicklungspfades der installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien auf den notwendigen Netzausbau aus?
- Welche Auswirkungen hat die technologische und regionale Ausprägung des EE-Zubaus auf den Netzausbau in deutschen Verteilernetzen?
- Durch welche Planungs- und Betriebsstrategien unter Anwendung intelligenter Netztechnologien können der notwendige Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Integrationskosten in den Verteilernetzen gesenkt werden?
- Welche Informations- und Kommunikations-Technologien (IKT) sind dazu notwendig, welche Umsetzungskonzepte sind sinnvoll und welche Konsequenzen für die Versorgungssicherheit sind durch die erhöhte Abhängigkeit von IKT zu erwarten?

- Welche regulatorischen oder ordnungspolitischen Anpassungen sind erforderlich, um die optimale Integrationsstrategie zu fördern?

A.3 Aufbau der Verteilernetzstudie

Das methodische Vorgehen der Studie gliedert sich in insgesamt fünf weitere Kapitel; Kapitel B „Anforderungen an deutsche Verteilernetze durch die Energiewende“, Kapitel C „Methodisches Vorgehen und Simulationsmodell“, Kapitel D „Konventioneller Netzausbau“, Kapitel E „Reduzierter Netzausbau durch Nutzung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien“ sowie Kapitel F „Handlungsempfehlungen“.



Abbildung 1: Übersicht Berichtsstruktur

Im **Kapitel B** liegt der Fokus auf der Identifikation und Analyse der Ausgangssituation sowie der Festlegung von zukünftigen Entwicklungen der Rahmenbedingungen für Verteilernetzbetreiber in Deutschland. Hierzu werden auf Basis umfassender Analysen die strukturellen Unterschiede der deutschen Verteilernetzbetreiber herausgearbeitet. In der ersten Phase wird neben der Ermittlung des Status Quo die Analyse der zukünftigen Anforderungen einen Schwerpunkt darstellen. Mit Hilfe von drei unterschiedlichen Szenarien wird die Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der installierten Leistungen an Erneuerbaren Energien und die Lastsituation in deutschen Verteilernetzen erfasst. Der Zubau der Erneuerbaren Energien wird sowohl horizontal auf Regionen als auch vertikal auf Spannungsebenen allokiert, um auf dieser Basis die Entwicklungspfade aller Verteilernetze in Deutschland abzuleiten.

Das **Kapitel C** dient der Beschreibung des methodischen Vorgehens und des Simulationsmodells. Zur Simulation des Netzausbaubedarfs wurde ein stochastischer Ansatz gewählt. Da eine gesamtheitliche Simulation aller deutschen Mittel- und Niederspannungsnetze auf Grund der hohen Anzahl nicht sachgerecht erscheint, werden diese auf Basis von vergleichbaren Versorgungsaufgaben zu sogenannten Modellnetzklassen zusammengefasst und über ein statistisches Verfahren (Monte-Carlo-Simulation) in deren Struktur sowie konkreter Versorgungsaufgabe variiert, um die Realität der Netze weitestgehend abbilden zu können. Die

deutschen Hochspannungsnetze werden hingegen in einem realitätsorientierten Netzmodell nachgebildet und simuliert.

In **Kapitel D** wird der Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung konventioneller Planungs- und Betriebsmethoden berechnet. Basis bilden die in Kapitel B hergeleiteten Szenarien und die in Kapitel C beschriebene Modellierung. Es werden die erwarteten Netzausbauvolumen für die verschiedenen Spannungs- und Umspannebenen ermittelt. Darauf aufbauend wird der regionale Netzausbaubedarf bestimmt. Auf Basis der ermittelten Ausbauvolumen werden die resultierenden Investitionsvolumen und die jährlichen Kosten ermittelt. Schließlich wird auch der Einfluss der Netzausbaumaßnahmen auf die Netzentgelte berechnet. Damit wird eine umfangreiche Basis geschaffen, den Netzausbaubedarf bei unterschiedlichen EE-Zubauszenarien bis zum Jahr 2032 abzuschätzen.

Kapitel E dient zur Quantifizierung des Einflusses innovativer Planungskonzepte sowie intelligenter Technologien auf den in Kapitel D ermittelten Ausbaubedarf. Jeder dieser Lösungsansätze, wie das Erzeugungsmanagement, das Blindleistungsmanagement, das Lastmanagement oder der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, wird sowohl separat als auch in Kombination bewertet, um auch übergreifende Effekte der einzelnen Technologien auf den Netzausbaubedarf zu spezifizieren. Für jede der untersuchten Umsetzungsvarianten erfolgt eine gesamtwirtschaftliche Bewertung auf Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse. Im Sinne einer Grenzwohlfahrtsbetrachtung werden zusätzliche Kosten und Nutzen der Varianten gegenüber einem konventionellen Netzausbau abgeschätzt. Schließlich wurden sowohl die in Zusammenhang mit der Einführung intelligenter Technologien stehenden Fragen der IKT-Sicherheit als auch die Anforderung an den zukünftigen ordnungspolitischen und regulatorischen Rahmen diskutiert.

Im abschließenden **Kapitel F** werden Handlungsempfehlungen zur Implementierung der Lösungsansätze abgeleitet. Dies umfasst die Identifizierung des notwendigen Handlungsbedarfs aus technischer, ordnungspolitischer und regulatorischer Sicht.

Im **Anhang** der Studie werden Detailergebnisse und weiter führende Betrachtungen zu ausgewählten Themen dargestellt. Zunächst wird in das Smart Grid Architecture Model (SGAM) detailliert vorgestellt. Dieses wird für die Untersuchung der IKT-Komponenten des Erzeugungsmanagements in Kapitel E.2 und der intelligenten Netztechnologien in Kapitel E.5 genutzt. Während im Hauptteil der Studie die Darstellung auf die Funktions- und Komponentenebene beschränkt wird, erfolgt im Anhang die Modellierung aller Technologievarianten auf allen fünf SGAM-Ebenen.

Anhang 2 ergänzt mit den Migrationspfaden die Synergiepotenziale der identifizierten IKT Komponenten aus Kapitel E. In Anhang 3 werden mit der IKT-Sicherheit die Untersuchungen zu der Verfügbarkeit und Sicherheit der IKT bei intelligenten Lösungsansätzen aus Kapitel E.7.1 um die Erläuterung der dazugehörigen Methodik ergänzt. In Anhang 4 wird das Vorgehen zur Ermittlung der Flächen für eine mengenorientierte technologie neutrale Förderung der Erneuerbaren Energien beschrieben. Hierzu werden weiterführende Annahmen zur Sensitivitätsuntersuchung in Kapitel D.3 dargestellt, Untersuchungsschritte ausgeführt und die Ergebnisse weiter detailliert. In Anhang 5 wird der detaillierte technische Netzausbaubedarf aufgelistet, der die aggregierten Werte der Studie ergänzt. Schließlich wird in Anhang 6 die Thematik der Modellnetzklassen erörtert. In diesem Kapitel werden die zusätzlichen Informationen bzgl. Anzahl der Verteilernetzbetreiber, Leitungslänge, Verkabelungsgrad, mittlere Abgangslänge und mittlere installierte Leistung bereitgestellt.

B Anforderungen an deutsche Verteilernetze durch die Energiewende

Im Folgenden werden zunächst die aktuelle Situation in deutschen Verteilernetzen analysiert und anschließend die zukünftigen Anforderungen an die Verteilernetze beschrieben, die durch den EE-Zubau zu erwarten sind. Dazu werden drei Szenarien entwickelt, die den möglichen Ausbaukorridor von EE-Anlagen abbilden.

B.1 Aktuelle Situation in deutschen Verteilernetzen

B.1.1 Verteilernetzbetreiber in Deutschland

Die ca. 500.000 Niederspannungs-, ca. 4.500 Mittelspannungs- und 100 Hochspannungsnetze in Deutschland werden von 888 Verteilernetzbetreibern⁴ betrieben. Diese versorgen über 49 Mio. Letztverbraucher, davon ca. 46 Mio. Haushaltskunden und ca. 3 Mio. Industrie- und Gewerbekunden.

Neben den Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen zählen auch die Hochspannungsnetze zu den Verteilernetzen. Die deutschen Hochspannungsnetze (110 kV) haben eine Gesamtleitungslänge von ca. 95.000 km und sind meist als Freileitung ausgeführt. Die 4.500 deutschen Mittelspannungsnetze (1 kV - 30 kV) umfassen eine gesamte Leitungslänge von ca. 510.000 km und die deutschen Niederspannungsnetze (230 V - 400 V) eine Gesamtleitungslänge von ca. 1.150.000 km (siehe Abbildung 2).

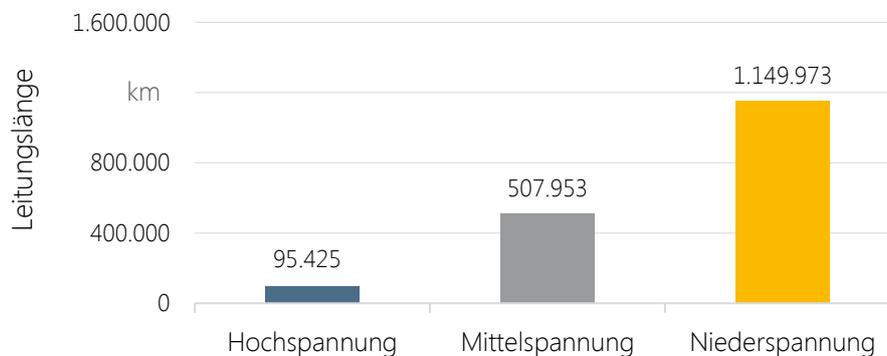


Abbildung 2: Gesamtleitungslängen der Spannungsebenen in deutschen Verteilernetzen (Stand 2012)

Im Vergleich zum deutschen Übertragungsnetz (ca. 35.000 km) macht das Verteilernetz mit seinen 1,7 Mio. km den weitaus größten Anteil am deutschen Stromnetz aus.

Die Struktur der Verteilernetzbetreiber ist sehr heterogen. Nur knapp 2 % der Verteilernetzbetreiber betreiben Netze mit einer gesamten Länge von mehr als 10.000 km, und rund 12 % der Netzbetreiber betreiben Verteilernetze mit einer Leitungslänge zwischen 1.000 km und 10.000 km. Der größte Teil der Netzbetreiber (66 %) verantwortet Netze mit Leitungslängen

⁴ Monitoringbericht 2013, Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt.

zwischen 100 km und 1.000 km. Netze mit einer Länge von weniger als 100 km werden immerhin noch von rund 20 % der Verteilernetzbetreiber betrieben.

In Abbildung 3 ist die von den einzelnen Verteilernetzbetreibern betriebene Stromkreislänge, gegliedert nach Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen, logarithmisch skaliert abgebildet. Dabei wurden 789 der 888 Verteilernetzbetreiber ausgewertet. Diese Verteilernetzbetreiber umfassen 91 % des gesamten Mengengerüsts und 96 % der installierten Leistung aller an die Verteilernetze angeschlossenen EE-Anlagen.

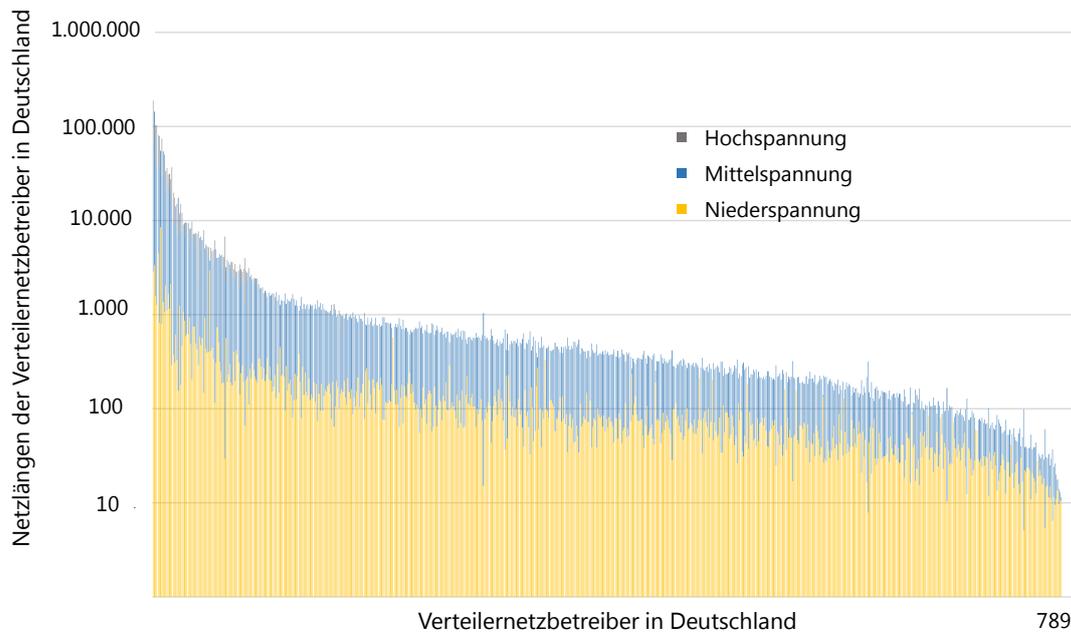


Abbildung 3: Von Verteilernetzbetreibern betriebene Netze nach Stromkreislängen

Man erkennt, dass in der Regel die Netzbetreiber, die große Hochspannungsnetze betreiben, die Netze mit der größten Gesamtlänge betreiben. 14 % der Verteilernetzbetreiber sind für den Betrieb von mehr als 85 % der gesamten Verteilerstromkreislänge in Deutschland verantwortlich.

B.1.2 Erneuerbare Energien in deutschen Verteilernetzen

Die deutschen Verteilernetze bilden das Rückgrat der angestrebten Energiewende. Bereits heute ist eine Windkraft- und Photovoltaikleistung von ca. 61 GW – und damit ca. 98 % aller EE-Anlagen – an die Verteilernetze angeschlossen. Die höchste Anzahl an EE-Anlagen ist dabei an die Niederspannungsnetze angeschlossen.

Die deutschen Verteilernetze integrieren bereits heute ca. 90 % der gesamten installierten EE-Leistung und rund 98 % aller EE-Anlagen.

Ca. 1.000.000 Photovoltaikanlagen sind an Niederspannungsnetze angeschlossen und haben eine installierte Erzeugungsleistung von insgesamt ca. 16 GW. Weitere 610 MW sind direkt in der Umspannung zwischen der Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen. Die durchschnittliche Leistung von Photovoltaikanlagen beträgt in der Niederspannungsebene 14,2 kW. Windkraftanlagen sind i.d.R. nicht in der Niederspannungsebene vorzufinden.

In der Mittelspannungsebene ist die höchste Einspeiseleistung aus Erneuerbaren Energien angeschlossen. Hierbei machen die Windkraftanlagen mit einer Leistung von 14,5 GW, zusammen mit den Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 5,5 GW, einen Anteil von 80 % an der gesamten installierten Leistung von EE-Anlagen aus. Die übrigen 20 % in Höhe von rund 25 GW entfallen auf Biomasse- und sonstige Erzeugungsanlagen. Darüber hinaus sind ca. 4 GW an Windkraftanlagen und 216 MW an Photovoltaikanlagen direkt in der Umspannebene zwischen Hochspannung und Mittelspannung installiert. Die durchschnittliche Leistung von Photovoltaikanlagen beträgt in der Mittelspannungsebene rund 268 kW und die von den dort angeschlossenen Windkraftanlagen etwa 1,3 MW.

In der Hochspannungsebene sind nur wenige große Photovoltaikanlagen und in erster Linie Windparks angeschlossen. Die Gesamtleistung beider Technologien beträgt zusammen ca. 10 GW. Die durchschnittliche Leistung der Photovoltaikanlagen liegt bei 2,7 MW und die von Windkraftanlagen bei 1,8 MW.

Rund 75 % aller Netzbetreiber sind bereits heute zumindest punktuell vom Netzausbau durch die Integration von EE-Anlagen betroffen, wenige ländliche Netzbetreiber sind massiv und in der Fläche betroffen.

Die installierte Leistung ist somit nicht gleichmäßig auf alle Verteilernetzbetreiber in Deutschland aufgeteilt. Eine gegenüber der Last hohe Einspeiseleistung aus EE-Anlagen ist ein Indiz dafür, wie stark der Lastfluss in einem Verteilernetz durch EE-Anlagen beeinflusst und wie stark ein Netzbetreiber durch den EE-Ausbau betroffen ist. In Abbildung 4 ist deshalb das Verhältnis der durchschnittlichen installierten Leistung von EE-Anlagen und der jeweiligen Last je Entnahmestelle⁵ exemplarisch für die Niederspannungsebene dargestellt.

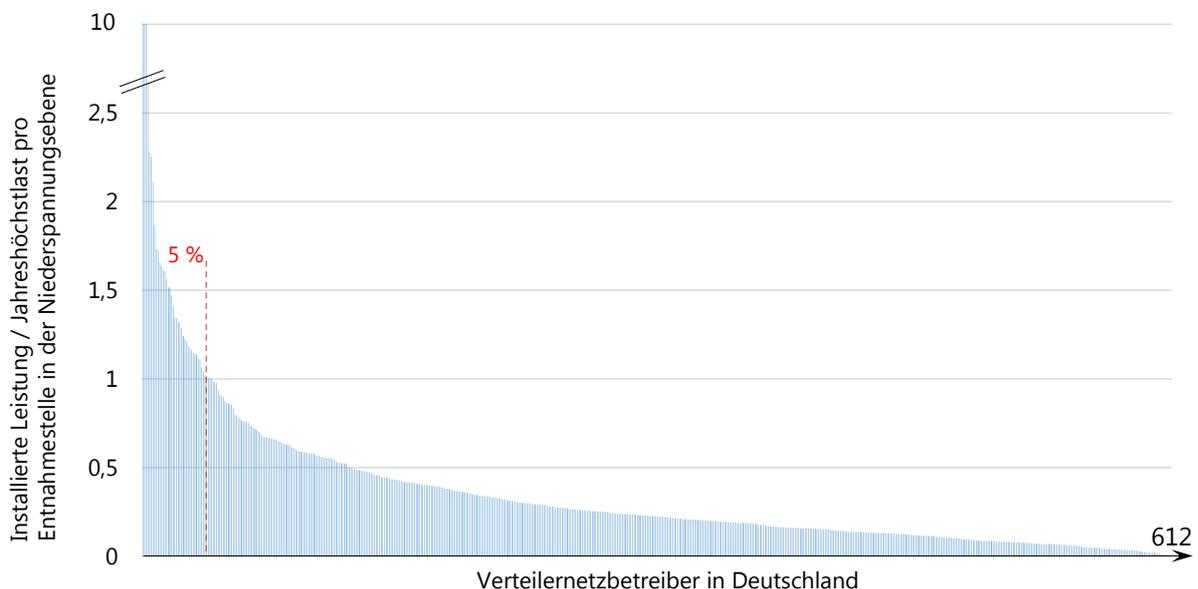


Abbildung 4: Durchschnittliche Leistung von EE-Anlagen je Entnahmestelle und Verteilernetzbetreiber (Niederspannung)

⁵ Definition siehe Glossar.

Es wird deutlich, dass die Verteilernetzbetreiber ein sehr unterschiedliches Verhältnis von installierter Leistung der EE-Anlagen zur Jahreshöchstlast pro Entnahmestellen aufweisen. Bei rund 5 % der deutschen Verteilernetzbetreiber übersteigt bereits heute die Leistung von EE-Anlagen die Jahreshöchstlast an den Entnahmestellen. Diese 5 % der deutschen Netzbetreiber versorgen nur eine Fläche von ca. 10.000 km² und ca. 1,2 Mio. Entnahmestellen und damit nur ca. 2,5 % der Entnahmestellen in Deutschland. Es handelt sich damit um relativ gesehen unterdurchschnittlich kleine Verteilernetzbetreiber. Eine große Anzahl weiterer Netzbetreiber haben signifikante Erzeugungsleistungen an EE-Anlagen installiert, so dass auch dort lokal in einzelnen Netzen hohe Verhältnisse der Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast je Entnahmestelle auftreten können. Bei 276 Verteilernetzbetreibern sind keine EE-Anlagen in der Niederspannung installiert.

B.2 Zukünftige Anforderungen an deutsche Verteilernetze

Um die zukünftigen Anforderungen an die Verteilernetze möglichst vollständig zu erfassen, wurden drei Szenarien festgelegt, welche die unterschiedlichen Prognosen für die installierte Leistung an EE-Anlagen abbilden. Die Szenarien unterscheiden sich neben der Höhe der installierten Gesamtleistung auch in der regionalen Verteilung und in der Netzanschlussebene der EE-Anlagen.

Der zeitliche Betrachtungsbereich reicht bis zum Jahr 2032. Um die zeitliche Entwicklung adäquat abzubilden, wird der EE-Zubau nicht nur für jedes Szenario für 2032, sondern auch für die Jahre 2017 und 2022 (sogenannte Stützjahre) ermittelt. Auf dieser Basis wird die große Bandbreite relevanter EE-Zubauszenarien abgebildet.

B.2.1 Szenarien

Unter einem „Szenario“ wird die zeitliche Entwicklung der Einflussgrößen auf den Netzausbaubedarf in Verteilernetzen verstanden. Dies umfasst insbesondere die zeitliche Entwicklung der installierten Leistung an EE-Anlagen.

Je nach EE-Ausbauszenario wird sich die installierte Windkraft- und Photovoltaikleistung bis zum Jahr 2032 verdoppeln oder sogar verdreifachen.

Um die Bandbreite der möglichen Entwicklungspfade für die installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien sowie zu erwartende Auswirkungen auf den Investitionsbedarf im Verteilernetz abschätzen zu können, werden drei unterschiedliche Szenarien betrachtet.

■ Szenario „EEG 2014“

Dieses Szenario spiegelt die Entwicklung der installierten Leistung an EE-Anlagen in Deutschland wider, wie sie dem beschlossenen Entwurf für ein EEG 2014 vom Bundeskabinett im April 2014 zugrunde liegt. Abbildung 5 zeigt den Entwicklungspfad der installierten Leistungen an EE-Anlagen.

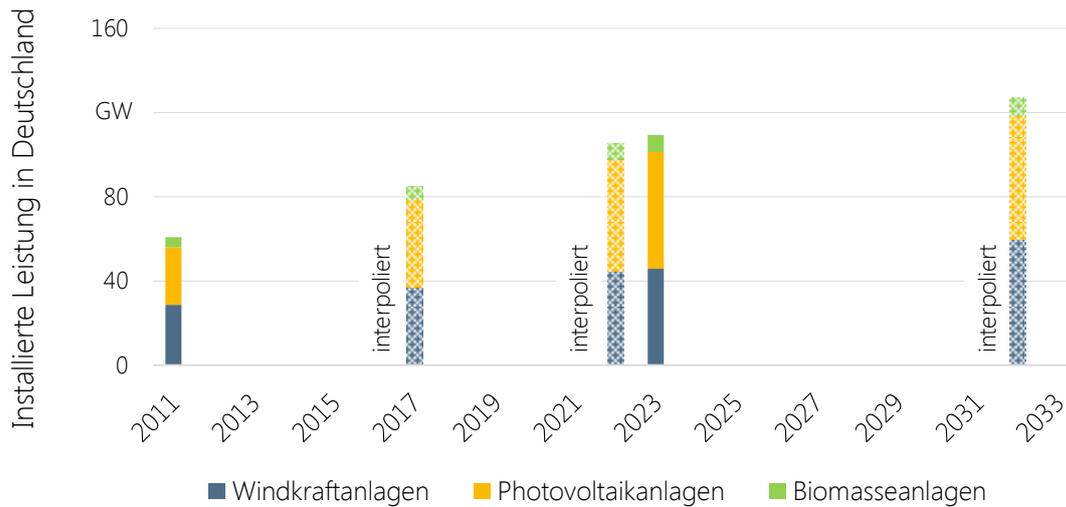


Abbildung 5: Installierte Leistungen an Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen im Szenario „EEG 2014“ (interpoliert) und im Szenario A des Netzentwicklungsplans

Es wird deutlich, dass in diesem Szenario ein stetiger Anstieg der Leistungen dezentraler Einspeisungen angenommen wird. Die installierte Leistung an Windkraftanlagen, welche im Jahr 2032 in Verteilernetzen angeschlossen ist, wird auf ca. 60 GW geschätzt. Die Prognose der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen liegt mit ca. 59 GW in der gleichen Größenordnung. Zusammen mit der prognostizierten Leistung von Biomasseanlagen beträgt damit die installierte Leistung in Verteilernetzen ca. 128 GW.

Das Szenario „EEG 2014“ wurde aus dem Szenario A des Netzentwicklungsplans 2013 deutscher Übertragungsnetzbetreiber abgeleitet. Da dort lediglich Prognosen der installierten Leistungen für das Stützjahr 2023 dargestellt werden, erfolgt eine Interpolation der Leistungen für die betrachteten Stützjahre 2017 und 2022 sowie das Jahr 2032.

■ Szenario „Netzentwicklungsplan (NEP)“

Das Szenario „NEP“ stellt das Leitszenario des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans deutscher Übertragungsnetzbetreiber von 2013 dar⁶, wie es im Rahmen einer öffentlichen Konsultation abgestimmt wurde.

Mit einer aggregierten Leistung im Jahr 2032 in Höhe von ca. 139 GW übersteigt diese Prognose die des Szenarios „EEG 2014“ um 12 GW, also um ca. 10 %. Das Szenario geht davon aus, dass die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung hinsichtlich der Kapazitätsentwicklung der einzelnen Energieträger übertroffen werden. Die im Netzentwicklungsplan 2013 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber festgelegten installierten Leistungen an EE-Anlagen werden für die hier betrachteten Stützjahre 2017 und 2022 sowie das Jahr 2032 linear interpoliert.

⁶ Netzentwicklungsplan Strom 2013 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 2013.

■ Szenario „Bundesländer“

Dieses Szenario aggregiert die regionalen Ausbauziele der Bundesländer in Deutschland und übersteigt die Prognosen von Szenario „EEG 2014“ und „NEP“ deutlich.

Die Bundesländer in Deutschland geben – unabhängig voneinander und ohne weitergehende Koordination – zum Teil eigene Zielsetzungen bezüglich des Ausbaus Erneuerbarer Energien an. In einigen Bundesländern geht die Planung des Zubaus Erneuerbarer Energien weit über die Ziele der Bundesregierung hinaus. Mit Hilfe des Szenarios ist es nun möglich, die Auswirkungen der unterschiedlichen und teils hohen Zielsetzungen der Länder auf den Investitionsbedarf in deutschen Verteilernetzen hin zu untersuchen.

Die aggregierte installierte Leistung in EE-Anlagen in den Verteilernetzen beträgt im Szenario „Bundesländer“ 207 GW und übersteigt damit die Prognose des Szenarios „EEG 2014“ um 63 %. Für die hier betrachteten Stützjahre 2017 und 2022 sowie das Jahr 2032 erfolgt ebenfalls eine lineare Interpolation der installierten Leistungen aus den Stützjahren 2020 und 2030, die in der dena-Verteilernetzstudie im Rahmen des dort definierten „Bundesländerszenarios“ ermittelt wurden.

Das Szenario „Bundesländer“ geht in 2032 von 90 % mehr Windkraftanlagen und 47 % mehr Photovoltaikanlagen als im Szenario „EEG 2014“ aus.

Eine Gegenüberstellung der Szenarien ist in Abbildung 6 dargestellt und zeigt das betrachtete Spektrum der installierten Leistungen im Jahr 2032. Es wird deutlich, dass die Szenarien „EEG 2014“ und „NEP“ in der Größenordnung der von der Bundesregierung festgelegten Entwicklung liegen. Die Aggregation der regionalen Prognosen Szenario „Bundesländer“ übersteigt die EE-Ausbauprognose des „EEG 2014“-Szenarios um ca. 61 %.

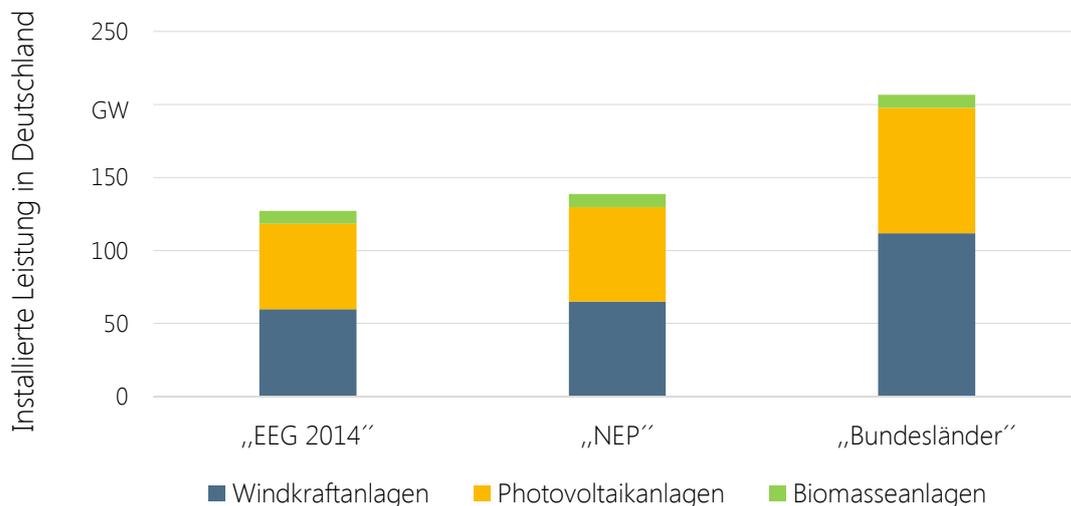


Abbildung 6: Übersicht Szenarien – Installierte Leistungen an EE-Anlagen in Deutschland im Jahre 2032

Durch die zugrunde gelegten drei Szenarien wird das gesamte Spektrum des zu erwarteten EE-Zubaus abgebildet und die Konsequenzen unterschiedlicher EE-Zubaugeschwindigkeiten auf den Netzausbaubedarf können ermittelt werden.

B.2.2 Horizontale Verteilung des EE-Zubaus

Um die Auswirkungen des EE-Zubaus auf die Verteilernetze analysieren zu können, müssen zusätzliche Annahmen zur regionalen Verteilung der installierten Leistung in EE-Anlagen getroffen werden. Zunächst wird dazu die gesamte installierte Leistung an EE-Anlagen technologiescharf auf die einzelnen Bundesländer aufgeteilt.

Die regionale Zuordnung des Zubaus an EE-Anlagen wird auf Basis der aktuell installierten Leistungen und den technologieabhängigen Wachstumsraten für jedes Bundesland abgeleitet⁷. Diese Schlüsselung führt für jedes Szenario zu einer eigenen regionalen Allokation der installierten Leistung in EE-Anlagen. Auf diese Weise werden nicht nur unterschiedliche gesamtdeutsche EE-Entwicklungspfade analysiert, sondern auch jedem Entwicklungspfad spezifische regionale EE-Entwicklungspfade entwickelt. Für das Jahr 2032 ergibt sich die in Tabelle 1 dargestellte Aufteilung der installierten Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen auf die deutschen Bundesländer. Die Entwicklung der Biomasse wurde auf gleiche Weise simuliert, aufgrund der deutlich niedrigeren Zuwachsraten allerdings nicht dargestellt.

Leistung an	Szenario „EEG 2014“		Szenario „NEP“		Szenario „Bundesländer“	
	Windkraft- anlagen	PV- Anlagen	Windkraft- anlagen	PV- Anlagen	Windkraft- anlagen	PV- Anlagen
Baden-Württemberg	2,5 GW	10 GW	2,9 GW	11,2 GW	5,2 GW	12,9 GW
Bayern	2,7 GW	14,5 GW	3 GW	15,7 GW	6 GW	22,2 GW
Brandenburg	6,6 GW	3,2 GW	6,9 GW	3,5 GW	10,4 GW	5,1 GW
Hessen	2,1 GW	3,9 GW	2,4 GW	4,5 GW	6,2 GW	5,7 GW
Mecklenburg-Vorpommern	5,2 GW	2,6 GW	5,9 GW	3 GW	7,6 GW	3,4 GW
Niedersachsen	11,1 GW	6,6 GW	11,6 GW	7,4 GW	19,2 GW	7,6 GW
Nordrhein-Westfalen	6,9 GW	5,7 GW	7,6 GW	6,3 GW	12,6 GW	8,7 GW
Rheinland-Pfalz	3,9 GW	3,4 GW	4,4 GW	3,8 GW	8,3 GW	6,4 GW
Saarland	0,2 GW	0,8 GW	0,4 GW	0,9 GW	1 GW	1,6 GW
Sachsen	1,2 GW	1,9 GW	1,3 GW	2,2 GW	1,9 GW	1,7 GW
Sachsen-Anhalt	4,6 GW	1,3 GW	4,8 GW	1,4 GW	7,8 GW	1,6 GW
Schleswig-Holstein	8,5 GW	2,2 GW	9,4 GW	2,4 GW	16,9 GW	5 GW
Thüringen	3,7 GW	2,2 GW	4,2 GW	2,4 GW	8,8 GW	3,9 GW
<i>Summe West</i>	<i>13,1 GW</i>	<i>13,8 GW</i>	<i>14,8 GW</i>	<i>15,5 GW</i>	<i>28,1 GW</i>	<i>22,4 GW</i>
<i>Summe Nord</i>	<i>24,8 GW</i>	<i>11,4 GW</i>	<i>26,9 GW</i>	<i>12,8 GW</i>	<i>43,7 GW</i>	<i>16 GW</i>
<i>Summe Ost</i>	<i>16,1 GW</i>	<i>8,6 GW</i>	<i>17,2 GW</i>	<i>9,5 GW</i>	<i>28,9 GW</i>	<i>12,3 GW</i>
<i>Summe Süd</i>	<i>5,2 GW</i>	<i>24,5 GW</i>	<i>5,9 GW</i>	<i>26,9 GW</i>	<i>11,2 GW</i>	<i>35,1 GW</i>
Summe	59,2 GW	58,3 GW	64,8 GW	64,7 GW	111,9 GW	85,8 GW

Tabelle 1: Erwartungswert der installierten Leistungen je Bundesland und Technologie für jedes Szenario im Jahre 2032

⁷ Beispiel: Ein Netzbetreiber hat in seinen Netzen 10 MW Leistung an Windkraftanlagen und 10 MW Leistung an Photovoltaikanlagen. Aus den Szenarien ergibt sich für sein Bundesland eine Steigerungsrate der Leistung an Windkraftanlagen von 10 % und der Leistung an Photovoltaikanlagen von 25 % bis 2017. Folglich sind in seinem Netz im Jahr 2017 11 MW Leistung an Windkraftanlagen und 12,5 MW Leistung an Photovoltaikanlagen angeschlossen.

Der spezifische Anteil der Windkraftanlagen in den süddeutschen Bundesländern, wie Bayern und Baden-Württemberg, ist im Szenario „Bundesländer“ am höchsten. Im Szenario „EEG 2014“ sind in diesen Bundesländern 5,2 GW an Windkraftleistung installiert. Dies entspricht ca. 8,7 % der in ganz Deutschland installierten Windkraft. Im „Bundesländer“-Szenario steigt der Anteil auf 11,2 GW oder 10 % der deutschlandweit installierten Windleistung. Die horizontale Verteilung der installierten Leistung in EE-Anlagen für das Jahr 2032 dient als Grundlage zur Ableitung der Entwicklungspfade der installierten Leistungen an Erneuerbaren Energien eines jeden Verteilernetzbetreibers.

Der höchste EE-Ausbau findet in allen Szenarien im Norden statt. Im „Bundesländer“-Szenario wächst der EE-Ausbau stärker im Westen als im Süden.

Die pro Bundesland ermittelte installierte Leistung in EE-Anlagen stellt einen Erwartungswert dar. Zur Berechnung des Netzausbaubedarfs werden später die installierten Leistungen in EE-Anlagen durch ein stochastisches Simulationsmodell variiert⁸. Eine Betrachtung lediglich des Erwartungswertes wäre unzureichend und würde – aufgrund des nicht-linearen Zusammenhangs zwischen installierter Leistung an Erneuerbaren Energien und Netzausbau – zu einer Unterschätzung des notwendigen Netzausbaubedarfs führen. Erst wenn ein kritischer EE-Ausbauzustand überschritten wird, an dem die technischen Randbedingungen verletzt werden, wird ein Netzausbau notwendig.

B.2.3 Vertikale Verteilung des EE-Zubaus

Durch die verstärkte Integration der Erneuerbaren Energien ist es zur Bewertung der zukünftigen Anforderungen an die Netzplanung und den Netzbetrieb notwendig, den prognostizierten Zubau an EE-Anlagen auf die einzelnen Spannungsebenen aufzuteilen. Auf Basis einer Analyse des Zubaus von EE-Anlagen auf die einzelnen Spannungsebenen der vergangenen Jahre wird die zukünftige vertikale Allokation prognostiziert.

Zur Bestimmung der Aufteilung des jährlichen Leistungszubaus der Photovoltaikanlagen je Spannungsebene wurde der jährliche Zubau in der Vergangenheit analysiert (siehe Abbildung 7). Betrachtet man die Entwicklungspfade, so fällt auf, dass sich in den letzten Jahren der Anteil der Photovoltaikanlagenleistung in der Niederspannungsebene bei ca. 60 % und in der Mittelspannungsebene bei ca. 30 % bewegte. Dieses Verhältnis wird auch für den Zubau der PV-Anlagen in den drei Stützjahren bis 2032 zugrunde gelegt. Dies führt gegenüber heute zu einem im Laufe der Zeit leicht steigenden Anteil installierter Photovoltaikleistung in der Mittelspannungsebene.

⁸ Vgl. Kapitel C.

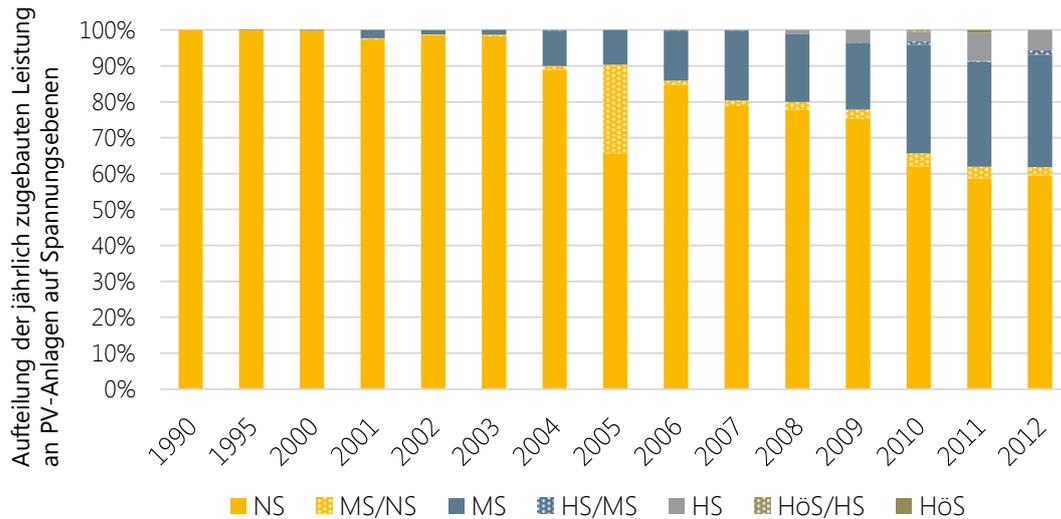


Abbildung 7: Prozentuale Aufteilung des jährlichen Zubaus von Photovoltaikanlagen auf die einzelnen Spannungsebenen in den Jahren 1990-2012

Analog dazu wird in Abbildung 8 die Aufteilung des jährlichen Zubaus an Windkraftanlagen auf die einzelnen Spannungsebenen gezeigt. Bei Windkraftanlagen ist ebenfalls eine zeitliche Veränderung des Anteils der an einer bestimmten Netzebene angeschlossenen Windkraftanlagenleistung zu erkennen. Der Anteil der in der Hochspannungsebene angeschlossenen Windkraftanlagen nimmt im Laufe der Jahre zu. In den letzten Jahren wurden ca. 42 % des jährlichen Zubaus an Windkraftanlagen in der Mittelspannungsebene und ca. 37 % in der Hochspannungsnetzebene angeschlossen. Diese Aufteilung des jährlichen Zubaus wird bei der Ermittlung der vertikalen Verteilung der installierten Leistungen in Zukunft fortgeschrieben.

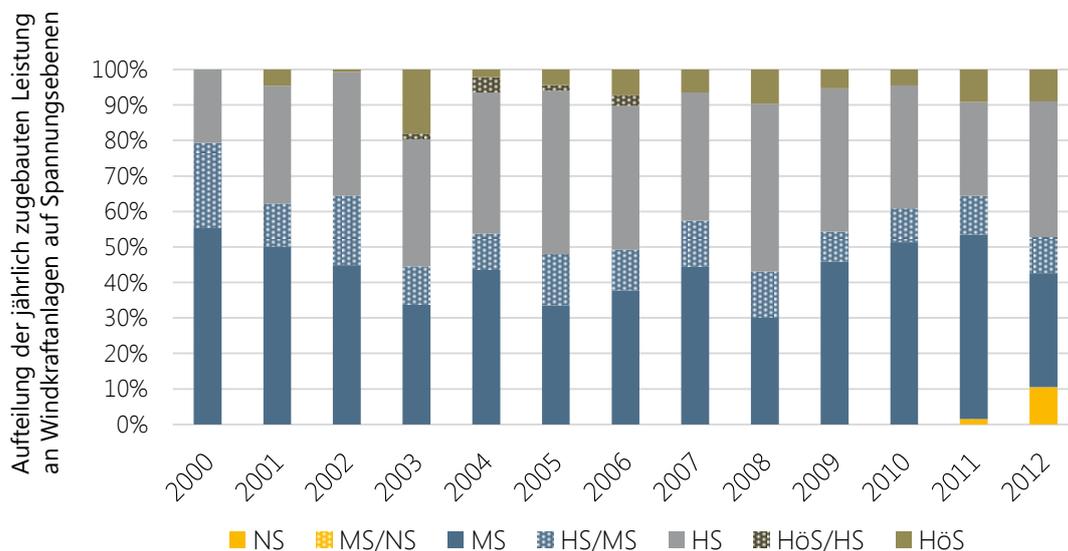


Abbildung 8: Prozentuale Aufteilung des jährlichen Zubaus an Windkraftanlagen auf die einzelnen Spannungsebenen in den Jahren 2000-2012

Aus der vertikalen Aufteilung des EE-Zubaus kann die installierte Leistung in den EE-Technologien für die beiden Stützjahre und 2032 ermittelt werden. Die prognostizierten Gesamtleistungen für PV- und Windkraftanlagen, aufgeteilt in die verschiedenen Spannungsebenen, sind in Abbildung 9

und Abbildung 10 dargestellt. Es wird deutlich, dass durch Berücksichtigung des identifizierten Trends der Anteil der in der Mittelspannungsebene angeschlossenen Photovoltaikleistung bzw. der in der Hochspannung angeschlossene Windkraftleistung bis 2032 weiter steigen wird. Dieser Trend könnte durch die geringeren durchschnittlichen Erzeugungskosten von PV-Großanlagen begründet werden. Allerdings handelt es sich hierbei um eine mögliche Abschätzung der Aufteilung des Zubaus auf Spannungsebenen. Wie Abbildung 9 zeigt, ist die gesamte Aufteilung der Leistung an PV-Anlagen auf Spannungsebenen relativ stabil, und es sind keine signifikanten Änderungen erkennbar.

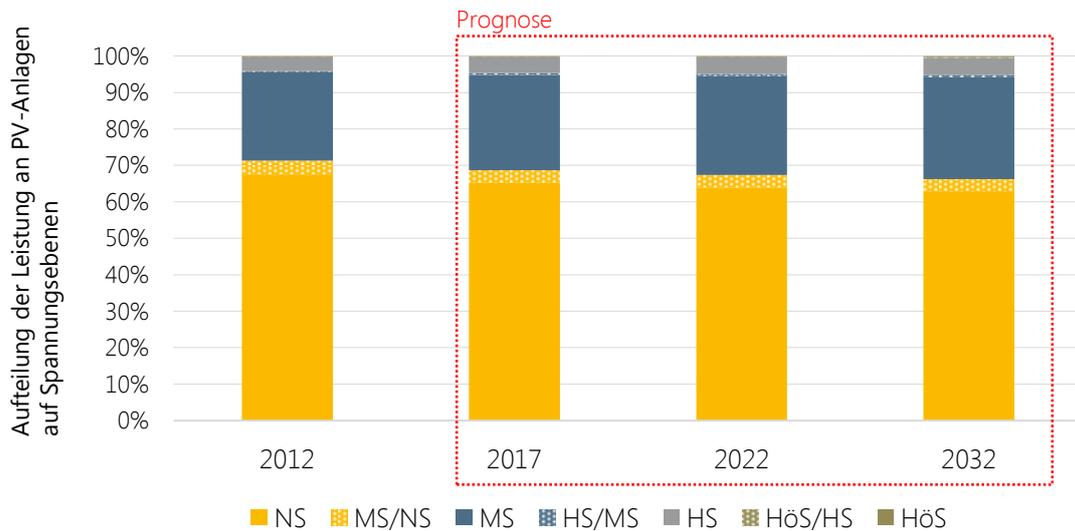


Abbildung 9: Prognostizierte prozentuale Aufteilung der installierten Leistungen von Photovoltaikanlagen je Spannungsebene für das Szenario „NEP“

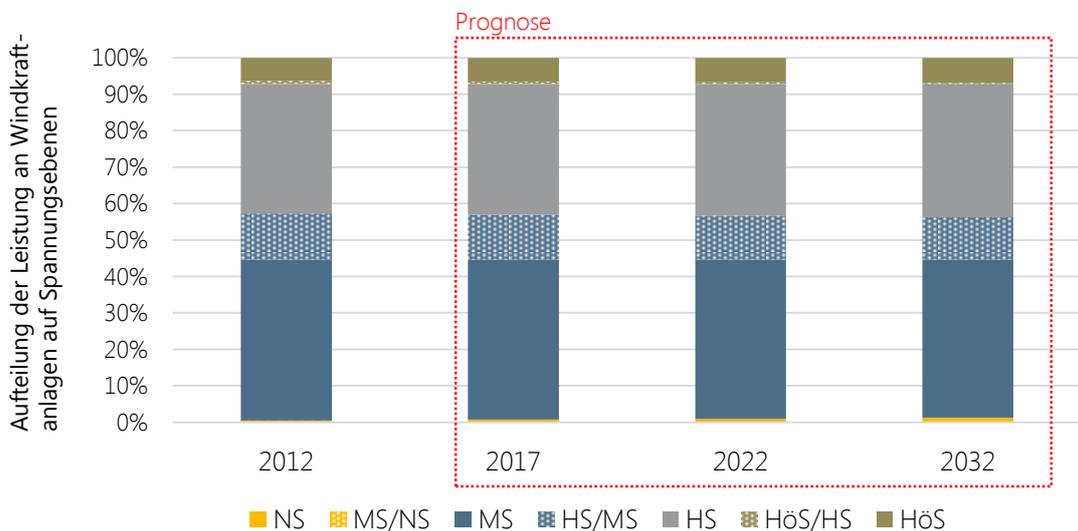


Abbildung 10: Prognostizierte prozentuale Aufteilung der Windkraftanlagen je Spannungsebene für das Szenario „NEP“

B.3 Zwischenfazit

In deutschen Verteilernetzen ist bereits heute eine hohe Anzahl an EE-Anlagen verschiedenster Größen und Technologien integriert. Die deutschen Verteilernetzbetreiber haben mit ca. 61 GW ca. 98 % aller EE-Anlagen in ihren Netzen angeschlossen und betreiben diese sicher und zuverlässig.

Die installierte Leistung ist jedoch heute nicht gleichmäßig auf alle Verteilernetzbetreiber in Deutschland aufgeteilt. Wenige ländliche Netzbetreiber (5 % aller Netzbetreiber) haben eine installierte Leistung an EE-Anlagen pro Entnahmestelle, die höher ist, als die jeweilige Jahreshöchstlast. Rund 75 % der Netzbetreiber sind zumindest punktuell von der Integration der Erneuerbaren Energien betroffen.

Nach aktuellen Prognosen wird sich die installierte Leistung in EE-Anlagen bis 2032 mehr als verdoppeln, wenn die Ziele der Bundesregierung umgesetzt werden und sogar mehr als verdreifachen, wenn jedes Bundesland seine selbst gesetzten und in der Regel ambitionierten Ziele umsetzt. Im Rahmen der Studie können die Konsequenzen der unterschiedlichen EE-Zubauszenarien auf die deutschen Verteilernetze untersucht werden. Zur Abdeckung realistischer Entwicklungsmöglichkeiten wurden die Szenarien „EEG 2014“ (aktuelle politische Ziele Bundesregierung), „NEP“ (Prognosen Übertragungsnetzbetreiber) und „Bundesländer“ (aggregierte Ziele der Bundesländer) herangezogen. Das Szenario „Bundesländer“ geht dabei in 2032 von 90 % mehr Windkraftanlagen und 47 % mehr Photovoltaikanlagen aus als das Szenario „EEG 2014“.

Das sich die Szenarien neben der installierten Leistung auch in der Allokation und der Netzanschlussebene der EE-Anlagen unterscheiden, ist eine belastbare Abschätzung des zukünftigen Netzausbaubedarfs möglich.

C Methodisches Vorgehen und Simulationsmodell

C.1 Simulationsansatz

Die Quantifizierung des Netzausbaubedarfs erfordert eine sachgerechte Berücksichtigung der Heterogenität der Verteilernetze sowie der Verteilung von EE-Anlagen.

Das Ziel des Simulationsmodells ist die Quantifizierung des Netzausbaubedarfs in deutschen Verteilernetzen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Planungsgrundsätze und intelligenter Netztechnologien. Die methodischen Ansätze unterscheiden sich dabei zwischen der Hochspannungsebene und der Mittel- und Niederspannungsebene.

Der Ansatz des Simulationsmodells für Nieder- und Mittelspannungsnetze basiert auf einer stochastischen Simulation des Netzausbaubedarfs. Auf diese Weise können die unterschiedlichen Entwicklungspfade der Versorgungsaufgabe, insbesondere regionale Konzentrationen an EE-Anlagen, sowie strukturelle Unterschiede bei der Vielzahl von Verteilernetzen in Deutschland berücksichtigt werden. Der Netzausbaubedarf wird so für jedes Netz individuell bestimmt und berücksichtigt die individuelle Netzstruktur und EE-Integrationsaufgabe. Eine Betrachtung von durchschnittlichen Netzen wäre nicht sachgerecht, da dies den Netzausbaubedarf unterschätzen würde.

Für die Hochspannungsebene wird auf Grund der mangelnden Vergleichbarkeit von Hochspannungsnetzen ein abweichendes Vorgehen gewählt. Das Verfahren basiert dabei nicht auf dem Modellnetzansatz. Stattdessen werden leitungs- und stationsscharfe Netzmodelle der deutschen Hochspannungsnetze verwendet. Damit kann das gesamte deutsche Hochspannungsnetz detailliert abgebildet werden. Eine Beschreibung des Hochspannungsnetzmodells ist in Kapitel C.3.2 zu finden. Auch für das Hochspannungsnetz werden die möglichen Entwicklungspfade des Zubaus von EE-Anlagen durch ca. 50.000 Simulationen berücksichtigt.

Zunächst gilt es, die aktuelle Situation der Verteilernetze in Deutschland abzubilden. Es gibt mehr als 500.000 Nieder-, Mittel und Hochspannungsnetze mit unterschiedlicher Netzstruktur, die von 888 Unternehmen betrieben werden. Ein Verteilernetzbetreiber verantwortet somit i.d.R. eine Mehrzahl an Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen, in denen der Zubau EE-Anlagen erwartet wird.

Auf Grund der hohen Anzahl an Netzen und einer nicht vorhandenen Datenbasis jedes einzelnen Netzes ist es nicht möglich, alle realen Netze gesondert abzubilden und Netzsimulationen durchzuführen. Auch die Simulation von einer geringen Anzahl realer Netze ist nicht zielführend, da aufgrund von nicht erfassten strukturellen Unterschieden eine Hochrechnung nicht verifiziert erfolgen kann. Stattdessen wird im Simulationsmodell eine Vielzahl von typisierten Netzmodellen erstellt, um alle möglichen strukturellen Unterschiede abzubilden.

In Abbildung 11 wird das methodische Vorgehen im Simulationsmodell dargestellt.

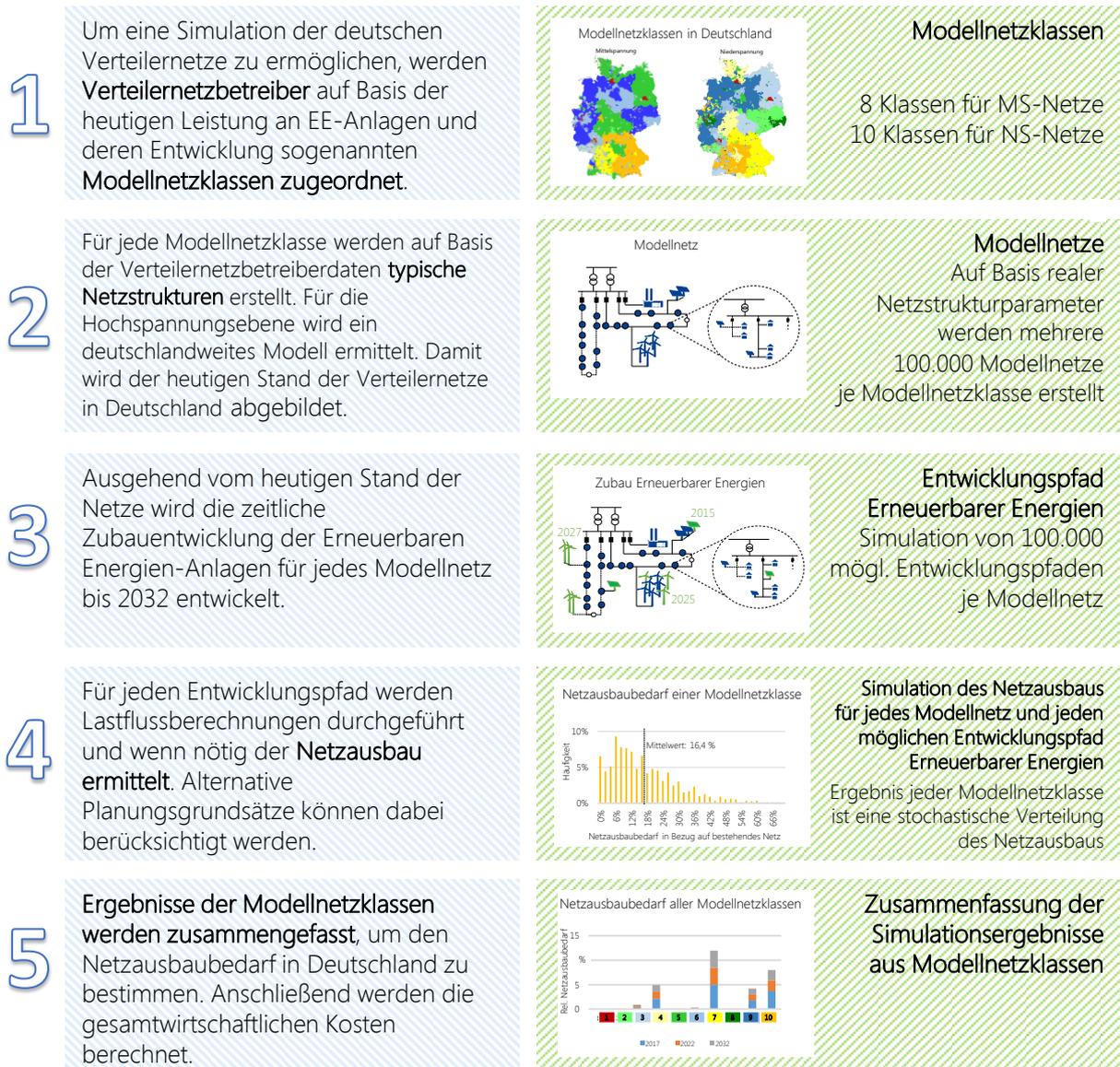


Abbildung 11: Übersicht methodisches Vorgehen

Schritt 1: Zuordnung von Verteilernetzbetreibern zu Modellnetzklassen

Der erste Schritt des Simulationsansatzes ist es, Verteilernetzbetreiber für Mittel- und Niederspannungsnetze auf Basis der heutigen installierten Leistung an EE-Anlagen und deren zukünftiger Entwicklung sogenannten **Modellnetzklassen** zuzuordnen. Den größten Einfluss auf die zukünftigen Herausforderungen der Verteilernetzbetreiber hat dabei die Entwicklung der installierten Leistung an Windkraft- und Photovoltaikanlagen an den Entnahmestellen der Verteilernetze. Im Rahmen dieser Studie werden auf Basis ähnlicher EE-Entwicklungspfade 10 Modellnetzklassen für die Niederspannungsebene und 8 Modellnetzklassen für die Mittelspannungsebene unterschieden (Kapitel C.2).

Schritt 2: Entwicklung von Netzmodellen

Für jede ermittelte Modellnetzklasse werden im zweiten Simulationsschritt typische Netzmodelle erstellt. Durch diese **typischen Netzmodelle** (Modellnetze) wird die heutige Struktur der Verteilernetze in Deutschland abgebildet. Die Modellnetze für die Mittel- und Niederspannung einer Modellnetzklasse sind durch typisierte Netztopologien⁹ charakterisiert. Durch Variation der Netzstrukturparameter, die auf einer Analyse realer Daten von Verteilernetzbetreibern beruht, wird eine große Anzahl an Modellnetzen erstellt. Die Entwicklung der Netzmodelle wird in Kapitel C.3 aufgezeigt. Dabei werden die unterschiedlichen Eigenschaften der Verteilernetze berücksichtigt. Die notwendigen Daten wurden durch eine umfangreiche Datenerhebung gewonnen, die in Kapitel C.3.3 näher erläutert wird. Für die Hochspannungsebene wird auf Grund der geringen Grundgesamtheit unterschiedlicher Netze und individueller Netzstrukturen ein deutschlandweites Netzmodell erstellt (Kapitel C.3.2).

Schritt 3: Bestimmung von Entwicklungspfaden des Zubaus von EE-Anlagen für jedes Modellnetz

Ausgehend von den Netzmodellen, die den heutigen Stand der Verteilernetze auch in Bezug auf die Integration von EE-Anlagen abbilden, wird der spezifische Zubau von EE-Anlagen für jedes untersuchte Verteilernetz im dritten Simulationsschritt simuliert. Der **Zubau der EE-Anlagen wird stochastisch für jedes Modellnetz** auf Basis der zugrunde liegenden EE-Zubauszenarien sowie deren abgeleitete horizontale, vertikale und zeitliche Verteilung ermittelt (siehe Kapitel B.2). Über die Vielzahl der untersuchten Entwicklungspfade für jedes Modellnetz wird erreicht, dass die unterschiedlichsten lokalen Konzentrationen von EE-Anlagen erfasst werden. Denn diese Konzentrationen haben den größten Einfluss auf die Netzbelastungen und damit auf die Netzausbaunotwendigkeiten. Diese Variationen der Entwicklungspfade des Zubaus an EE-Anlagen werden in Kapitel C.4 weiter erläutert, auch für die Hochspannungsebene.

Schritt 4: Simulation des Netzausbaubedarfs

Für jedes Modellnetz und für jeden Entwicklungspfad werden Lastflussberechnungen durchgeführt und im vierten Simulationsschritt der notwendige zusätzliche **Netzausbau** ermittelt. Bei der Berechnung des Netzausbaus können unterschiedlichste Planungsgrundsätze simuliert werden. So werden neben dem konventionellen Netzausbau auch der Einsatz von z.B. intelligenten Netztechnologien oder die netzdienliche Abregelung von EE-Anlagen berücksichtigt. Das Ergebnis der hohen Anzahl an Netzsimulationen, die auf Grund der unterschiedlichen Netzstrukturen in Deutschland und einer Vielzahl möglicher Entwicklungspfade zwingend notwendig sind, ist eine statistische Verteilung des Netzausbaus in jeder Modellnetzklasse. Dieser Schritt wird in Kapitel C.5 erläutert.

Schritt 5: Gesamtwirtschaftliche Bewertung des Netzausbaus

Die Simulationsergebnisse der einzelnen Modellnetzklassen werden im fünften Simulationsschritt zusammengeführt und es wird für den Erwartungswert des Netzausbaus eine **gesamtwirtschaftliche Bewertung** durchgeführt. Dabei wurden sowohl die Investitionskosten bestimmt als auch die durchschnittlichen zusätzlichen jährlichen Kosten und die zu erwartende

⁹ Niederspannung: Strahlennetz, Mittelspannung: Offen betriebene Ringnetze.

Erhöhung der Netzentgelte. Die der wirtschaftlichen Bewertung zugrunde liegende Methodik und die wesentlichen Annahmen werden in Kapitel C.6 beschrieben.

C.2 Schritt 1: Zuordnung von Verteilernetzbetreibern zu Modellnetzklassen

Eine Simulation aller deutschen Verteilernetze ist nicht möglich, daher werden Verteilernetzbetreiber auf Basis ihrer Versorgungsaufgabe zu Modellnetzklassen zusammengefasst.

Die Versorgungsaufgabe ist durch die Verteilung von Verbrauchslasten und Einspeisungen aus EE-Anlagen bestimmt. Als entscheidender Parameter zur Zuordnung der Verteilernetzbetreiber zu den Modellnetzklassen wurden deshalb die folgenden Parameter gewählt:

- Durchschnittliche Leistung der Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle eines Verteilernetzbetreibers.
- Durchschnittliche Leistung der Windkraftanlagen je Entnahmestelle eines Verteilernetzbetreibers .
- Durchschnittliche Jahreshöchstlast je Entnahmestelle eines Verteilernetzbetreibers.

Die Versorgungsaufgaben der einzelnen Verteilernetzbetreiber unterscheiden sich je nach Spannungsebene. Für die Niederspannungsebene wurden die Modellnetzklassen auf Basis der Leistungen von Photovoltaikanlagen und der Höchstlast pro Entnahmestelle (ES) gebildet. Der Anteil angeschlossener Windkraftanlagen blieb unberücksichtigt, da dieser zu gering ist. In Abbildung 12 sind die jeweiligen der Klasseneinteilung zugrundeliegenden Grenzen eingetragen.

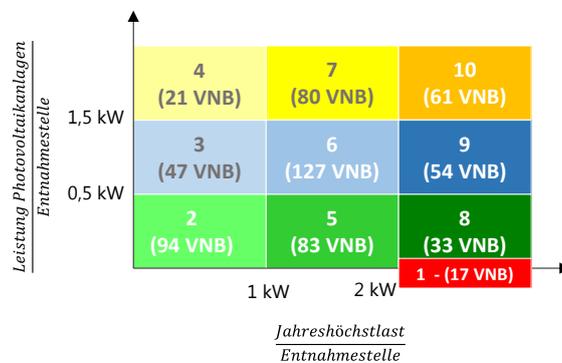


Abbildung 12: Modellnetzklassen für die Niederspannungsebene, einschließlich der Anzahl der zugeordneten Verteilernetzbetreiber mit homogener Versorgungsaufgabe

In der Mittelspannungsebene wurden sowohl die durchschnittliche Leistung an angeschlossenen Windkraftanlagen als auch von Photovoltaikanlagen zur Klassifizierung herangezogen. Dabei wird auch die durchschnittliche Leistung der angeschlossenen Photovoltaikanlagen in den nachgelagerten Niederspannungsnetzen beachtet. In Abbildung 13 sind die Modellnetzklassen der Mittelspannungsebene dargestellt.

C.2 Schritt 1: Zuordnung von Verteilernetzbetreibern zu Modellnetzklassen

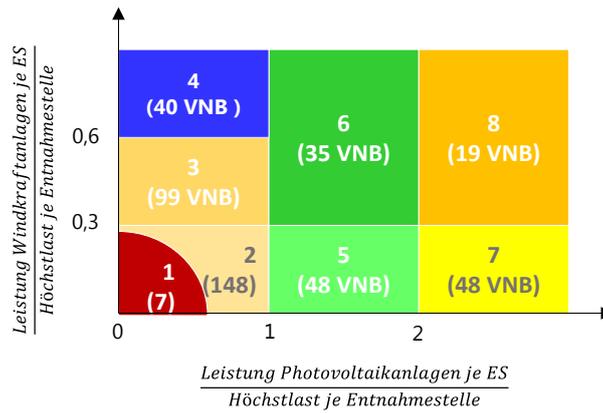


Abbildung 13: Modellnetzklassen für die Mittelspannungsebene, einschließlich der Anzahl der zugeordneten Verteilernetzbetreiber mit homogener Versorgungsaufgabe

Bei der Klasseneinteilung der Verteilernetzbetreiber darf nicht nur die installierte Leistung der EE-Anlagen im Jahr 2012 zugrunde gelegt, sondern es muss auch der erwartete EE-Entwicklungspfad berücksichtigt werden.

Auf Basis der in Kapitel B.2.2 und B.2.3 abgeleiteten vertikalen und horizontalen Verteilung der prognostizierten installierten Leistungen von EE-Anlagen kann für jeden Verteilernetzbetreiber ein eigener EE-Entwicklungspfad abgeleitet werden. So kann beispielsweise für einen bayrischen Niederspannungsnetzbetreiber mit heute 100 MW installierter Leistung an Photovoltaikanlagen der EE-Entwicklungspfad berechnet werden, da der Ausbaupfad der Erneuerbaren Erzeugungstechnologien in Bayern sowie die Verteilung der Anlagen in den jeweiligen Spannungsebenen bekannt sind. Somit wird bspw. im Szenario „EEG 2014“ ein Zubau von 40,2 MW für diesen bayrischen Niederspannungsnetzbetreiber erwartet.

Für jeden Verteilernetzbetreiber muss ein eigener EE-Entwicklungspfad abgeleitet werden. Die unterschiedlichen Netzbetreiber lassen sich dann gemäß dem erwarteten EE-Zubau in gemeinsame Modellnetzklassen gliedern.

Abbildung 14 veranschaulicht die Entwicklung der Versorgungsaufgabe für alle Verteilernetzbetreiber exemplarisch für die Mittelspannungsebene und das EE-Ausbauszenario „EEG 2014“ bis zum Jahre 2032. Der größte Einflussfaktor auf die erweiterte Versorgungsaufgabe ist insbesondere der Zuwachs der installierten Leistung an Photovoltaik- und Windkraftanlagen, da diese den bei weitem größten Anteil an dezentralen Einspeisungen darstellen.

C.2 Schritt 1: Zuordnung von Verteilernetzbetreibern zu Modellnetzklassen

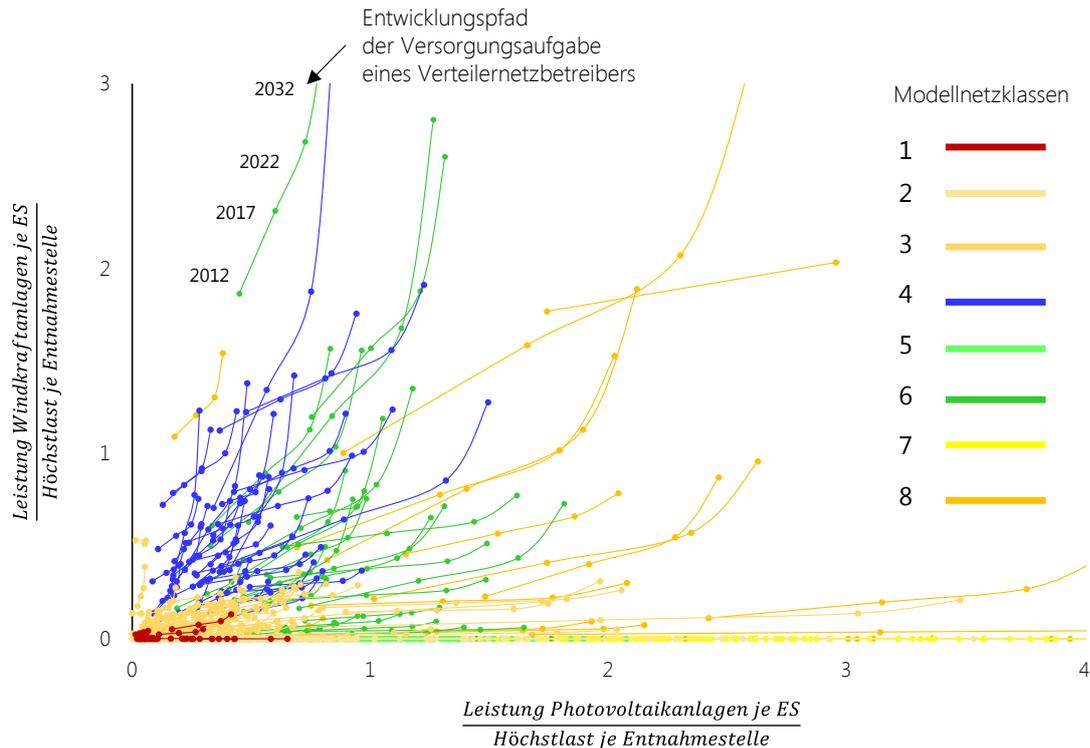


Abbildung 14: Entwicklungspfad der Versorgungsaufgaben von deutschen Verteilernetzbetreibern bis 2032 für das Szenario „EEG 2014“

Die Darstellung verdeutlicht, dass Verteilernetzbetreiber bezüglich des Zubaus an EE-Anlagen teilweise ähnliche Entwicklungen aufweisen. In allen Netzbereichen sind Photovoltaikanlagen installiert. Allerdings zeichnen sich einige, insbesondere kleine Verteilernetzbetreiber mit einem besonders hohen Verhältnis der Leistung an Photovoltaikanlagen zur Höchstlast aus (gelb). Diese sind in ländlichen süddeutschen Bereichen zu finden. Daneben existieren, insbesondere in Norddeutschland, auch Verteilernetzbetreiber mit einer besonders hohen Prägung an installierter Leistung an Windkraftanlagen (blau). Die Anzahl dieser Netzbetreiber ist jedoch im Vergleich zur Kategorie der von Photovoltaikanlagen geprägten Netzbetreiber relativ gering. Auch gemischte Prägungen in Bezug auf die installierten Leistungen an Photovoltaik- und Windkraftanlagen konnten identifiziert werden (grün). Die Abbildung verdeutlicht weiter, dass innerhalb der gruppierten Versorgungsaufgaben deutlich unterschiedliche Ausprägungen vorzufinden sind. Verteilernetzbetreiber mit einer eher städtischen Versorgungsaufgabe (gering installierte Leistung an Erneuerbaren Energien bei gleichzeitig hoher Last) liegen in der Nähe des Ursprungs (rot). Die resultierende Kategorisierung könnte auch in die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens einfließen, da sie Verteilernetzbetreibern mit einer ähnlichen Aufgabe bzgl. der Integration von EE-Anlagen zusammenfasst.

Die geografische Verteilung der so gegliederten Verteilernetzbetreiber ist in Abbildung 15 dargestellt.

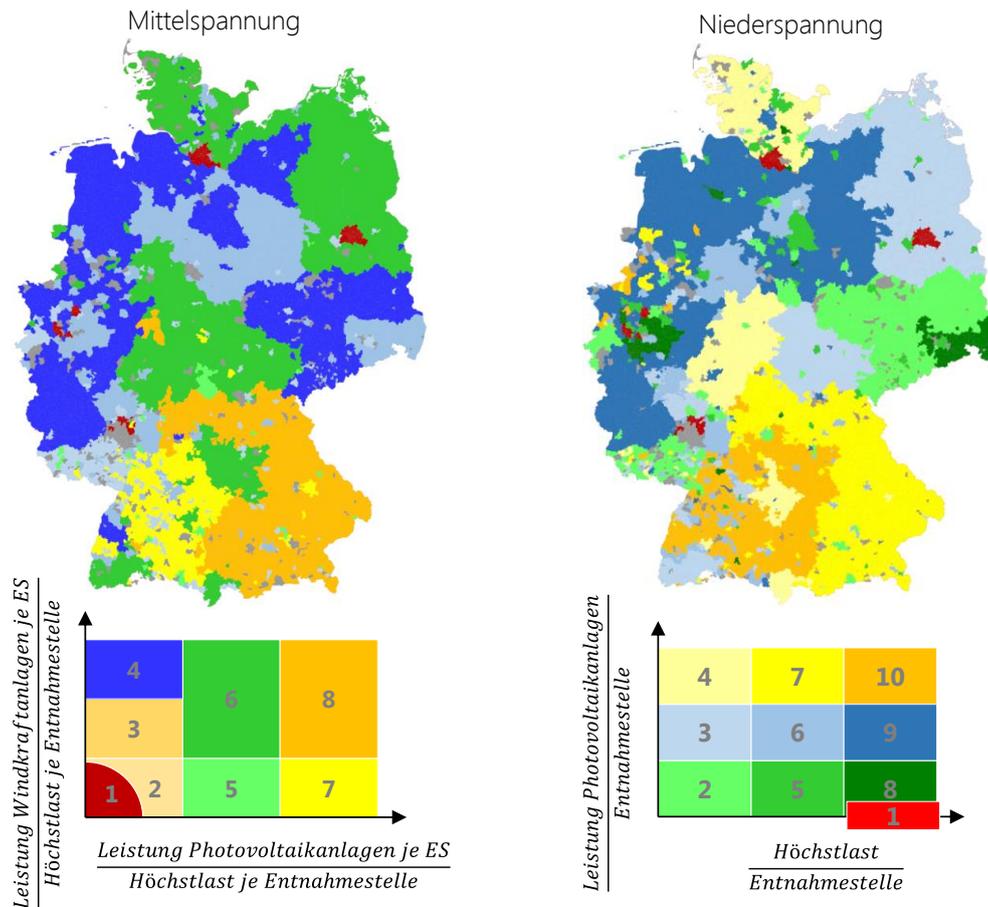


Abbildung 15: Geografische Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Modellnetzklassen

Die geographische Verteilung der Modellnetzklassen verdeutlicht, dass zwar bspw. im Süden Deutschlands Modellnetzklassen mit starker PV-Prägung häufiger auftauchen, eine scharfe regionale Abgrenzung, bspw. nach Bundesländern, jedoch nicht möglich ist. Der Nord-Osten Deutschlands, welcher gemeinhin durch sehr viele Windkraftanlagen geprägt ist, ist im Bereich der Mittelspannung nicht den Modellnetzklassen mit höchster Windleistung zugeordnet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Windkraft dort maßgeblich in der Hochspannungsebene angeschlossen ist.

Städtische Netzbetreiber in bspw. Berlin oder Hamburg sind der Modellnetzklasse 1 zugeordnet. Wenn im Folgenden von städtischen Netzbetreibern gesprochen wird, sind Verteilernetzbetreiber dieser Modellnetzklasse gemeint.

Detaillierte Informationen der Modellnetzklassen, wie Anzahl der zugeordneten Verteilernetzbetreiber oder Netzlängen, sind Anhang 6 zu entnehmen.

C.3 Schritt 2: Entwicklung von Netzmodellen

Die heutige Struktur der Verteilernetze in Deutschland wird durch Netzmodelle abgebildet. In der Mittel- und Niederspannungsebene werden für jede Modellnetzklasse typisierte Netze entwickelt. Für die Hochspannungsebene wird ein deutschlandweites Netzmodell entwickelt.

C.3.1 Entwicklung typischer Mittel- und Niederspannungsnetze (Modellnetze)

Als Modellnetz wird in der Niederspannungsebene ein Strahlennetz unterstellt. Diese Netztopologie ist auf Grund ihrer Kostenstruktur die bevorzugte Netztopologie in Niederspannungsnetzen in Deutschland, insbesondere in ländlichen Gebieten. In der Mittelspannungsebene wird ein offen betriebenes Ringnetz unterstellt. Circa 84,3 %¹⁰ der Mittelspannungsnetze in Deutschland sind offen betriebene Ringnetze.

Die Verteilernetze in einer Modellnetzklasse können durch charakteristische Strukturparameter beschrieben werden, die in Verbindung mit einem möglichen EE-Zubau maßgeblich für den zu erwartenden Ausbaubedarf sind.

Die Modellnetze werden durch die folgenden Netzstrukturparameter beschrieben, die sich zwischen den Netzen unterscheiden:

- Anzahl der Abgänge an einer Sammelschiene;
- Abgangslänge;
- Abstand zwischen Entnahmestellen (NS) bzw. Abstand zwischen Umspannungen in unterlagerte Niederspannungsnetze (MS);
- Betriebsmitteltyp (Verkabelungsgrad).

In Abbildung 16 ist die typisierte Struktur der simulierten Mittel- und Niederspannungsnetze dargestellt.

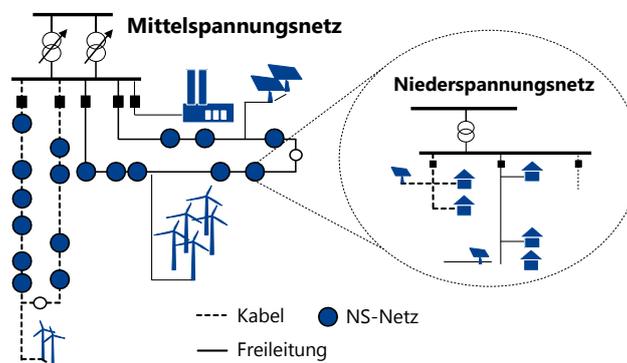


Abbildung 16: Typisierte Nieder- und Mittelspannungsnetze

Zur Abbildung der ausgeprägten Diversität der Verteilernetze in einer Modellnetzklasse werden die Variationen der Netzstrukturparameter über den Monte-Carlo Ansatz simuliert und damit eine Vielzahl von verschiedenen Mittel- und Niederspannungsnetzen für jede Modellnetzklasse erstellt. Über den Monte-Carlo Ansatz können die statischen Verteilungen der unterschiedlichen Strukturparameter abgebildet und eine Vielzahl möglicher Netzkonfigurationen berechnet werden.

Für jeden in der Modellierung variierten Netzstrukturparameter, die Abgangslängen und der Verkabelungsgrad, wird ein Erwartungswert aus der Datenbasis abgeleitet. Dies wird für jede

¹⁰ VDE (ETG); Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 100 kV, 2010.

Modellnetzklasse separat durchgeführt. Die Datenbasis ergibt sich aus den Daten der Verteilernetzbetreiber einer jeden Modellnetzklasse¹¹.

Tabelle 2 und Tabelle 3 zeigen die Erwartungswerte der Netzstrukturparameter jeder Modellnetzklasse der Nieder- und Mittelspannungsebene. Der Netzstrukturparameter „Anzahl der Abgänge“ ist in allen Modellnetzklassen gleich und beträgt in Niederspannungsebene 4 und in der Mittelspannungsebene 8. Jeder Abgang hat in der Niederspannung 16 Entnahmestellen und in der Mittelspannung 15 Entnahmestellen.

Modellnetzklasse Niederspannungsebene	Anzahl VNBs	Mittlere Abgangslänge [m]	Anzahl Abgänge	Verkabelungsgrad [%]
1	17	248	4	96
2	94	237	4	83
3	47	460	4	85
4	21	733	4	69
5	83	226	4	95
6	127	345	4	93
7	80	727	4	83
8	33	339	4	84
9	54	509	4	85
10	61	643	4	79

Tabelle 2: Erwartungswert der Netzstrukturparameter der Modellnetzklassen in der Niederspannungsebene

Modellnetzklasse Mittelspannungsebene	Anzahl VNBs	Mittlere Abgangslänge [km]	Anzahl Abgänge	Verkabelungsgrad [%]
1	7	4,8	8	95
2	148	7,4	8	90
3	99	9,7	8	85
4	40	15,7	8	75
5	48	7,7	8	81
6	35	16	8	70
7	48	9,9	8	75
8	19	11,9	8	40

Tabelle 3: Erwartungswert der Netzstrukturparameter der Modellnetzklassen in der Mittelspannungsebene

Ausgehend von diesen Erwartungswerten eines jeden Netzstrukturparameters in jeder Modellnetzklasse wird eine Verteilungsfunktion des Netzstrukturparameters parametrisiert, die analytisch abgeleitet wurde. Durch diese Verteilung wird die Gesamtheit aller Nieder- und Mittelspannungsnetze und damit der heutige Stand der Netze abgebildet. Eine solche Verteilung ist in Abbildung 17 exemplarisch für den Netzstrukturparameter „Abgangslänge“ für Niederspannungsnetze von ländlich und städtisch geprägten Verteilernetzbetreibern dargestellt. Die mathematische Beschreibung dieser Verteilung entspricht dabei einer Weibull-Verteilung, wobei sich die explizite Verteilung zwischen dem städtischen und ländlichen Bereich bezüglich der Abgangslängen deutlich unterscheidet. In der Simulation wird daher ebenfalls eine Weibull-

¹¹ Quelle: Eigene Recherche auf Basis der Veröffentlichung von Netzbetreibern nach StromNEV und StromNZV sowie Befragung von Verteilernetzbetreibern im Rahmen der Netzplattform des BMWi.

Verteilung angewendet, welche sich zwischen den Modellnetzklassen in deren Erwartungswert unterscheidet.

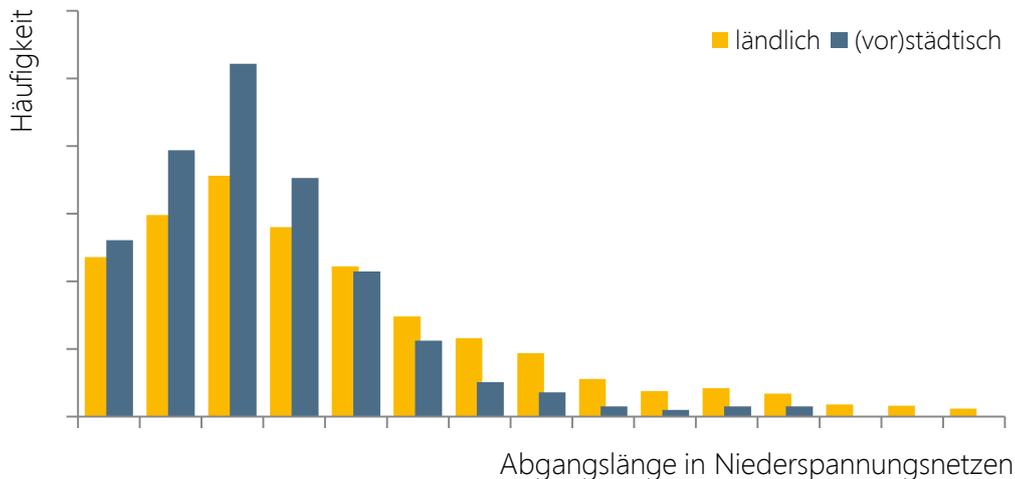


Abbildung 17: Verteilungsfunktion der Abgangslängen in Niederspannungsnetzen

Die Verteilungsfunktion „ländlich“ repräsentiert hier den Verlauf für alle Modellnetzklassen 2 - 8 in Mittelspannungsebene und 2 - 10 in der Niederspannung. Die einzelnen Verteilungen unterscheiden sich allerdings in der Höhe des Erwartungswertes der Abgangslänge. Die Verteilungsfunktion „(vor)städtisch“ beschreibt den Verlauf der Verteilungskurve für die Modellnetzklasse 1 in der Nieder- und Mittelspannungsebene.

C.3.2 Hochspannungsnetzmodell

Für die Hochspannungsebene wurde im Rahmen der Studie ein deutschlandweites Netzmodell entwickelt.

Auf Grund der individuell vermaschten Netzstruktur der Hochspannungsnetze ist der in Kapitel C.3.1 beschriebene Ansatz zur Simulation des Netzausbaus der Hochspannungsnetze nicht geeignet. Im Vergleich zur Mittel- und Niederspannungsebene werden in Deutschland nur eine geringe Anzahl an Hochspannungsnetzen betrieben, so dass eine Zuordnung zu Modellnetzklassen statistisch nicht gesichert durchgeführt werden kann¹².

Daher wurde im Rahmen der Studie ein leitungs- und stationsscharfes Modell aller deutschen Hochspannungsnetze abgeleitet und simuliert. Dieses Modell ermöglicht erstmalig aussagekräftige Simulationen des gesamtdeutschen Hochspannungsnetzes.

Abbildung 18 zeigt das entwickelte leitungs- und stationsscharfe Netzmodell mit einer aggregierten Stromkreislänge von 92.000 km, 4.000 Hochspannungsschaltanlagen und rund 2.700 Verzweigungspunkten.

Als Datengrundlage für die Modellierung der deutschen Hochspannungsnetze wurden die nach KraftNAV, § 3, Abs. 1 veröffentlichten Netzschemagrafiken sowie veröffentlichte Trassenverläufe

¹² Wesentlicher Grund ist eine zu geringe Grundgesamtheit.

analysiert¹³. Im Rahmen der Studie erfolgte zudem eine Plausibilisierung der Hochspannungsnetze durch große deutsche Hochspannungsnetzbetreiber¹⁴.

Das Netzmodell wurde nicht stochastisch erstellt. Lediglich die inhomogene und unsichere Verteilung des Zubaus an EE-Anlagen wurde durch eine Variation abgebildet. Dabei ist der Zubau jedoch nicht gleichverteilt, sondern korreliert mit den bereits heute installierten Leistungen von EE-Anlagen an Hochspannungsnetzknoten.

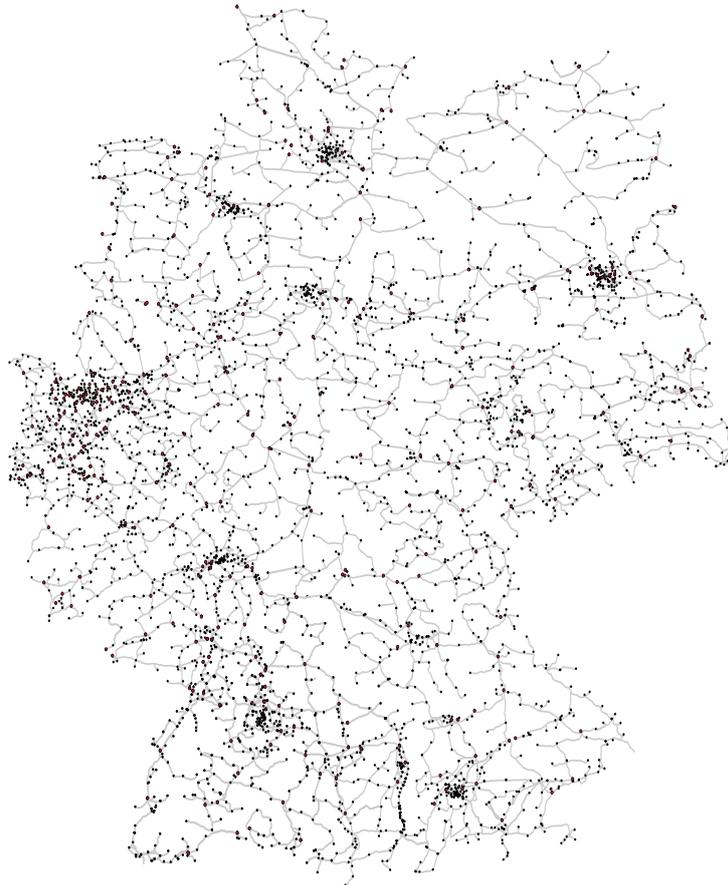


Abbildung 18: Leitungs- und stationsscharfes Netzmodell deutscher Hochspannungsnetze

C.3.3 Datengrundlage

Als Datengrundlage für die Netzstrukturparameter und Versorgungsaufgaben wurden unterschiedliche Datenquellen herangezogen. Die Abbildung 19 fasst diese in einer Übersicht zusammen.

¹³ <http://www.openstreetmap.de/>.

¹⁴ Konsultation mit 24 Hochspannungsnetzbetreibern im Rahmen der AG „Intelligente Netze und Zähler“ der Netzplattform.

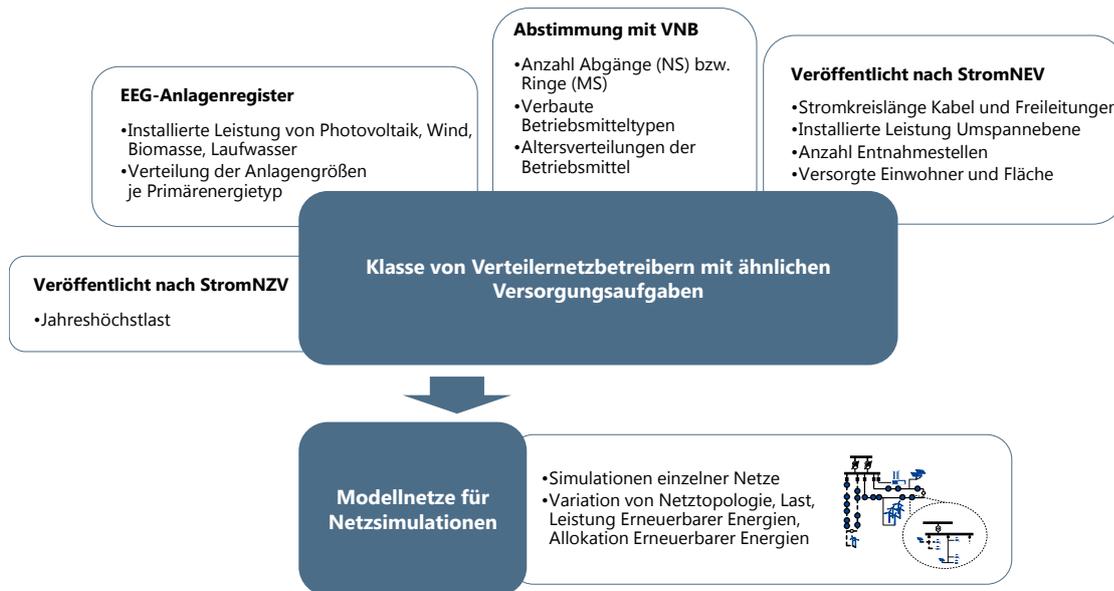


Abbildung 19: Datengrundlage für Netzsimulationen

Deutsche Verteilernetzbetreiber sind nach der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) verpflichtet, Kennzahlen ihrer Netze zu veröffentlichen. Dazu gehören die Jahreshöchstlast und der Lastverlauf als viertelstündige Leistungsmessung.

Aus dem EEG-Anlagenregister¹⁵ wurden Informationen zur installierten Leistung von EE-Anlagen und zur Verteilung der Anlagengröße je Primärenergetyp entnommen. Die aufgeführten EE-Anlagen sind Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen. Basierend auf diesen Daten erfolgte eine Zuordnung der EE-Anlagen zu den Verteilernetzbetreibern.

Zusätzlich verpflichtet die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zur Veröffentlichung von Strukturmerkmalen, wie die Stromkreislänge von Kabeln und Freileitungen in den jeweiligen Spannungsebenen, die installierte Leistung der Umspannebenen, die Anzahl der Entnahmestellen, sowie die Anzahl versorgter Einwohner und die dazugehörige versorgte Fläche.

Darüber hinaus fand im Rahmen der Studie eine Konsultation mit Verteilernetzbetreibern statt, um nicht öffentliche Daten, wie der Erwartungswert der Abgangslänge in Nieder- und Mittelspannungsnetzen oder die Anzahl der Abgänge an Nieder- und Mittelspannungssammelschienen für die Simulation nutzen zu können. Diese Daten bildeten Eingangsdaten für das Simulationsmodell und verbesserten die Aussagekraft der Simulationsergebnisse. Dabei decken die Verteilernetzbetreiber, die im Rahmen dieser Studie Daten bereitgestellt haben¹⁶, einen sehr großen Anteil des deutschen Verteilernetzes ab.

¹⁵Energymaps, EEG-Anlagenregister,

http://www.energymap.info/download/eeg_anlagenregister_2014.07.utf8.csv.zip.

¹⁶ Die Abfrage der Daten erfolgte im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft „Intelligente Netze und Zähler“ der Netzplattform des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Es wurden 24 Netzbetreiber mit insgesamt 32 Mio. ES befragt.

C.4 Schritt 3: Entwicklungspfade des Zubaus von EE-Anlagen

Regionale Konzentrationen und inhomogene Verteilungen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sind einer der relevantesten Treiber für den Handlungsbedarf in Verteilernetzen. Das ist darauf zurückzuführen, dass lokal konzentrierte und (bspw. am Ende eines Niederspannungsabgangs) schon vergleichbar geringe Leistungen ausreichen, um technische Randbedingungen zu verletzen und damit einen Ausbaubedarf zu erzeugen. Durch die Variation der Versorgungsaufgabe wurde die Abbildung solcher lokalen Konzentrationen ermöglicht.

Für jedes Modellnetz werden rund 100.000 unterschiedliche Entwicklungspfade des Zubaus an EE-Anlagen simuliert. Dazu wird in jedem Stützjahr (2017 und 2022) und im Jahr 2032 eines Szenarios jedem Modellnetz (Mittel- und Niederspannung) der Zubau folgender Technologien stochastisch zugeordnet:

- Photovoltaikanlagen;
- Windkraftanlagen;
- Wasserkraftanlagen;
- Geothermieanlagen;
- Biomasseanlagen.

Aus den in Kapitel B dargestellten Szenarien wird für jede Modellnetzklasse der Erwartungswert der mittleren Leistung je Entnahmestelle jeder Technologie bestimmt. In Kapitel C.2 wird dafür gezeigt, wie der Entwicklungspfad der installierten Leistung an EE-Anlagen für jeden Verteilernetzbetreiber bestimmt wird. Für jede Modellnetzklasse wird anschließend der Mittelwert der zugeordneten Verteilernetzbetreiber berechnet. Tabelle 4 zeigt diese Erwartungswerte der installierten Leistungen an PV-Anlagen für die Modellnetzklassen in der Niederspannungsebene für das Szenario „EEG 2014“. Es wird deutlich, dass insbesondere die Modellnetzklassen 4, 7 und 9 relativ hohe installierte Leistungen aufweisen.

Über die Erwartungswerte der installierten Leistungen jeder Modellnetzklasse werden die drei unterschiedlichen betrachteten Szenarien „EEG 2014“, „NEP“ und „Bundesländer“ abgebildet.

C.4 Schritt 3: Entwicklungspfade des Zubaus von EE-Anlagen

Modellnetzklasse	Mittlere Leistung an Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle [kW] Status Quo	Mittlere Leistung an Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle [kW] 2017	Mittlere Leistung an Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle [kW] 2022	Mittlere Leistung an Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle [kW] 2032
1	0,11	0,17	0,22	0,24
2	0,10	0,14	0,18	0,20
3	0,36	0,62	0,83	0,93
4	0,63	1,04	1,38	1,54
5	0,09	0,14	0,18	0,20
6	0,34	0,53	0,69	0,77
7	1,39	1,85	2,22	2,41
8	0,11	0,15	0,18	0,19
9	0,65	1,04	1,37	1,52
10	1,09	1,51	1,86	2,03

Tabelle 4: Erwartungswert der installierten Leistung an PV-Anlagen in Modellnetzklassen der Niederspannungsebene (Szenario „EEG 2014“)

In Tabelle 5 und in Tabelle 6 werden die Erwartungswerte der installierten Leistungen an PV- und Windkraftanlagen dargestellt, um die Unterschiede zwischen den einzelnen Modellnetzklassen aufzuzeigen. Insbesondere die Modellnetzklassen 7 und 8 zeichnen sich durch besonders hohe installierte Leistungen an Photovoltaikanlagen aus, die Modellnetzklassen 4 und 6 sind im relativen Vergleich durch hohe Leistungen an Windkraftanlagen geprägt.

Modellnetzklasse	Mittlere Leistung an Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle [kW] Status Quo	Mittlere Leistung an Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle [kW] 2017	Mittlere Leistung an Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle [kW] 2022	Mittlere Leistung an Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle [kW] 2032
1	8,1	12,1	15,4	16,8
2	15,5	24,2	31,5	34,9
3	25,4	41,9	55,6	61,7
4	58,1	88,2	113,4	125,3
5	46,1	70,2	90,2	100,1
6	51,3	83,6	110,6	123,2
7	124,1	176,6	220,3	241,5
8	95,1	126,2	152,2	165,0

Tabelle 5: Erwartungswert der installierten Leistung an PV-Anlagen in Modellnetzklassen der Mittelspannungsebene (Szenario „EEG 2014“)

Modellnetzklasse	Mittlere Leistung an Windkraftanlagen je Entnahmestelle [kW] Status Quo	Mittlere Leistung an Windkraftanlagen je Entnahmestelle [kW] 2017	Mittlere Leistung an Windkraftanlagen je Entnahmestelle [kW] 2022	Mittlere Leistung an Windkraftanlagen je Entnahmestelle [kW] 2032
1	2,4	3,3	4,0	5,5
2	0,0	0,0	0,0	0,0
3	6,6	9,2	11,4	16,6
4	84,5	102,8	118,1	153,6
5	0,0	0,0	0,0	0,0
6	61,6	94,6	122,1	178,9
7	0,0	0,0	0,0	0,0
8	38,5	47,1	54,2	70,5

Tabelle 6: Erwartungswert der installierten Leistung an Windkraftanlagen in Modellnetzklassen der Mittelspannungsebene (Szenario „EEG 2014“)

Aus der Analyse von realen Versorgungsaufgaben¹⁷ ist deutlich geworden, dass sich eine Weibull-Verteilung für die Abbildung der realen Verteilung der installierten Leistung an EE-Anlagen auf die Vielzahl an Mittel- und Niederspannungsnetze eignet. Auf Basis dieser Verteilung werden für jedes Modellnetz unterschiedliche Entwicklungspfade abgeleitet. Sukzessive werden diskrete dezentrale Erzeugungsanlagen im Modellnetz verteilt, bis die gesamte installierte Leistung des simulierten Entwicklungspfad erreicht wurde. Die Anlagengröße basiert ebenfalls auf Analysen des EEG-Anlagenregisters.

Die Standorte der dezentralen Erzeugungsanlagen werden durch die Ziehung einer Zufallsvariable aus einer Gleichverteilung bestimmt. Dadurch ist die Wahrscheinlichkeit, dass einer Entnahmestelle eine Einspeisung zugeordnet wird, immer gleich groß. Die Ziehung erfolgt stochastisch unabhängig, so dass auch mehrere Erzeugungsanlagen an eine Entnahmestelle angeschlossen werden können. Dies ermöglicht die Abbildung aller möglichen Entwicklungspfade des Zubaus Erneuerbarer-Energien-Anlagen.

Der Zubau im Hochspannungsnetz ist nicht gleichverteilt, sondern korreliert mit der bereits heute installierten Leistung der EE-Anlagen an Hochspannungsknoten, wie Abbildung 20 illustriert.

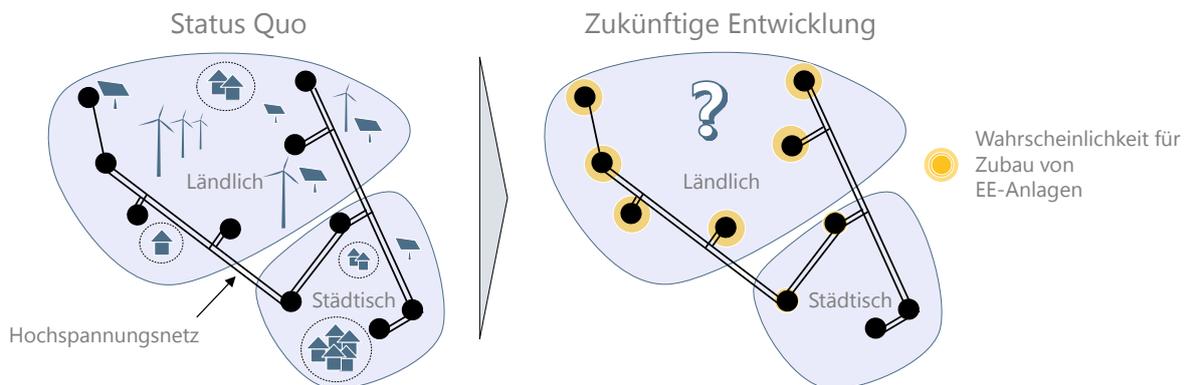


Abbildung 20: Zubau von EE-Anlagen im Hochspannungsnetz

¹⁷ Energymaps, EEG-Anlagenregister.

Die Wahrscheinlichkeit eines Zubaus an EE-Anlagen ist in den Bereichen höher, in denen schon heute Leistungen installiert sind, beispielsweise in ländlichen Bereichen. In städtischen Bereichen dagegen ist die Wahrscheinlichkeit eines Zubaus beispielsweise von Windkraftanlagen deutlich geringer.

Die Verbraucher werden in dem vorgestellten Verfahren als homogen verteilt und konstant angenommen. Daher kann die Verteilung der Lasten im Modellnetz anhand der Anzahl der Entnahmestellen und anhand der Jahreshöchstlast der Verbraucherleistung bestimmt werden.

C.5 Schritt 4: Simulation des Netzausbaubedarfs

Um den Netzausbaubedarf sachgerecht abschätzen zu können, werden die in den vorherigen Kapiteln dargestellten EE-Entwicklungspfade pro Netzbetreiber ermittelt und anschließend die Einhaltung technischer Randbedingungen mittels Lastflussberechnung überprüft. Dies ist in Abbildung 21 dargestellt.

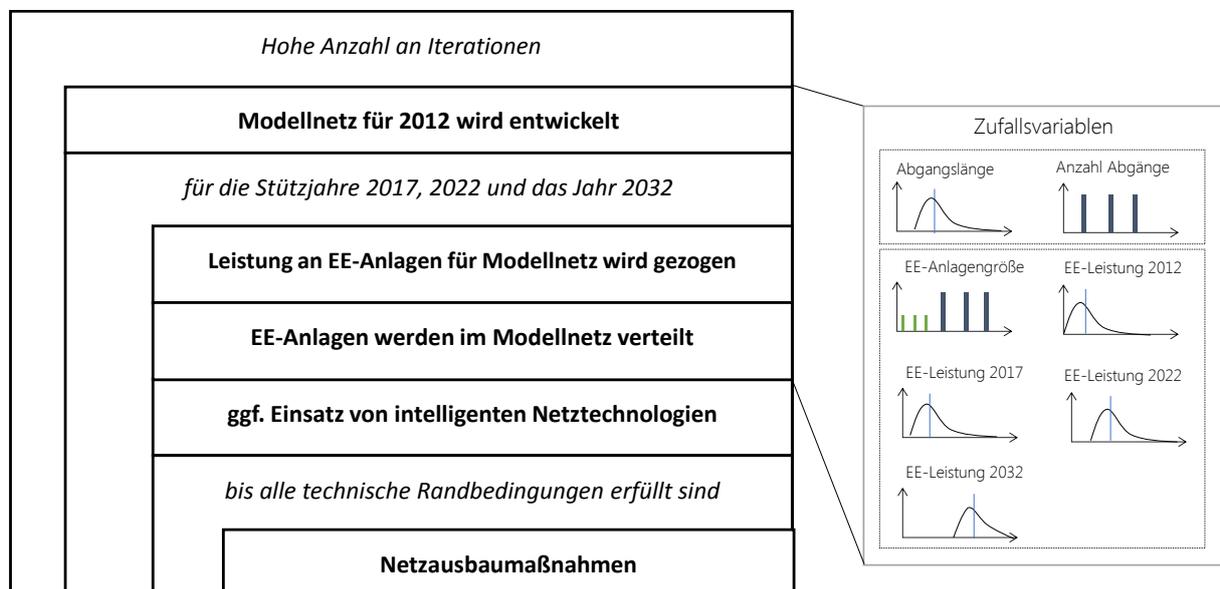


Abbildung 21: Ablaufdiagramm der Netzsimulationen (Nieder- und Mittelspannung)

Ausgehend vom Verteilernetz, welches im Status Quo alle technischen Randbedingungen einhält, wird zunächst der Zubau an EE-Anlagen bis zum jeweils nächsten Stützjahr stochastisch ermittelt.

Anschließend werden durch komplexe Lastflussberechnungen die technischen Randbedingungen überprüft. Bei Verletzung technischer Randbedingungen wird in Abhängigkeit der unterstellten Planungsgrundsätze der Einsatz intelligenter Netztechnologien sowie Netzausbau simuliert.

Für die Hochspannungsnetzsimulation erfolgt eine geringfügig abweichende Simulation, da hier das Netz nicht stochastisch erstellt wird. Lediglich die Standorte zugebauter EE-Anlagen stellen eine Zufallsvariable dar.

Das angewendete Verfahren ermöglicht die Simulation und Bewertung verschiedenster intelligenter Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien in Verteilernetze, da beispielsweise jede einzelne dezentrale Einspeisung mit ihren Parametern abgebildet wird. Durch komplexe Lastflussberechnungen kann auch die Wirkung von Maßnahmen zur Spannungshaltung und zum Blindleistungsmanagement bewertet werden.

Für einen sicheren Netzbetrieb müssen technische Randbedingungen eingehalten werden. Zu den wichtigsten technischen Randbedingungen zählen die thermische Belastbarkeit von Betriebsmitteln und einzuhaltende Betriebsspannungen. Auf diese Randbedingungen wird in den folgenden Kapiteln im Einzelnen eingegangen.

C.5.1 Thermische Belastbarkeit von Betriebsmitteln

Betriebsmittel müssen so ausgelegt sein, dass im Normalbetrieb der thermische Grenzstrom nicht überschritten wird. Werden maximale Strombelastbarkeiten nicht eingehalten, führt dies zur Betriebsmittelschädigung oder zu einer vorzeitigen Alterung dieser Betriebsmittel. Eine kurzzeitige Überlastung ist im Störfall aufgrund der thermischen Trägheit und der geringen Wahrscheinlichkeit für das gleichzeitige Auftreten von Jahreshöchstlast und Fehlerfall zulässig.

C.5.2 Spannungskriterien

Zur Gewährleistung der Spannungsqualität für die Letztverbraucher dürfen minimale und maximale Spannungsgrenzen nicht verletzt werden. Diese Grenzen sind in der Norm DIN EN 50160 definiert. Danach müssen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls im Bereich $\pm 10\%$ des Nennwertes liegen. Zusätzlich müssen 99 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls im Bereich $+10/-15\%$ des Nennwertes liegen.

Für den Anschluss von Erzeugungsanlagen sind zur Sicherstellung der Anforderungen an die maximale Spannungsänderung weitere Richtlinien formuliert. In den technischen Richtlinien für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz des BDEW wird die zulässige Spannungsänderung durch Einspeisung auf der Mittelspannungsebene festgelegt. Diese besagt, dass im ungestörten Betrieb die von allen Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt in einem Mittelspannungsnetz verursachte Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt einen Wert von 2 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten darf. Vom VDE wurde in der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 eine maximale Spannungsänderung von 3 % für Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt in der Niederspannung festgelegt.

C.6 Schritt 5: Gesamtwirtschaftliche Bewertung

Nachdem der aus technischer Sicht notwendige Ausbaubedarf für die verschiedenen Lösungsansätze durch umfangreiche Simulationen bestimmt wird, erfolgt eine gesamtwirtschaftliche Bewertung mit zwei Untersuchungsschwerpunkten. Neben der Ermittlung des gesamten Investitionsbedarfs steht hierbei vor allem die Berechnung der jährlichen Zusatzkosten (Kapital- und Betriebskosten) im Mittelpunkt.

Im folgenden Kapitel werden dazu in einem ersten Schritt das Vorgehen und die Annahmen zur Ermittlung des gesamten Investitionsbedarfs vorgestellt, bevor in einem zweiten Schritt die Methodik und die eingehenden Annahmen zur Berechnung der jährlichen Zusatzkosten diskutiert werden.

C.6.1 Ermittlung des gesamten Investitionsbedarfs

Zur Ermittlung des Investitionsbedarfs aller Verteilernetze in Deutschland wird einerseits auf das technische Mengengerüst der Simulationen und andererseits auf die Annahmen zu spezifischen Investitions- und Betriebskosten zurückgegriffen. Der gesamte Bedarf bestimmt sich dabei aus der

Aggregation der identifizierten Investitionsmaßnahmen der Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungsebene sowie den jeweiligen Umspannebenen der einzelnen Modellnetzklassen über den Betrachtungszeitraum bis 2032.

Der Investitionsbedarf in den Umspannebenen Niederspannung/Mittelspannung beziehungsweise Mittelspannung/Hochspannung wird jeweils der niedrigeren Netzebene in diesem Fall der Niederspannung bzw. Mittelspannung hinzugerechnet.

Abweichend zur Darstellung des Investitionsbedarfs in der Nieder- und Mittelspannung wird der identifizierte Bedarf in der Hochspannung in eine Ausführung mit Freileitungen und einem zusätzlichen Aufschlag für eine vollständige Umsetzung der Ausbaumaßnahmen mit Hochspannungskabeln unterschieden.

Zur Festlegung der spezifischen Kostenannahmen sind umfangreiche Datenanalysen vorangegangen. Die interne gutachterliche Datenbank umfasst dabei Informationen aus öffentlichen und internen Quellen sowie Informationen von einzelnen Herstellern. In der Tabelle 7 werden die verschiedenen Bandbreiten der spezifischen Investitionskosten wiedergegeben, wobei im Rahmen der Studie grundsätzlich auf den Durchschnittswert abgestellt wird.

Spezifische Kosten [in TEUR]	Minimum	Maximum	Basis für die Berechnung in der Studie
Niederspannung Kabel [pro km]	68	86	75
Mittelspannung Kabel [pro km]	99	112	105
Hochspannung Freileitung [pro km]	395	450	420
Hochspannung Kabel [pro km]	940	1.070	1.000
Transformator 630 kVA [pro Stk.]	10	15	12
Transformator 400 kVA [pro Stk.]	6	10	8
Transformator 40 MVA [pro Stk.]	940	1070	1.000
Transformator 31.5 MVA [pro Stk.]	846	963	900
Regelbarer Ortsnetztransformator [pro Stk.]	26	56	27
IKT Controller [pro Stk.]	-	-	0,5
Spannungslängsregler [pro Stk.]	10	30	22

Tabelle 7: Annahmen zu spezifischen Kosten von Netzbetriebsmitteln (Quelle: Interne Daten/Herstellerangaben)

Abhängig von den Netzbetriebsmitteln werden dabei unterschiedliche Bestandteile in den spezifischen Investitionskosten berücksichtigt. Neben den Kosten für das Betriebsmittel und Gemeinkosten (i.S. von Personal- und Planungskosten) sind zusätzliche Kostenpositionen abhängig von der Spannungsebene in die Annahmen eingeflossen. In der nachfolgenden Tabelle werden die berücksichtigten Bestandteile den übergeordneten Anlagengruppen Freileitungen, Kabeln, Transformatoren sowie Ortsnetztransformatoren zugeordnet.

	Freileitungen	Kabel	Transformatoren	Ortsnetzstationen
Betriebsmittel	■	■	■	■
Gemeinkosten	■	■	■	■
Verlegung	■			
Erdarbeiten		■		
Erdschlusskompensation	■	■		
Sekundärtechnik			■	■
Schaltanlage Mittelspannung				■
Verteilung Niederspannung				■
Gebäude				■
Grund und Boden		■	■	

■ Gilt nicht für die NS-Ebene

Tabelle 8: Übersicht Bestandteile der spezifischen Investitionskosten (Quelle: Interne Daten/Herstellerangaben)

Für die Ermittlung des Investitionsbedarfs wird von einer Berücksichtigung eines Inflationseffektes für die spezifischen Investitionspreise abgesehen, um die Komplexität bei der Aussagefähigkeit der Ergebnisse nicht durch weitere Annahmen zu erschweren. Im Fall einer Berücksichtigung von zeitlichen Preisveränderungen wird die Implementierung von Zinseffekten unabdingbar. Für eine entsprechende notwendige Barwertbetrachtung würden daher neben den Annahmen zur spezifischen Inflationsentwicklung auch Annahmen zu internen Zinssätzen der jeweiligen Netzbetreiber notwendig sein.

C.6.2 Bestimmung der jährlichen Zusatzkosten

Zur Bewertung der verschiedenen Lösungsansätze werden neben der Ermittlung des gesamten Investitionsbedarfs auch die jährlichen Zusatzkosten berechnet. Hierbei wird in der Studie zwischen drei Kostenelementen differenziert: Kapitalkosten im Sinne von kalkulatorischen Kosten, Betriebskosten und im Falle eines Erzeugungsmanagements in der Netzplanung auch die Kosten für die Vergütung der abgeregelten Energie.

Die Ermittlung der kalkulatorischen Kosten orientiert sich am bestehenden Rahmen der Kostenkalkulation für Netzentgelte (StromNEV) und ergibt sich aus der Summe der Eigen- und Fremdkapitalverzinsung, den kalkulatorisch-regulatorischen Abschreibungen sowie den kalkulatorischen Gewerbesteuern. Effekte durch die Anreizregulierung, insbesondere Effizienzvorgaben, bleiben bei dieser Betrachtung unberücksichtigt. Es wird unterstellt, dass die Modellnetze in einer effizienten Form betrieben werden.

Kostenkategorie	Annahmen
Kalkulatorische Kosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zinsannahmen bis 2032: Eigenkapitalzins 9,05 % Fremdkapitalzins 3,12 % ▪ Eigenkapitalanteil 40 % ▪ Gewerbesteuerannahmen bis 2032: Hebesatz 370 % Steuermesszahl 3,5 % ▪ Ermittlung der Restbuchwerte, Abschreibungen und Gewerbesteuer auf Basis der Anreizregulierung und Stromnetzentgeltverordnung ▪ Annahmen für Nutzungsdauern basieren auf Stromnetzentgeltverordnung (siehe auch Abschreibungstabelle)
Betriebskosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Jährliche pauschale Betriebskostenzuschläge¹⁸ für konventionelle Netzbetriebsmittel (bezogen auf Investitionsvolumen) Kabel 1 %/a Sonstige Anlagen 2 %/a ▪ Spezifische Betriebskostenannahmen für IKT liegen bei 30 EUR pro Anlage pro Jahr für Kommunikation ▪ Regelbare Ortsnetztransformatoren: 600 EUR/a pro Anlage
Abgeregelte Energie	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kosten für abgeregelte Energie entsprechend einem mittleren EEG-Vergütungssatz von 100 EUR/MWh

Tabelle 9: Übersicht Annahme zur Berechnung der jährlichen Zusatzkosten

Zur Berechnung der kalkulatorisch-regulatorischen Abschreibungen wird auf die Berechnungsmethodik nach § 6 StromNEV sowie den Untergrenzen der Abschreibungsdauern aus der Anlage 1 der StromNEV aufgesetzt. Aufgrund bislang nicht vorliegender Annahmen bzgl. der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern zum regelbaren Ortsnetztransformator sowie dem Smart Meter Gateway wird auf die Informationen von verschiedenen Herstellern abgestellt. Im Fall des regelbaren Ortsnetztransformators liegt die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für die intelligente Netzkomponente bei 20 Jahren. Für das Smart Meter Gateway wird entsprechend den Herstellerangaben von einer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer von 15 Jahren ausgegangen.

In der nachfolgenden Tabelle 10 sind die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern zur Ermittlung der jährlichen Zusatzkosten zusammengefasst.

¹⁸ Annahmen basieren auf internen Recherchen sowie einer Erhebung bei Herstellern und Verteilernetzbetreibern.

Anlagengruppe	Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer in Jahren
Niederspannungsnetz Kabel	40
Mittelspannungsnetz Kabel	40
Hochspannungsnetz Freileitung	40
Hochspannungsnetz Kabel	40
Transformator MS/NS und HS/MS	30
Regelbarer Ortsnetztransformator	20
Smart Meter Gateway	15
Controller	20

Tabelle 10: Annahmen für die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern (Quelle: StromNEV / Interne Recherche)

Die Berechnung der kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung erfolgt analog zum § 6 sowie § 7 StromNEV. Es wird für den Betrachtungszeitraum bis 2032 unterstellt, dass die Zinssätze für das Eigenkapital bei 9,05 % und das Fremdkapital bei 3,12 % liegen. Die Eigenkapitalquote beträgt 40 %. Die Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer erfolgt näherungsweise durch die Annahme eines Hebesatzes von 370 % sowie einer Steuermesszahl von 3,5 % gemäß § 11 des Gewerbesteuergesetzes.

Die jährlichen zusätzlichen Betriebskosten für Betrieb und Instandhaltung werden je Anlagengruppe über pauschale Zuschläge (bezogen auf die ursprünglichen Errichtungskosten) bzw. bei den intelligenten Netztechnologien über anlagenscharfe Annahmen ermittelt. Die Bewertung der Betriebskosten basiert auf der Annahme, dass die jährlichen Betriebskosten für Netzinvestitionen bei Kabeln 1 % der Anschaffungs- und Herstellungskosten betragen. Für die übrigen Netzinvestitionen ist der prozentuale Betriebskostenabschlag auf 2 % festgelegt. Im Fall der Kommunikationsanbindung zur Steuerung von dezentralen Erneuerbaren Einheiten wird auf Basis von Herstellerangaben von einer Betriebskostenpauschale von ca. 7 % ausgegangen.

Das dritte Kostenelement sind die Kosten für die Bewertung der abgeregelten Energie im Falle eines Erzeugungsmanagements in der Netzplanung. Bei der Wahl der Option einer Wirkleistungsregelung für Erneuerbare Energien wird im Rahmen der Studie modelltheoretisch unterstellt, dass die Menge der abgeregelten Energie energetisch vollständig ausgeglichen wird (Ersatzbeschaffung). Für diese Ersatzbeschaffung wird unterstellt, dass eine zusätzliche Leistung an EE-Anlagen installiert wird, um die EE-Ausbauziele auch bei Abregelung von EE-Anlagen in einer Gesamtjahresbetrachtung erreichen zu können.

Die Kosten der gesetzlichen EEG-Vergütung bei Bestandsanlagen sind allerdings vom Einsatz des Einspeisemanagements unabhängig. Bestandsanlagen erhalten demnach eine EEG-Vergütung, die sich aus Summe der eingespeisten und der möglicherweise abgeregelten Energiemengen multipliziert mit dem jeweiligen EEG-Vergütungssatz ergibt.

Für die Kostenermittlung der Ersatzbeschaffung wird von einem konservativen Ansatz ausgegangen. Dieser Ansatz sieht vor, dass die Kosten für die abgeregelte Energie auf Basis des jährlichen EEG-Vergütungssatzes entsprechend den Regelungen aus dem Jahr 2012 für die Windkraft und Photovoltaik ermittelt werden. Ausgehend von der EE-Anlagenstruktur im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik aus dem Jahr 2012 sowie des Anteils der Windkraft und Photovoltaik an der zu erwartenden jährlichen Bruttostromerzeugung, ergibt sich ein

durchschnittlicher Ersatzbeschaffungspreis für die abgeregelte Energie von 100 EUR/MWh für den Zeitraum 2013 bis 2032.

Hierbei ist zu beachten, dass das Erzeugungsmanagement nicht die Kosten der EEG-Vergütung bei Bestandsanlagen erhöht, sondern zu zusätzlichen Kosten durch die Ersatzbeschaffung führt.

D Konventioneller Netzausbau (Referenz)

D.1 Netzausbauvolumen

D.1.1 Ausgestaltung des konventionellen Netzausbaus

Konventioneller Netzausbau stellt eine nachhaltige und dauerhafte Möglichkeit dar, die Netzkapazität zur Integration Erneuerbarer Energien zu erhöhen. Der Ersatz vorhandener Betriebsmittel durch Betriebsmittel mit einer höheren Kapazität oder der parallele Zubau zusätzlicher Betriebsmittel sind zwei mögliche Varianten des konventionellen Netzausbaus und führen zur Verstärkung des bestehenden Netzes. Die Verstärkung schafft zum einen eine höhere thermische Transportkapazität, kann sich aber auch zeitgleich durch eine Senkung der Netzimpedanz positiv auf die Spannungshaltung auswirken.

Neben dem Zubau und Austausch von Betriebsmitteln stellt die Anpassung der Netzstruktur einen weiteren Freiheitsgrad im konventionellen Netzausbau dar. So kann durch eine Erhöhung des Vermaschungsgrades der Netze ebenfalls eine Verringerung der Netzimpedanz erreicht werden. Eine spannungsebenenübergreifende Netzplanung, bei der neue Umspannstationen einen Freiheitsgrad darstellen, ermöglicht ein weiteres Netzverstärkungspotenzial. Eine Abschätzung von spannungsübergreifenden Maßnahmen erfordert weitergehende Information für jeden einzelnen Netzbetreiber und geht über den Rahmen dieser Studie hinaus. Der ermittelte Netzausbaubedarf stellt somit eine konservative Abschätzung dar.

Konventioneller Netzausbau ist mit hohem Investitionsbedarf und Zeitaufwand verbunden. Die Planung und der Bau einer 110 kV-Freileitung kann beispielsweise bis zu 10 Jahre dauern.

Im Rahmen der Studie erfolgt beim konventionellen Netzausbau eine Netzplanung nach Status Quo der Planungsgrundsätze unter Berücksichtigung aktueller Regularien zur Blindleistungseinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen in Verteilernetzen. Neben der Auslegung von elektrischen Netzen auf zeitgleiche Jahreshöchstlast wird zunehmend auch die maximale Einspeisung von EE-Anlagen auslegungsrelevant. Bei der Auslegung auf EE-Einspeisung erfolgt die Dimensionierung auf einen auslegungsrelevanten Netznutzungsfall mit maximaler Einspeisung von EE-Anlagen und gleichzeitigem Schwachlastfall. Die Reduktion der EE-Einspeisung durch Einspeisemanagement darf nicht in der Netzplanung berücksichtigt werden (da nur zur Gewährleistung der Netzsicherheit vorgesehen – § 14 EEG 2014). Die Möglichkeit der festen Begrenzung der Einspeisung (§ 9 EEG 2014 Abs. 2 Nummer 2, „70 %“) findet in der heutigen Netzplanung in der Regel keine Anwendung und somit auch nicht in den durchgeführten Simulationen.

Bei Verletzung technischer Randbedingungen erfolgt beim konventionellen Netzausbau ein Zubau neuer Leitungen und Transformatoren zur Erhöhung der Übertragungskapazität der elektrischen Netze. Eine (n-1)-sichere Versorgung ist dabei stets gewährleistet, während die Rückspeisung nur in der Hochspannungsebene (n-1) sicher ist.

Die Umspannebene zwischen dem Verteilernetz und dem Übertragungsnetz stellt in dieser Studie keinen Freiheitsgrad dar.

D.1.2 Netzausbaubedarf bis 2032

Der notwendige Ausbaubedarf in deutschen Verteilernetzen zur Integration Erneuerbarer Energien bei einem rein konventionellen Netzausbau beträgt im Szenario „EEG 2014“ bis zum Jahr 2032 insgesamt rund 131.000 km Leitungslänge und rund 48.000 MVA Transformatorenkapazität.

Im Ausbauszenario „EEG 2014“ muss das Verteilernetz bis 2032 um insgesamt mehr als 50.000 km in der Nieder-, mehr als 70.000 km in der Mittel- und knapp 11.000 km in der Hochspannungsebene ausgebaut werden. Dies entspricht einer Vergrößerung der Netze um ca. 5 %, 14 % und 11 % in den Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebenen.

In der **Niederspannungsebene** müssen im Szenario „EEG 2014“ bis zum Jahr 2032 Kabel mit einer Gesamtlänge von 50.393 km zur vorhandenen Infrastruktur zugebaut werden, um vor allem Verletzungen des Spannungsbandes zu beseitigen. In Relation zum heutigen Niederspannungsnetz entspricht dies einem Ausbau von 4,5 % der heute bestehenden Leitungslänge. Infolge von Rückspeisungen in überlagerte Spannungsebenen müssen zudem in der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung zusätzliche Transformatoren mit einer Kapazität von 14.978 MVA installiert werden.

In der **Mittelspannungsebene** ist im Szenario „EEG 2014“ der Ausbau von 70.104 km Leitungslänge zur Integration der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2032 erforderlich. Das entspricht aus technischer Sicht einem Zubau von 13,8 % der Leitungslänge bis zum Jahr 2032 gegenüber dem Status Quo. Zusätzlich müssen Transformtorkapazitäten in Höhe von 32.971 MVA in der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung installiert werden.

In der **Hochspannungsebene** ist im Szenario „EEG 2014“ bis zum Jahr 2032 die Verlegung von 10.820 km Kabeln erforderlich. Gegenüber der vorhandenen Infrastruktur der Hochspannungsebene entspricht dies der Notwendigkeit des Zubaus von Kabel um 11,3 %.

Eine Gegenüberstellung der Ausbaubedarfe in den verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 22 dargestellt.

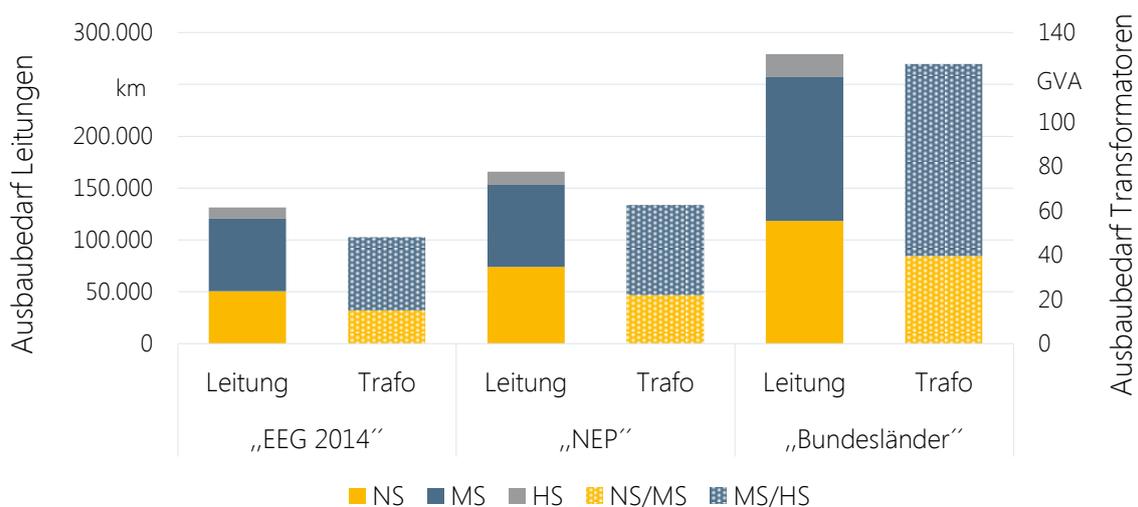


Abbildung 22: Konventioneller Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2032 in deutschen Verteilernetzen

Bis zum Jahr 2032 ist zur Erreichung der politischen Ausbauziele für Erneuerbare Energien ein Netzausbau in allen Spannungsebenen des Verteilernetzes erforderlich. Im Szenario „Bundesländer“ verdoppelt sich die Leitungslänge und nahezu verdreifacht sich die notwendige Transformatorenkapazität gegenüber dem Szenario „EEG 2014“.

Bei den Szenarien „NEP“ und „Bundesländer“ steigt der notwendige Ausbau überproportional mit der EE-Einspeisung an. Zur Erreichung der Ausbauziele des Szenarios „NEP“ müssen insgesamt 165.885 km Kabel bis zum Jahr 2032 verlegt und 62.396 MVA Transformatorkapazität installiert werden. Besonders groß ist der Netzausbaubedarf im Szenario „Bundesländer“. Zur Integration der im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“ rund 60 % höheren installierten Leistung an EE-Anlagen besteht in diesem Szenario die Notwendigkeit des Zubaus von 279.315 km Leitungen sowie 129.226 MVA Transformatorkapazitäten und damit deutlich mehr als das doppelte Ausbauvolumen verglichen mit dem Szenario „EEG 2014“.

Der Netzausbaubedarf steigt überproportional mit der EE-Einspeisung. Im „NEP“-Szenario wird eine um 8,6 % und im „Bundesländer“-Szenario sogar eine um 60,9 % höher installierte EE-Leistung im Vergleich zum „EEG 2014“-Szenario unterstellt. Die Netzausbaukosten fallen aber um 21,6 % („NEP“-Szenario) oder sogar um 110,8 % („Bundesländer“-Szenario) höher aus als beim „EEG 2014“-Szenario. Auch der überproportionale Ausbau in den kommenden Jahren könnte durch eine Verlangsamung des Zubaus verzögert und der Handlungsbedarf verstetigt werden.

D.1.3 Zeitliche Entwicklung des Netzausbaubedarfs

Abbildung 22 verdeutlicht die Aufteilung des Netzausbaubedarfs auf die kommenden Dekaden. Abhängig von der Spannungsebene und dem zugrunde liegenden Szenario sind zwischen 58 % und 76 % der notwendigen Netzausbaumaßnahmen bereits bis zum Jahr 2022 notwendig.

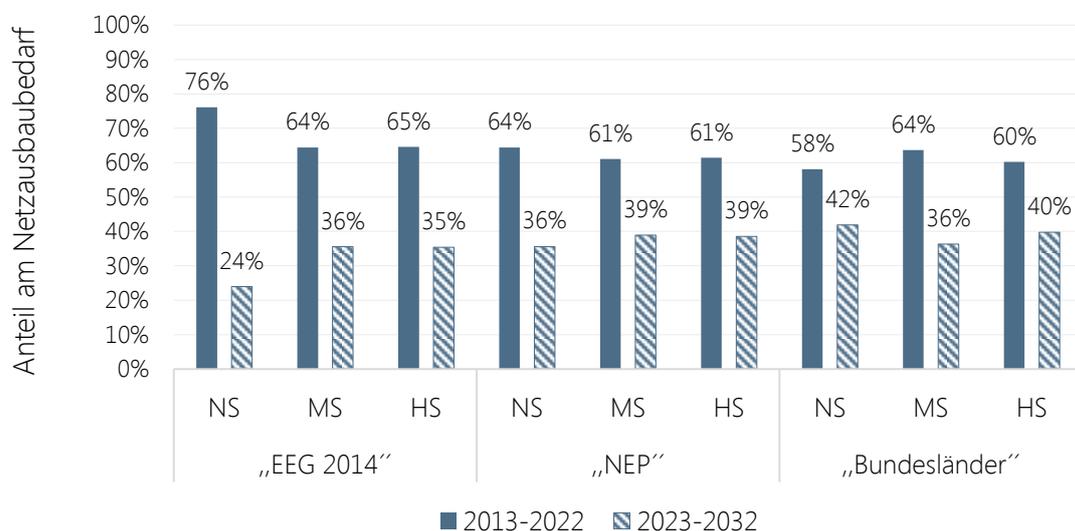


Abbildung 23: Zeitlicher Entwicklungspfad des Netzausbaus in der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene

Handlungsbedarf besteht bezüglich des notwendigen Netzausbaus vor allem in den kommenden zehn Jahren. Die durchschnittlichen jährlichen Investitionen in der nächsten Dekade betragen im Szenario „EEG 2014“ das Drei- bis Vierfache der jährlichen Investitionen in der darauffolgenden Dekade.

In der bevorstehenden Dekade bis 2022 besteht vor allem im Szenario „EEG 2014“ ein überdurchschnittlicher Netzausbaubedarf. In der Niederspannungsebene fallen in diesem Zeitraum mehr als drei Viertel aller bis 2032 erforderlichen Investitionen an. In den Mittel- und Hochspannungsebenen sind dies noch immerhin mehr als zwei Drittel. Dies führt zu durchschnittlichen jährlichen Investitionen, die in der ersten Dekade das Drei- bis Vierfache der darauffolgenden Dekade betragen. In absoluten Zahlen müssen bis zum Jahr 2022 rund 90.500 km Leitungslänge im Szenario „EEG 2014“, 103.800 km im Szenario „NEP“ und sogar etwa 170.000 km im Szenario „Bundesländer“ im Verteilernetz ausgebaut werden. Der absolute Zubaubedarf pro Spannungsebene ist in Abbildung 24 dargestellt.

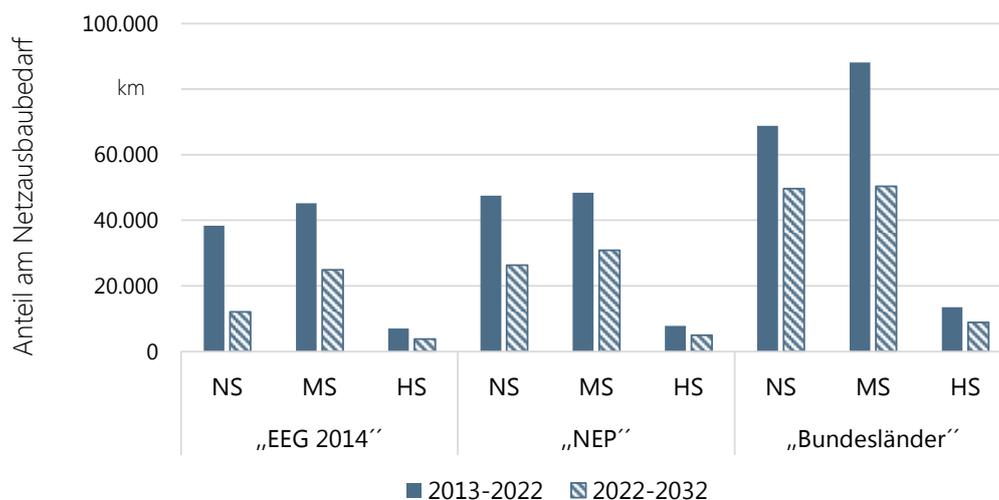


Abbildung 24: Zeitlicher Entwicklungspfad des Netzausbaus in der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene in km

Beim konventionellen Netzausbau ist eine durchschnittliche jährliche Erweiterung des Mittelspannungsnetzes – abhängig vom zugrundeliegenden EE-Zubauszenario – von 1 % - 1,8 % p.a. bis 2022 erforderlich.

In der Niederspannung müssen bis 2022 im Szenario „EEG 2014“ rund 4.000 km pro Jahr und im Szenario „Bundesländer“ sogar rund 7.000 km pro Jahr zugebaut werden. Dies entspricht einer jährlichen Erweiterung des Niederspannungsnetzes von 0,4 % - 0,7 % über einem Zeitraum von 10 Jahren. Am stärksten betroffen ist die Mittelspannung. Hier wird im Szenario „EEG 2014“ ein jährlicher Zubau von rund 4.500 km und im Szenario „Bundesländer“ ein jährlicher Zubau von knapp 9.000 km erforderlich. Dies bedeutet eine jährliche Erweiterung des Mittelspannungsnetzes von knapp 1 % - 1,8 % über einen Zeitraum von 10 Jahren.

D.1.4 Regionale Verteilung des Netzausbaubedarfs

Eine Aufteilung des erforderlichen Netzausbaus auf Regionen innerhalb Deutschlands verdeutlicht die regionalen Unterschiede des Handlungsbedarfs. Der verwendete methodische Ansatz erlaubt auf Grundlage von strukturell ähnlichen Merkmalen eine Aufteilung des Netzausbaubedarfs auf folgende Regionen:

- Region Nord: Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein;
- Region West: Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Nordrhein-Westfalen;
- Region Ost: Berlin, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen;
- Region Süd: Bayern, Baden-Württemberg.

Durch die Analyse dieser Regionalisierung können so Erzeugungstechnologien identifiziert werden, die ursächlich für den Ausbaubedarf in den unterschiedlichen Spannungsebenen sind. Diese Analyse ist an dieser Stelle für das Szenario „NEP“ durchgeführt worden. Die Ergebnisse sind jedoch infolge der gleichen vertikalen Allokation auf die Szenarien „EEG 2014“ und „Bundesländer“ übertragbar. Darüber hinaus können Regionen ermittelt werden, die aufgrund ihrer strukturellen Beschaffenheit besonders vom Netzausbau in der Verteilernetzebene betroffen sind.

Abbildung 25 zeigt die Aufteilung des Netzausbaubedarfs der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene auf die Regionen Süd, Ost, West und Nord.

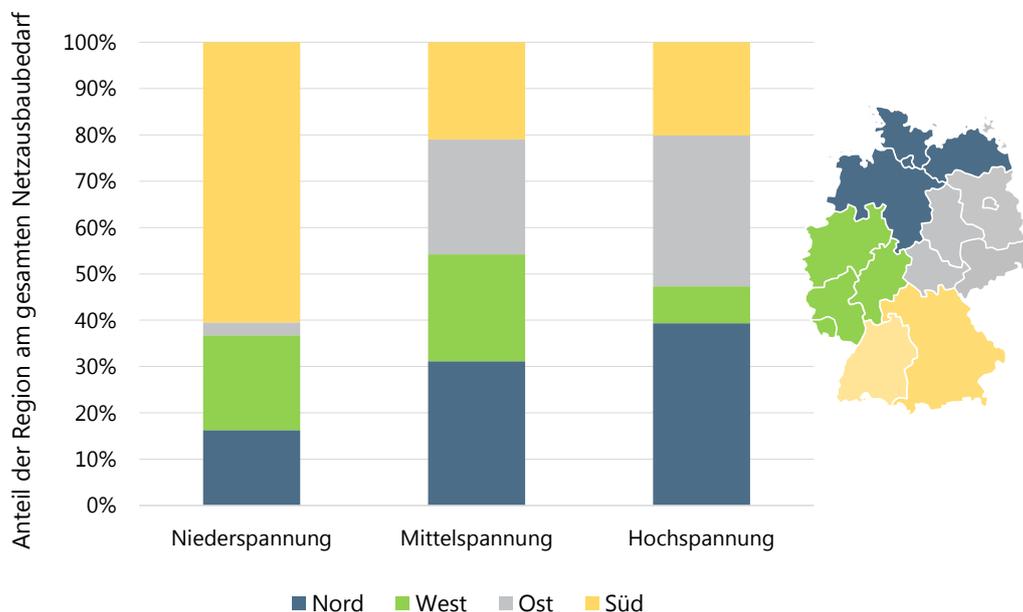


Abbildung 25: Aufteilung des Netzausbaubedarfs auf Regionen Süd, Ost, West und Nord (Szenario „NEP“)

Allgemein ist der Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene durch die Integration von Photovoltaikanlagen getrieben und konzentriert sich in den südlichen Bundesländern.

Für das Szenario „NEP“ entfällt in der Niederspannungsebene ca. 60 % des Handlungsbedarfs auf Süddeutschland. Der Anteil vom Norden und Westen Deutschlands beträgt rund 17 % bzw. 20 %. In der Region „Ost“ beträgt der Anteil am gesamten Netzausbaubedarf der Niederspannungsebene nur rund 3 %. Der geringe Anteil des Ausbaubedarfs ist insbesondere auf das geringe Netzmengengerüst in dieser Region zurückzuführen.

Der Netzausbaubedarf in der Mittelspannungsebene ist sowohl durch Rückspeisungen aus der Niederspannungsebene als auch durch Einspeisungen der direkt in der Mittelspannungsebene angeschlossenen Windkraftanlagen getrieben und verteilt sich etwa homogen über die Bundesrepublik.

In der Mittelspannungsebene ist der Ausbaubedarf relativ homogen über Gesamtdeutschland verteilt. So entfällt der größte Anteil des Ausbaubedarfs auf Norddeutschland mit etwa 30 %. Hier fällt die Integration von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zusammen. Am geringsten ist der Anteil im Süden Deutschlands mit rund 21 %, da hier die zu integrierende Leistung an Windkraftanlagen relativ gering ist.

39 % des gesamten Ausbaubedarfs in der Hochspannungsebene konzentrieren sich in den norddeutschen Bundesländern.

Der größte Handlungsbedarf in der Hochspannungsebene besteht im Norden Deutschlands mit etwa 39 % anteilig am gesamten Ausbaubedarf. Am geringsten fällt der Anteil in Westdeutschland mit rund 10 % aus und lässt sich durch die ohnehin schon starke Netzstruktur in diesem Teil des Landes erklären. Werden diese Ergebnisse mit der installierten Leistung an EE-Anlagen in Verbindung gesetzt, so lässt sich die Windenergie als wesentlicher Treiber für den Ausbaubedarf in der Hochspannungsebene identifizieren.

Die detailliertere Regionalisierung des Ausbaubedarfs in Abbildung 26 zeigt überdies, welche Bundesländer besonders vom Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene betroffenen sind. Der größte absolute Netzausbaubedarf im Szenario „EEG 2014“ ist in Schleswig-Holstein (2.300 km), Brandenburg (1.500 km), Bayern (1.400 km) sowie in Hessen (1.300 km) zu verzeichnen, also in Ländern mit großen Netzen (Bayern) oder hoher prognostizierter installierter Leistung an EE-Anlagen (Schleswig-Holstein, Brandenburg, Hessen). Diese Korrelation lässt sich ebenso in dem Szenario „Bundesländer“ sowie dem Szenario „NEP“ feststellen und ist an dieser Stelle jedoch nicht gesondert abgebildet.

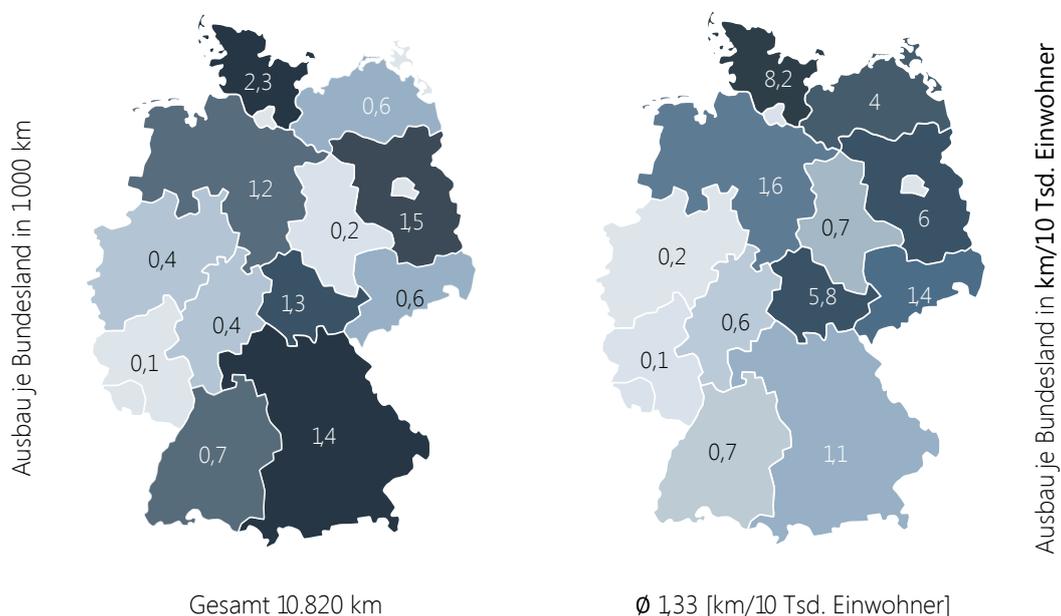


Abbildung 26: Aufteilung des Netzausbaubedarfs in der Hochspannungsebene bis 2032 auf Bundesländer (Szenario „EEG 2014“)

Wird der absolute Netzausbaubedarf auf die Einwohnerzahl der jeweiligen Bundesländer bezogen, zeigt sich, dass Bundesländer mit geringer Bevölkerungsdichte überproportional vom Netzausbaubedarf betroffen sind. Dies trifft vor allem auf Bundesländer im norddeutschen

Bundesgebiet zu. So beträgt der durchschnittliche Netzausbaubedarf in Schleswig-Holstein rund 8,2 km pro 10 Tsd. Einwohner und in Rheinland-Pfalz etwa 0,1 km pro 10 Tsd. Einwohner.

D.1.5 Netzausbaubedarf nach Modellnetzklassen

Der berechnete Netzausbaubedarf wird aus einer Vielzahl von Berechnungen für jedes Modellnetz und jede Modellnetzklasse ermittelt. Das Ergebnis der Simulation ist eine Verteilung des Netzausbaus, wie in Kapitel C.1 hergeleitet wird. Zu dessen Verdeutlichung sollen an dieser Stelle beispielhafte Ergebnisse für die Mittel- und Niederspannungsebene im Szenario „EEG 2014“ gezeigt werden. Ergebnisse für die anderen Szenarien sind in Anhang 5 dargestellt. Für sie können die Schlussfolgerungen entsprechend übertragen werden.

Für die weiteren Szenarien sind diese Auswertungen implizit für eine aggregierte Darstellung des Netzausbaubedarfs durchgeführt worden.

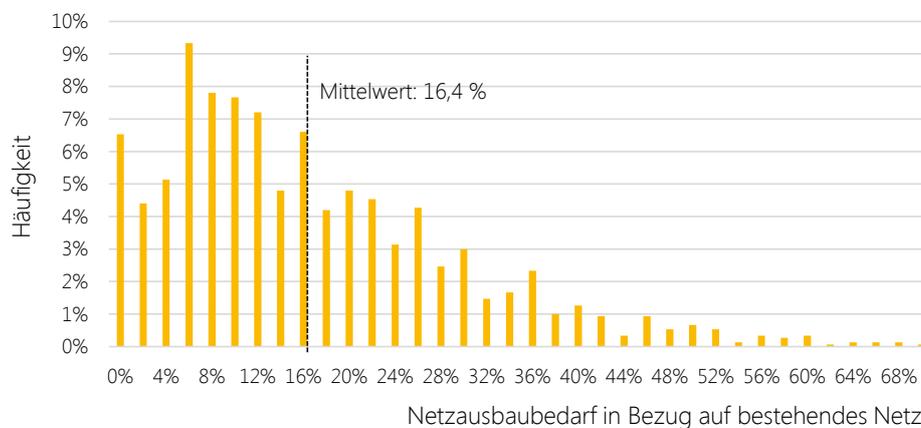


Abbildung 27: Netzausbaubedarf in einer stark von Photovoltaikanlagen geprägten Mittelspannungsmodellnetzklasse

Abbildung 27 zeigt den Netzausbaubedarf in einer stark von Photovoltaikanlagen geprägten Modellnetzklasse (Modellnetzklasse 8). Die Verteilungsfunktion zeigt, dass in einigen Netzen kein Netzausbaubedarf zu verzeichnen ist (6,5 % – erster Balken). Demgegenüber besteht für eine Vielzahl der Netze ein über dem Erwartungswert von 16,4 % hinausgehender Netzausbaubedarf. Der Netzausbaubedarf in den Netzen ist sehr ungleich verteilt und ist von vielen Einflussfaktoren abhängig. Durch das hier angewendete Simulationsmodell, welches auf den oben beschriebenen Modellnetzklassen¹⁹ beruht, können relevante Einflussfaktoren auf den Netzausbau abgeleitet werden. Abbildung 28 zeigt den Netzausbaubedarf der Modellnetzklassen in der Mittelspannung für das Szenario „EEG 2014“.

¹⁹ Modellnetzklasse: Gruppe von Verteilernetzbetreibern mit vergleichbarer Prägung durch EE-Anlagen.

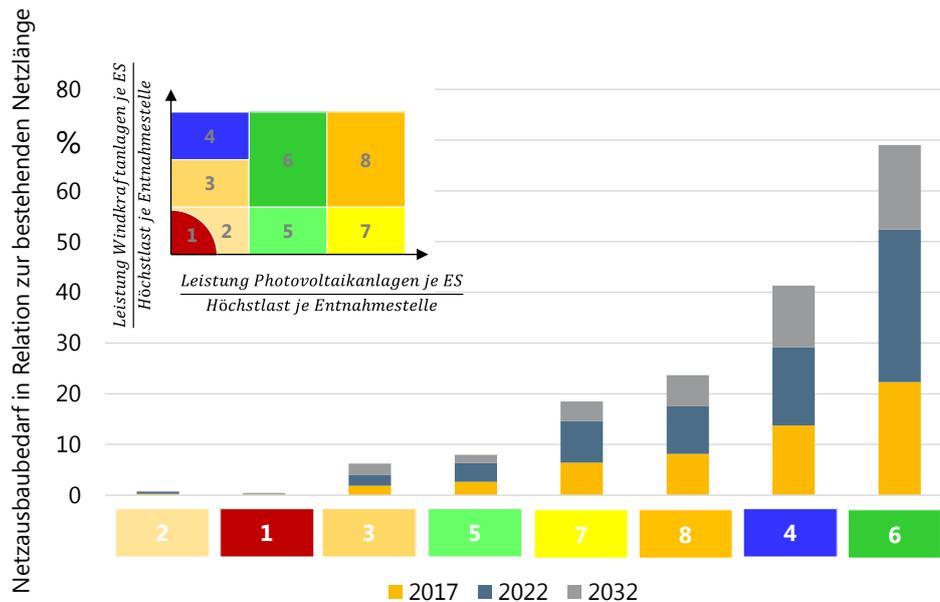


Abbildung 28: Netzausbaubedarf der Modellnetzklassen (Mittelspannung, Szenario "EEG 2014")

Sowohl Windkraftanlagen als auch Photovoltaikanlagen sind ein Treiber für den Netzausbaubedarf. Das wird dadurch deutlich, dass in den Modellnetzklassen 7, 8 (stark PV-geprägt) und 4 (stark windgeprägt) ein hoher Netzausbau zu verzeichnen ist. Der höchste relative Netzausbaubedarf in Bezug auf die bestehende Netzlänge ist jedoch in der Modellnetzklasse 6 zu sehen. In dieser Modellnetzklasse tritt eine gemischte Prägung sowohl von Windkraftanlagen als auch von Photovoltaikanlagen auf.

Der Netzausbau in der Mittelspannung wird wesentlich durch die Höhe der gesamten installierten Leistung in EE-Anlagen bestimmt und ist weitgehend unabhängig davon, ob diese durch Windkraft- oder PV-Anlagen erzeugt wird.

Die in den Mittelspannungs-Modellnetzen durchschnittlich installierten Leistungen an EE-Anlagen betragen im Jahre 2032 78,4 MW in Modellnetzklasse 8 (23,4 MW Leistung an Windkraftanlagen und 55 MW Leistung an Photovoltaikanlagen), 92,9 GW in Modellnetzklasse 4 (51,2 MW an Windkraft und 41,7 MW an Photovoltaikanlagen) und 100,7 MW in Modellnetzklasse 6 (59,6 MW an Windkraft und 41,1 MW an Photovoltaikanlagen). Man erkennt, dass der Ausbaubedarf in Mittelspannungsnetzen im Wesentlichen durch die Höhe der gesamten installierten Leistung in EE-Anlagen und weniger durch die EE-Technologie geprägt ist.

Des Weiteren ist festzustellen, dass hohe Einspeisungen in den Modellnetzklassen 6, 4 und 8 auf Netzstrukturen mit den längsten durchschnittlichen Abgangslängen treffen²⁰. Der Zubau von EE-Anlagen wird deshalb in vorwiegend ländlich geprägten Netzen stattfinden, die auf Grund ihrer Netzstruktur nicht für die Integration geeignet sind.

Abbildung 29 zeigt den Netzausbaubedarf der Modellnetzklassen in der Niederspannungsebene. Der relative Netzausbaubedarf in Bezug auf die bestehende Netzlänge ist in der Niederspannung

²⁰ Vgl. Werte in Kapitel C.3.1.

geringer als in der Mittelspannung. Der höchste Netzausbedarf ist in den Modellnetzklassen 4, 7 und 10 zu verzeichnen und zeigt, dass dieser durch die Integration von Photovoltaikanlagen getrieben wird. Die Erwartungswerte der jeweils installierten Leistungen von PV-Anlagen pro Niederspannungs-Modellnetz betragen 98 kW in der Modellnetzklasse 4, 130 kW in der Modellnetzklasse 10 und 154 kW in der Modellnetzklasse 7. Dort ergeben sich durch hohe Wachstumsraten Erneuerbarer Energien zusätzliche Anforderungen an die Netze.

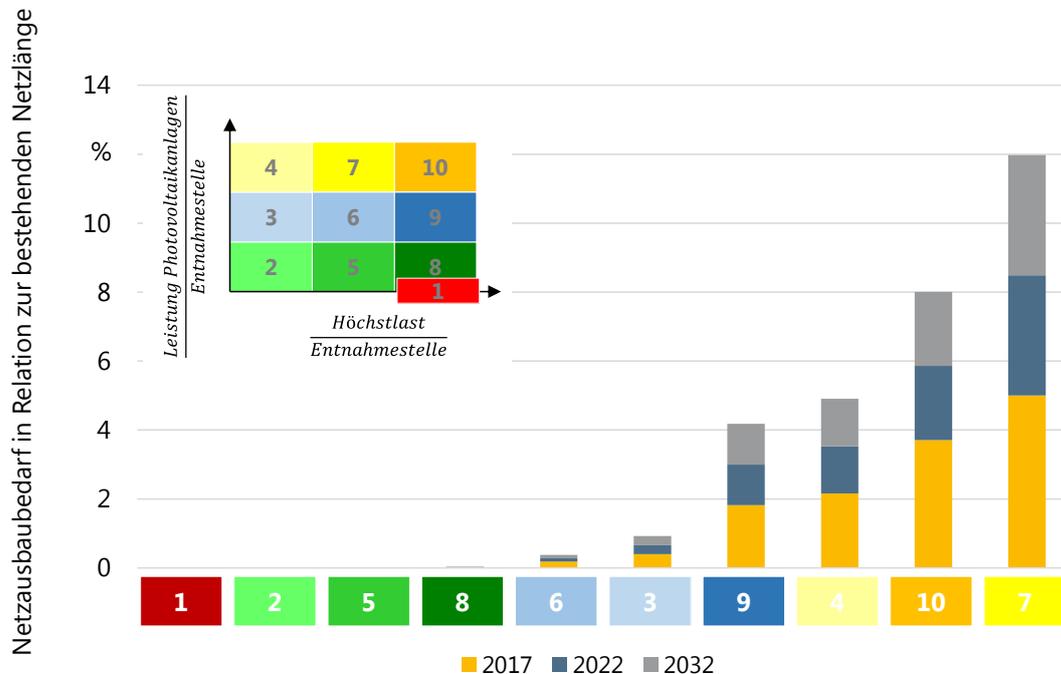


Abbildung 29: Netzausbaubedarf der Modellnetzklassen (Niederspannung, Szenario „EEG 2014“)

In den Modellnetzklassen 1, 2, 5 und 8 ist dagegen kein Netzausbaubedarf zu verzeichnen. Städtische Verteilernetze wurden historisch im Vergleich zu ländlichen Regionen mit stärkeren Betriebsmitteln ausgelegt und sind daher auf Grund ihrer Netztopologie²¹ schon heute besser zur Integration Erneuerbarer Energien geeignet.

Der Netzausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannungsebene findet beinahe ausschließlich in ländlichen Regionen statt, in denen die vorhandene Netzinfrastruktur historisch auf geringe Verbraucherlasten ausgelegt wurde.

Die Nutzung von Modellnetzklassen lässt bei den Netzsimulationen einen direkten Schluss auf die Verteilung des Netzausbaubedarfs auf die Modellnetzregionen, wie städtische oder ländliche Regionen, zu. So zeigt sich, dass lediglich 0,23 % (Leitungen) bzw. 0,45 % (Transformatoren) der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen in städtischen Netzen (Modellnetzklasse 1) durchgeführt werden müssen, wie in Abbildung 30 beispielhaft für das Szenario „NEP“ dargestellt ist. In den Szenarien „EEG 2014“ sowie „Bundesländer“ ergeben sich aufgrund äquivalenter Wirkungszusammenhänge ähnliche Ergebnisse.

²¹ kürzere Abgänge, stärkere Betriebsmittel.

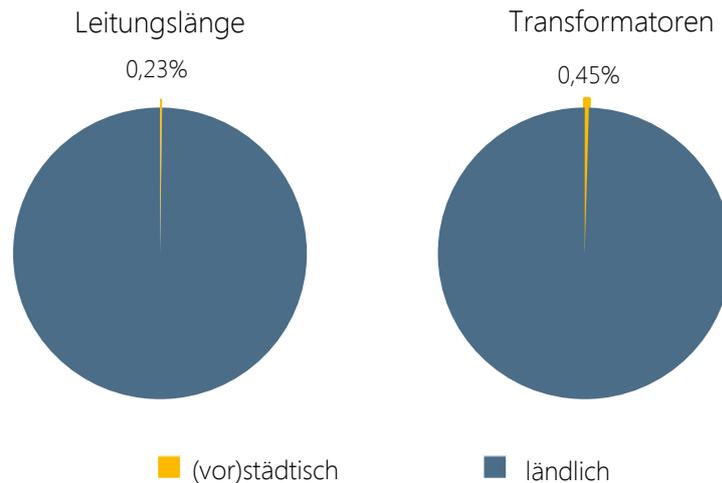


Abbildung 30: Verteilung des Netzausbaubedarfs auf ländliche und städtische Nieder- und Mittelspannungsnetze (Szenario „NEP“)

Durch die Zuordnung von Verteilernetzbetreibern zu Modellnetzklassen lässt sich der Anteil derjenigen Netzbetreiber abschätzen, denen Modellnetzklassen mit Netzausbaubedarf zugeordnet sind. In der Niederspannungsebene sind das beispielsweise die Netzbetreiber der Modellnetzklassen 9, 4, 7 und 10.

Der Netzausbau betrifft nur 8 % der Nieder- und 35 % der Mittelspannungsnetze. Dadurch ist ein hoher Anteil der Netzbetreiber vom Netzausbau betroffen, allerdings nur in einem Teil ihrer Netze.

Abbildung 31 zeigt den Anteil der von Netzausbau betroffenen Netzbetreiber in der Nieder- und Mittelspannung für das Szenario „EEG 2014“.

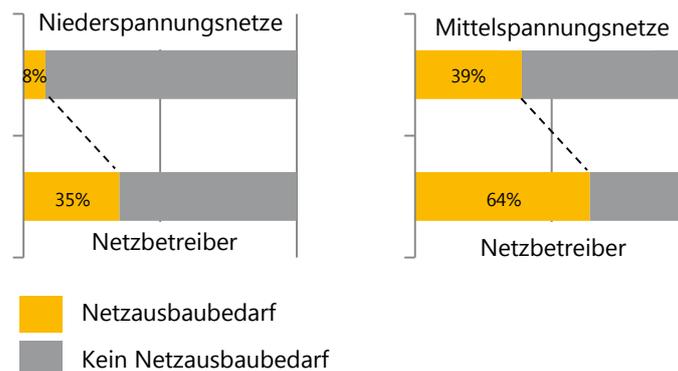


Abbildung 31: Anteil der von Netzausbau betroffenen Netzbetreiber (Szenario „EEG 2014“)

Es wird deutlich, dass obwohl nur in wenigen der 500.000 Nieder- und 4.500 Mittelspannungsnetze ein Netzausbau erforderlich ist, ein hoher Anteil der Netzbetreiber vom Ausbau betroffen ist (39 % vom Ausbau in der Nieder- und 64 % vom Ausbau in der Mittelspannungsebene).

Abbildung 32 zeigt den Anteil von Niederspannungsnetzbetreibern, die vom Netzausbau im Laufe der Zeit und in den verschiedenen Ausbauszenarien betroffen sind.

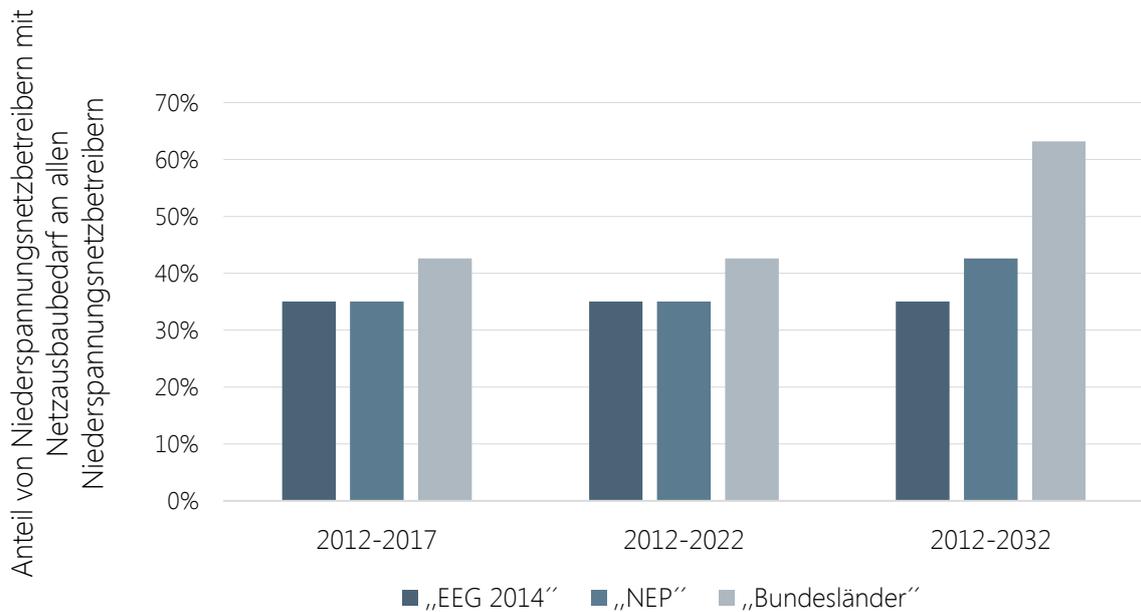


Abbildung 32: Anteil von Niederspannungsnetzbetreibern mit Netzausbaubedarf in allen Niederspannungsnetzen

Mit zunehmender Integration von EE-Anlagen wächst der Anteil der vom Netzausbau betroffenen Verteilernetzbetreiber. Im Szenario „Bundesländer“ werden bis 2032 mehr als die Hälfte aller Niederspannungsnetzbetreiber vom Netzausbau betroffen sein.

D.2 Zusatzkosten durch Netzausbau

D.2.1 Gesamte Zusatzkosten bis 2032

Bei konventioneller Netzplanung sind bis 2032 kumulierte Investitionskosten für den durch den EE-Zubau verursachten Netzausbau in Höhe von 23,2 Mrd. EUR (Szenario „EEG 2014“) bis 48,9 Mrd. EUR (Szenario „Bundesländer“) zu erwarten.

Ausgehend von den technischen Simulationsergebnissen für einen konventionellen Netzausbau und den vorgestellten Annahmen aus Kapitel C.6 liegt der gesamte Investitionsbedarf für die deutschen Verteilernetze bis zum Jahr 2032 für den Fall der Ausführung des Hochspannungsnetzausbaus als Kabel im Szenario „EEG 2014“ bei 23,2 Mrd. EUR, bei dem Szenario „NEP“ bei 28,1 Mrd. EUR und bei dem an den Zielen der Bundesländer ausgerichteten Szenario „Bundesländer“ bei 48,9 Mrd. EUR. Eine Gegenüberstellung des bis 2032 kumulierten Investitionsbedarfs ist in Abbildung 33 dargestellt.

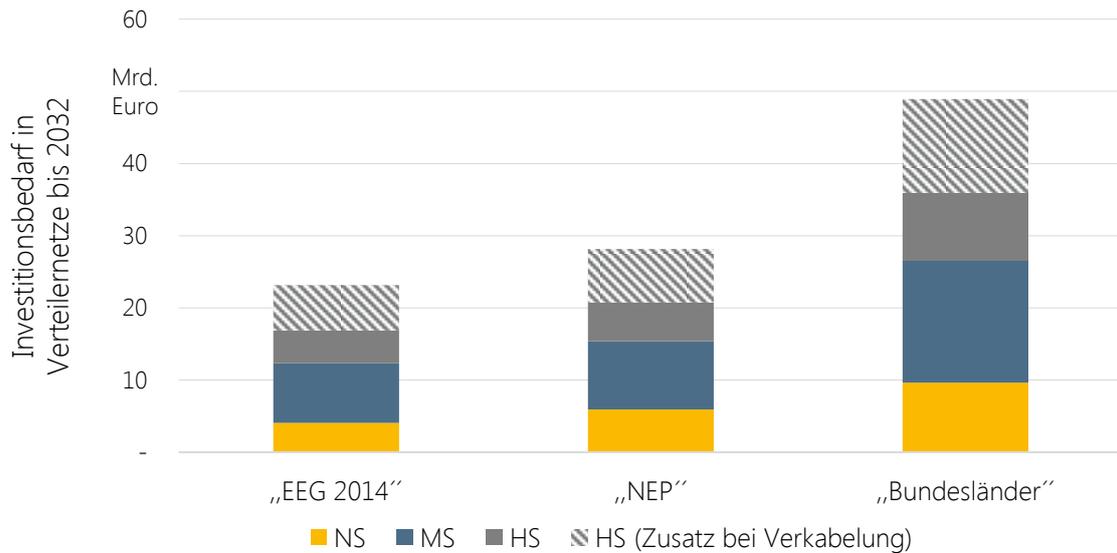


Abbildung 33: Kumulierter Investitionsbedarf in Verteilernetze bis 2032 bei konventionellem Netzausbau

Die Verteilung des Investitionsvolumens auf die Netzebenen ist bei den drei betrachteten Szenarien nahezu identisch: In der Niederspannung sind dies ca. 20 %, in der Mittelspannung ca. 35 % und in der Hochspannung ca. 45 %. Der hohe Anteil der Hochspannungsebene an dem Investitionsvolumen wird vor allem durch die Forderung nach einer Verkabelung zusätzlicher Leistungen getrieben.

D.2.2 Zeitliche Entwicklung der Zusatzkosten

Tabelle 11 zeigt die zeitliche Verteilung des Investitionsbedarfs im Betrachtungszeitraum für die verschiedenen Szenarien.

	Investitionsbedarf in den Jahren 2013-2022	Anteil an Gesamtinvestition 2013-2032
Szenario „EEG 2014“	15,4 Mrd. EUR	66 %
Szenario „NEP“	17,3 Mrd. EUR	62 %
Szenario „Bundesländer“	29,6 Mrd. EUR	61 %

Tabelle 11: Identifizierter Investitionsbedarf bis 2022 und Anteil an Gesamtinvestitionen bis 2032

Ein Großteil des identifizierten konventionellen Netzausbaubedarfs erfolgt bedingt durch die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der ersten Dekade des Betrachtungszeitraums. Im Mittel über alle Netzebenen fallen bis zu 66 % der bis zum Jahr 2032 notwendigen Gesamtinvestitionen in den kommenden 10 Jahren an.

Abbildung 34 zeigt die zeitliche Entwicklung der jährlichen Zusatzkosten, aufgeschlüsselt nach den in den einzelnen Netzebenen anfallenden Kapital- und Betriebskosten. Basis der Berechnung bildet der konventionelle Netzausbau für das Szenario „EEG 2014“. Zum Vergleich ebenfalls dargestellt sind die aggregierten jährlichen Zusatzkosten für die Szenarien „NEP“ und „Bundesländer“.

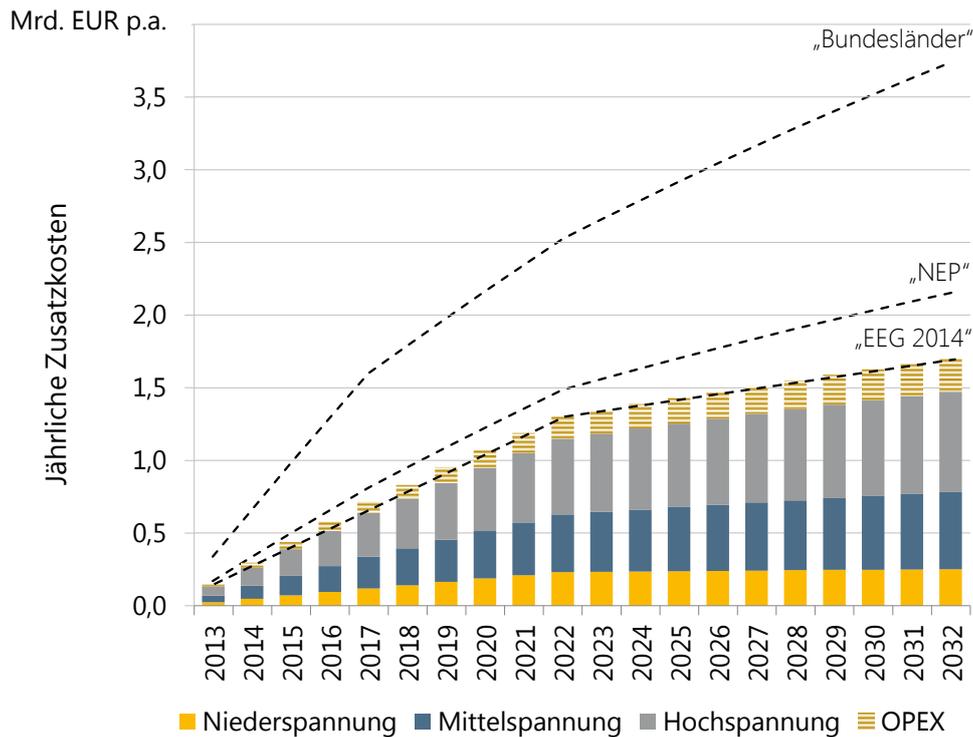


Abbildung 34: Zeitliche Entwicklung der jährlichen Zusatzkosten für die Szenarien „EEG 2014“, „NEP“ und „Bundesländer“

Die jährlichen Zusatzkosten setzen sich zusammen aus den kalkulatorischen Kapitalkosten je Spannungsebene (NS, MS und HS) sowie den aufwandsgleichen Betriebskosten (OPEX), die aufgrund des geringen Anteils an den Gesamtkosten über alle Spannungsebenen aggregiert dargestellt sind.

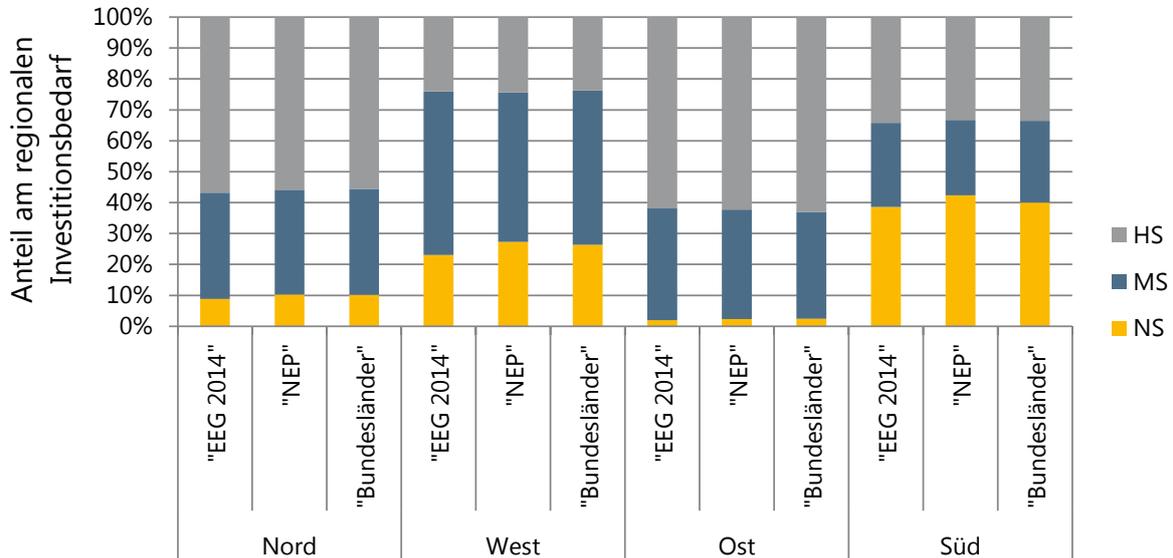
Die durch den Netzausbau induzierte Erhöhung der jährlichen Netzkosten beträgt im Jahr 2032 rund 1,8 Mrd. EUR (Szenario „EEG 2014“) bzw. 3,8 Mrd. EUR (Szenario „Bundesländer“). Rund 80 % des Anstieges der jährlichen Kosten findet bereits bis 2022 statt.

Im Szenario „EEG 2014“ wachsen die jährlichen Zusatzkosten bis zum Jahr 2032 auf 1,8 Mrd. EUR an. Im Jahr 2022 betragen sie bereits rund 1,3 Mrd. EUR. Damit erreichen die jährlichen Zusatzkosten bereits 2022 rund 75 % des Niveaus von 2032. Besonders stark steigen die jährlichen Kosten im Szenario „Bundesländer“. Sie wachsen etwa doppelt so schnell wie die jährlichen Kosten im Szenario „EEG 2014“ und erreichen bereits 2017 eine Höhe von mehr als 1,5 Mrd. EUR p.a.. Die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten im Szenario „EEG 2014“ betragen im gesamten Zeitraum knapp 1,2 Mrd. EUR p.a..

Im Fall keiner Verkabelung des Netzausbaus in der Hochspannungsebene reduziert sich dieser Investitionsbedarf. Im Szenario „EEG 2014“ sinkt dieser von 23,2 Mrd. EUR auf 16,9 Mrd. EUR. Die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten würden sich auf 0,85 Mrd. EUR reduzieren (Reduktion um ca. 27 %). Aufgrund des erwarteten Ausbaubedarfs in der Hochspannungsebene hat der Verkabelungsgrad einen wesentlichen Einfluss auf die Kosten.

D.2.3 Regionale Verteilung der Zusatzkosten

Die regionale Verteilung der Investitionskosten ist in Abbildung 35 für alle drei Szenarien dargestellt. Dabei wurden Investitionsvolumen für Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene unterschieden.



in Mrd. EUR	Nord	West	Ost	Süd	Gesamt
"EEG 2014"	7,5	3,6	5,7	6,4	23,2
"NEP"	8,5	4,4	6,5	8,8	28,1
"Bundesländer"	14,9	7,8	11,8	14,4	48,9

Abbildung 35: Regionale Zuordnung des Investitionsbedarfs bis zum Jahr 2032 bei einem konventionellen Netzausbau

Es zeigt sich, dass in den südlichen Bundesländern (Bayern und Baden-Württemberg) vor allem der Ausbau der Niederspannungsnetze den Netzausbaubedarf bestimmt. Die Niederspannung macht allein 40 % der gesamten Netzausbauskosten in diesen Ländern aus. 60 % des gesamten Netzausbaus in der Niederspannung in der Bundesrepublik findet in den südlichen Ländern statt, während in der Region Ost kaum Investitionen in der Niederspannung erforderlich sind.

Der bis 2032 kumulierte Investitionsbedarf ist in den nördlichen und östlichen Bundesländern durch die Hochspannungsebene und in den west- und südlichen Bundesländern vor allem durch die Nieder- und Mittelspannungsebenen geprägt.

In der Mittelspannung zeigt sich eine recht homogene Verteilung über die Regionen, da der Ausbau in dieser Spannungsebene sowohl Windkraft als auch Photovoltaik getrieben ist. Die größten Investitionsvolumina in der Hochspannung finden in den Regionen Nord und Ost statt, hier vor allem durch den Windausbau getrieben. Dies führt dazu, dass in den nördlichen und östlichen Bundesländern der Anteil der Niederspannung an den zusätzlichen Investitionskosten sehr niedrig ausfällt und in allen Szenarien weniger als 10 % des gesamten Investitionsbedarfs ausmacht. Gerade in diesen Bundesländern ist der Anteil der Hochspannung besonders ausgeprägt und beträgt – ebenfalls unabhängig von den Szenarien – über 50 % des Investitionsvolumens.

Die niedrigsten Investitionen sind in den westlichen Bundesländern zu erwarten.

Um die spezifische Belastung der Bundesländer durch die zu erwartenden Netzausbaukosten abzuschätzen, werden die Investitionsvolumen ins Verhältnis zu den Einwohnern der Bundesländer gesetzt. Es lässt sich damit eine stark vereinfachte Kostenträgersicht simulieren. Tabelle 12 gibt eine Übersicht über die regionale Verteilung der spezifischen Investitionsvolumen:

Region	Investition je Einwohner (EW)		
	„EEG 2014“	„NEP“	„Bundesländer“
Nord	514 EUR/EW	582 EUR/EW	1.023 EUR/EW
West	126 EUR/EW	154 EUR/EW	272 EUR/EW
Ost	398 EUR/EW	452 EUR/EW	823 EUR/EW
Süd	276 EUR/EW	382 EUR/EW	626 EUR/EW

Tabelle 12: Regionale EE-bedingte Netzausbauinvestitionen in Verteilernetze bezogen auf Einwohner (konventioneller Netzausbau, Szenario „EEG 2014“, kumulierte Investition bis 2032)

Diese Kostenträgersicht verdeutlicht die signifikant höhere Belastung der Regionen Nord und Ost aufgrund der hohen Investitionen und der geringen spezifischen Einwohnerzahlen. Es ist bei der Interpretation dieser Zahlen zu berücksichtigen, dass einwohnerbezogene Investitionskosten und nicht die Höhe der Netzentgelte verglichen werden. Tabelle 12 gibt damit eine durchschnittliche Belastung der Einwohner in einem Bundesland aufgrund des erwarteten Netzausbaus an. Um die Belastung der Haushaltskunden zu bestimmen, wird im folgenden Kapitel die Auswirkung der Investitionen auf die Netzentgelte abgeschätzt.

D.2.4 Abschätzung der Auswirkung auf die Netzentgelte in der Niederspannung

Um die Auswirkungen der aus dem Netzausbau resultierenden jährlichen Zusatzkosten auf die von den Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte abschätzen zu können, werden folgende Annahmen getroffen:

- Betrachtet werden die Auswirkungen für das Jahr 2022. In der ersten Dekade des Betrachtungszeitraums (2013-2022) fallen bis zu 66 % der notwendigen Investitionen an (bezogen auf den Gesamtbetrachtungszeitraum 2013-2032). Ein Großteil des dadurch bedingten Entgeltanstiegs wird dann entsprechend bereits bis zum Jahr 2022 erfolgt sein.
- Das berechnete Investitionsvolumen bezieht sich ausschließlich auf Erweiterungsinvestitionen. Ersatzmaßnahmen bzw. Umstrukturierungen werden nicht explizit betrachtet. Zur Abschätzung dieser erweiterungsbedingten Kosten auf die Netzentgelte wird unterstellt, dass die heutige Kostenbasis bis zum Jahr 2022 unverändert auf dem heutigen Niveau bleibt, d. h. sich die Mittelabflüsse und -zuflüsse die Waage halten.
- Es wird die zuvor durchgeführte Regionalisierung in die Regionen Nord, West, Ost und Süd zugrunde gelegt. Auf dieser Ebene erfolgt die Untersuchung zu den Auswirkungen auf die Netzentgelte, insbesondere da im Rahmen der Verteilernetzstudie nicht reale Unternehmen betrachtet wurden, sondern der Netzausbaubedarf auf der Ebene von Modellnetzklassen, die repräsentativ für die dieser Klasse zugeordneten Netzbetreiber stehen, ermittelt wurde.
- Je Region wird ein die gesamte Region abdeckender, fiktiver Verteilernetzbetreiber betrachtet. Für diesen Region-VNB wird eine vereinfachte Kostenwälzung durchgeführt, um die Auswirkungen auf die jährlich von einem Netznutzer in der Niederspannung ohne

registrierende Leistungsmessung (oRLM) zu entrichtenden zusätzlichen Entgelte abzuschätzen. Dieser Wert wird in Bezug zu den heutigen Entgelten gesetzt. Dazu wurden repräsentative Netzbetreiber je Region ausgewertet, um aus dem abgeschätzten jährlichen Verbrauch je Entnahmestelle und den Kosten die heutigen, jährlichen Entgelte abzuschätzen. Dadurch ergibt sich ein repräsentativer Mittelwert je Region.

- Städtische Regionen sind nur zu einem geringen Anteil von einem EE-bedingten Netzausbau betroffen. Insofern wird der Großteil der identifizierten Netzerweiterungskosten – bei unterstellter heutiger Netzentgeltsystematik – von den letztverbrauchenden Netznutzern ländlicher Netzbetreiber getragen. Städtische Netzbetreiber sind somit von der Analyse ausgeschlossen.

Die ermittelten heutigen Netzentgelte, die die Bezugsgrundlage für die abzuschätzende Erhöhung der Netzentgelte bilden, sind in Tabelle 13 dargestellt. Die Region Ost zeichnet sich durch eine deutlich geringere Jahresenergie sowie damit verbundene signifikant höhere spezifische Entgelte aus.

	Nord	West	Ost	Süd
Entnahmestellen Niederspannung ²²	4,7 Mio.	14,1 Mio.	3,2 Mio.	8,9 Mio.
Jahresenergie NS-Kunde oRLM	4.300 kWh/a	3.870 kWh/a	3.250 kWh/a	4.890 kWh/a
Spez. Netzentgelt	6,3 ct/kWh	5,7 ct/kWh	8,1 ct/kWh	5,6 ct/kWh
Netzentgelt je NS-Kunde oRLM	270 EUR/a	220 EUR/a	263 EUR/a	274 EUR/a

Tabelle 13: Mittleres jährliches Netzentgelt je Region je Entnahmestelle in der Niederspannung für Kunden ohne Leistungsmessung

Die zusätzlichen jährlichen Kosten durch die Integration der Erneuerbaren Energien in die Verteilernetze teilen sich beispielsweise für das Jahr 2022 gemäß der Tabelle 14 auf die unterschiedlichen Regionen und Netzebenen wie folgt auf:

²² Der Anteil der Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung an den Gesamtentnahmestellen in der Niederspannung ist vernachlässigbar.

Jährliche Zusatzkosten	Nord	West	Ost	Süd
„EEG 2014“				
Gesamt	304 Mio. EUR/a	184 Mio. EUR/a	284 Mio. EUR/a	328 Mio. EUR/a
davon HS	210 Mio. EUR/a	43 Mio. EUR/a	174 Mio. EUR/a	107 Mio. EUR/a
davon MS	130 Mio. EUR/a	96 Mio. EUR/a	104 Mio. EUR/a	87 Mio. EUR/a
davon NS	36 Mio. EUR/a	45 Mio. EUR/a	6 Mio. EUR/a	134 Mio. EUR/a
„NEP“				
Gesamt	435 Mio. EUR/a	217 Mio. EUR/a	324 Mio. EUR/a	400 Mio. EUR/a
davon HS	241 Mio. EUR/a	49 Mio. EUR/a	200 Mio. EUR/a	123 Mio. EUR/a
davon MS	145 Mio. EUR/a	107 Mio. EUR/a	116 Mio. EUR/a	98 Mio. EUR/a
davon NS	48 Mio. EUR/a	60 Mio. EUR/a	8 Mio. EUR/a	179 Mio. EUR/a
„Bundesländer“				
Gesamt	770 Mio. EUR/a	381 Mio. EUR/a	579 Mio. EUR/a	682 Mio. EUR/a
davon HS	426 Mio. EUR/a	86 Mio. EUR/a	353 Mio. EUR/a	218 Mio. EUR/a
davon MS	268 Mio. EUR/a	198 Mio. EUR/a	214 Mio. EUR/a	180 Mio. EUR/a
davon NS	77 Mio. EUR/a	96 Mio. EUR/a	13 Mio. EUR/a	284 Mio. EUR/a

Tabelle 14: Jährliche Zusatzkosten je Region bei einem konventionellen Netzausbau im Jahr 2022

Für die nachfolgende Kostenwälzung wird vereinfachend angenommen, dass 85 % der Gesamtkosten der Hochspannung in die Mittelspannung sowie 55 % der Gesamtkosten der Mittelspannung in die Niederspannung gewälzt werden. Diese unterstellten Faktoren für die jeweiligen Spannungsebenen sollen dabei Kostenstrukturen eines vor allem ländlich geprägten Verteilernetzbetreibers widerspiegeln. Die resultierende Erhöhung der Netzentgelte für Kunden ohne registrierte Leistungsmessung ist in Abbildung 36 für alle Szenarien dargestellt.

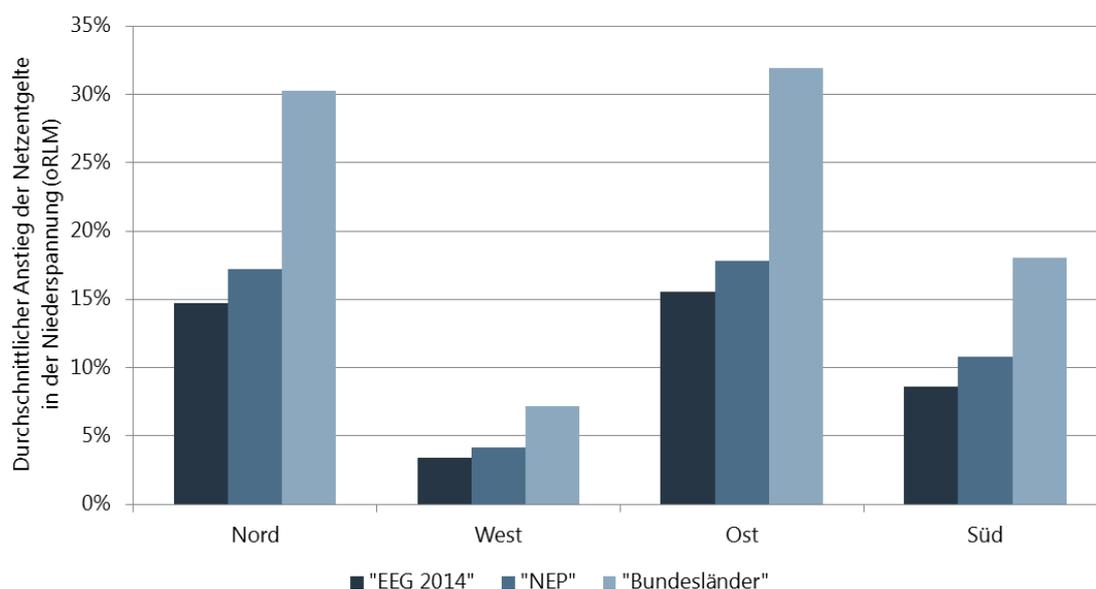


Abbildung 36: Durchschnittlicher prozentualer Anstieg der Netzentgelte für Kunden ohne registrierte Leistungsmessung in der Niederspannung in 2022

Mit zunehmender Integration von Erneuerbaren Energien werden die Netzentgelte noch stärker regional differieren.

Die Abschätzung zeigt, dass der Investitionsbedarf einen Netzentgeltanstieg von bis zu 16 % bei Kunden ohne registrierende Leistungsmessung vor allem in den Regionen Nord und Ost bewirkt.

Dieser Anstieg der Netzentgelte nimmt im Szenario „Bundesländer“ auf über 30 % in Nord- bzw. Ostdeutschland zu. Der Anstieg der Netzentgelte für Kunden ohne registrierende Leistungsmessung fällt am geringsten in der Region West aus (kleiner 5 %).

D.3 Sensitivitätsanalysen

D.3.1 Erhöhung der Planungssicherheit

Ein Verteilernetzbetreiber plant sein Netz unter großen Unsicherheiten. Der Zubau an EE-Anlagen ist im Voraus nicht bekannt und kann sich schnell und tiefgreifend ändern. Teilweise wird von Netzbetreibern eine zeitnahe Netzerweiterung gefordert, um EE-Anlagen anzuschließen. Diskrete Investitionsentscheidungen führen zu nicht kontinuierlichen Veränderungen der Netzkapazität, welche damit nicht exakt den Transportbedürfnissen angepasst werden können, sondern eine teilweise und temporäre „Überdimensionierung“ erfordern.

Im Rahmen dieser Sensitivität wird untersucht, ob weniger Netzausbau notwendig ist, wenn der Betrachtungszeitraum zur Planung von 5 bzw. 10 Jahren auf 20 Jahre erhöht wird. Bei der bisherigen Planung wurden die Stützjahre 2017 und 2022 sowie das Jahr 2032 zugrunde gelegt. Es wurde dabei unterstellt, dass der Netzbetreiber zunächst alle erforderlichen Investitionen zur Erfüllung seiner Aufgaben in 2017 durchführt. Dann ergänzt er weitere Netzausbaumaßnahmen zur Erfüllung seiner Transportaufgaben im Jahr 2022. Schließlich investiert er ein drittes Mal, um den Anforderungen bis 2032 gerecht zu werden. Durch diese schrittweise diskreten Investitionsentscheidungen können ineffiziente Entscheidungen getroffen werden.

Es soll untersucht werden, ob Netzausbaumaßnahmen eingespart werden können, wenn der Netzausbau direkt auf die Anforderungen im Jahr 2032 optimiert wird – natürlich auch weiterhin unter Einhaltung der Anforderungen in den Stützjahren.

In der Abbildung 37 wird dazu der technische Netzausbaubedarf für die **Niederspannungsebene** bei Prognosen bezüglich der Betrachtungszeiträume von 5 bzw. 10 gegenüber 20 Jahren miteinander verglichen. Dieser Vergleich ist für das Szenario „NEP“ dargestellt. In den Szenarien „EEG 2014“ und „Bundesländer“ zeigen sich vergleichbare Wirkungszusammenhänge.

Der Vergleich mit der Referenzrechnung, d. h. der konventionellen Netzausbauvariante mit einem Planungshorizont von fünf bzw. zehn Jahren, verdeutlicht, dass der Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene um 4,5 % verringert werden kann. Dieser Gewinn kann auf die vorwiegende Strahlennetzstruktur in der Niederspannungsebene zurückgeführt werden. Diskrete Zubauentscheidungen können hier zu einer Überdimensionierung des Niederspannungsnetzes führen, die bei erhöhter Prognosesicherheit, also einem längeren sicheren Prognosezeitraum, nicht auftritt. Die Einsparmöglichkeiten in der Niederspannungsebene fallen damit insgesamt moderat aus.

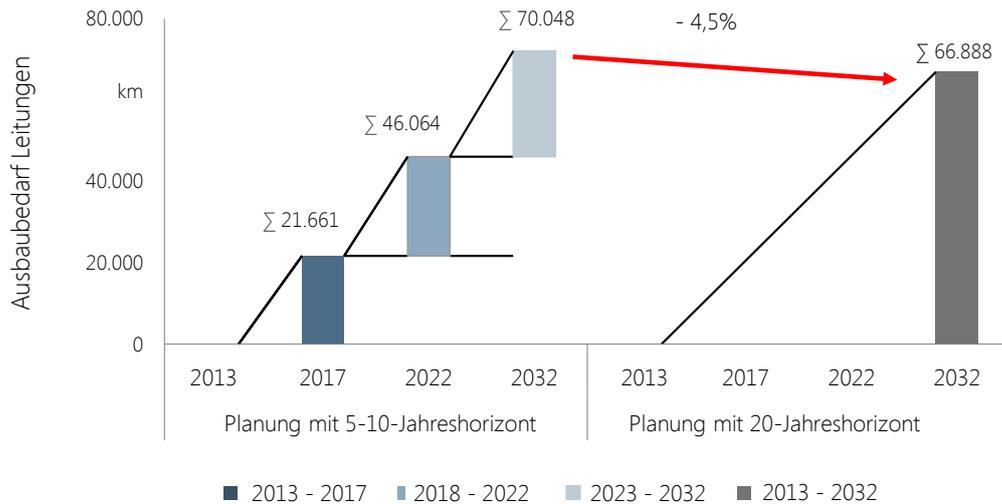


Abbildung 37: Reduzierter Netzausbaubedarf durch zusätzliche Prognosesicherheit in der Niederspannungsebene (Szenario „NEP“)

In der **Mittelspannungsebene** kann ebenfalls der Netzausbaubedarf durch eine höhere Prognosesicherheit des Entwicklungspfades Erneuerbarer Energien reduziert werden. Durch die „sichere“ Kenntnis des Entwicklungspfades der Erneuerbaren Energien für den gesamten Betrachtungszeitraum kann der Netzausbaubedarf in der Mittelspannung um ca. 16 % gesenkt werden.

Die Verlängerung des „sicheren“ Prognosezeitraums auf 20 Jahre führt beim Netzausbaubedarf in der Hochspannung zur höchsten Einsparung. Dies ist in Abbildung 38 dargestellt.

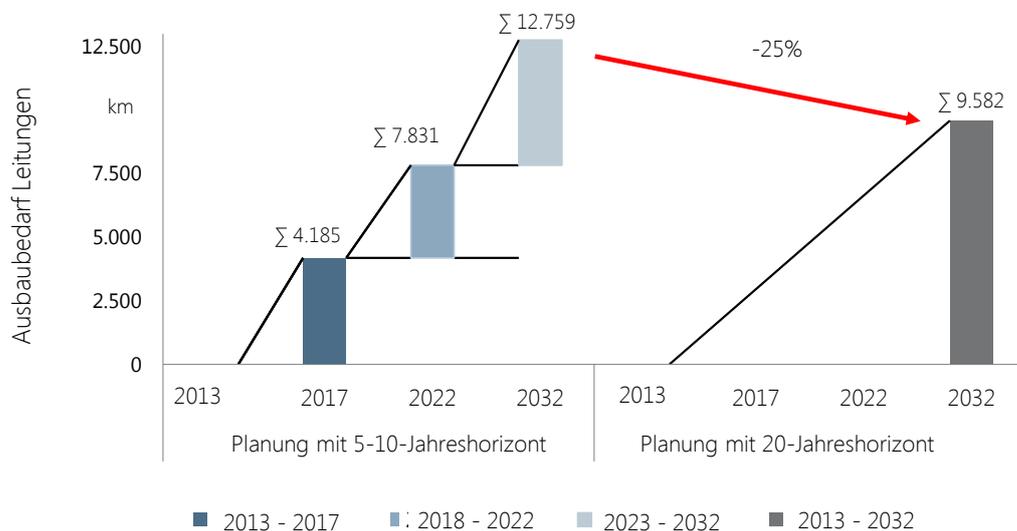


Abbildung 38: Reduzierter Netzausbaubedarf durch zusätzliche Prognosesicherheit in der Hochspannungsebene im (Szenario „NEP“)

Eine höhere Verlässlichkeit des EE-Zubaues, die zu einer Reduktion von „kurzfristig“ optimierten diskreten Zubaumaßnahmen führt, kann den Netzausbaubedarf vor allem im Hochspannungsnetz signifikant reduzieren.

In der Hochspannung kann der Ausbaubedarf um rund 25 % gesenkt werden. Diskrete Ausbaumaßnahmen sind in der **Hochspannungsebene** mit besonders hohen Kosten verbunden, so dass das Einsparpotenzial durch eine erhöhte Prognosesicherheit besonders hoch ist. In Kombination mit dem weiter unten beschriebenen Erzeugungsmanagement in der Netzplanung beträgt das Einsparpotential infolge langer Planungshorizonte rund 20,5 %.

Investitionsentscheidungen, die auf einen langfristig optimierten Netzausbau ausgelegt sind, führen zu einem sinkenden kumulierten Investitionsvolumen über den gesamten Betrachtungszeitraum. Kurzfristig können dadurch aber technische Überdimensionierungen im Netz entstehen, da diese Investitionen bereits auf die langfristige Netzentwicklung ausgelegt sind. Die sofortige Durchführung aller Investitionsmaßnahmen bis zum Jahr 2032 ist nicht zu empfehlen, da die kumulierten jährlichen Zusatzkosten für den Betrachtungsraum gegenüber einer Planung mit 5-10-Jahreshorizont deutlich höher wären.

Da der genaue Zeitpunkt der vorzeitigen Investitionen netzspezifisch ist, muss sichergestellt werden, dass das Regulierungssystem diese kurzfristigen Überdimensionierungen unter Berücksichtigung der langfristigen Entwicklung ausreichend berücksichtigt und bewertet. Denn im Vergleich zu einem höheren, aber gestreckten Investitionsvolumen wie bei einer Planung mit 5-10-Jahreshorizont muss sichergestellt sein, dass die kumulierten jährlichen Zusatzkosten durch den verlängerten Planungshorizont reduziert werden können.

Eine sichere Vorhersage des EE-Zubaus über 20 Jahre ist in der Praxis nicht möglich. Weitere Analysen haben ergeben, dass bereits jegliche Erhöhung der Verlässlichkeit des EE-Zubaus zu Einsparungen beim Netzausbau – und insbesondere in der Hochspannungsebene führt.

D.3.2 Regionale und technologische Ausprägung des EE-Zubaus

D.3.2.1 Festlegung der Szenarien

Im Rahmen der Studie wurden zwei weitere EE-Zubauszenarien mit regional und technologisch unterschiedlichem EE-Zubau untersucht, um die Auswirkung der Ausprägung von EE-Zubau auf den Netzausbau zu bewerten.

- Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“
- Szenario „Skaliertes Bundesländerszenario“

In beiden Szenarien wird berücksichtigt, dass der gleiche Anteil der Stromerzeugung aus EE-Anlagen an der Bruttostromnachfrage sichergestellt ist. Es werden sowohl technologieabhängige (PV- und Windkraftanlagen) als auch standortabhängige Volllaststunden berücksichtigt. Daher ergeben sich unterschiedliche installierte Leistungen in den Szenarien. Ergänzende Informationen zur Bestimmung und Festlegung der Szenarien finden sich im Anhang 5.

Die Wahl der EE-Technologie wird im Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ durch die Stromgestehungskosten bestimmt. Dazu werden durch das Fraunhofer-Institut prognostizierten Kosten zugrunde gelegt²³. Zusätzlich wird davon

²³ Vgl. Fraunhofer ISE, 2013: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Freiburg.

ausgegangen, dass ein hoher Kostendruck zusätzliche Kosteneinsparpotentiale vor allem für PV-Anlagen ermöglicht und ab 2020 zu einer Kostenparität von Wind an Land und PV führt.

Das tatsächliche Flächenpotenzial verschiedener Technologien wird in den jeweiligen Regionen bewertet und überprüft, ob ausreichend Standorte zur Verfügung stehen. Dazu wird zunächst das realisierbare Potenzial ermittelt. Dieses ist entsprechend der Systemtheorie die Schnittmenge des theoretischen, technischen, ökologischen sowie ökonomischen Potenzials. Durch die Korrektur des realisierbaren Potenzials um die Flächen, die bereits für den Einsatz von Erneuerbaren Energien genutzt werden, ergibt sich das noch zur Verfügung stehende tatsächliche Potenzial (siehe für weitere Erläuterungen Anhang 4). Hierbei ist zu beachten, dass das Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ eine Extremwertbetrachtung bzgl. des Flächenpotenzials darstellt. Denn die identifizierten Flächenpotenziale sind nicht durch mögliche Akzeptanzherausforderungen oder regional festgelegte ausgewiesene Nutzungsflächen reduziert worden.

Die EE-Technologieauswahl im Szenario „Skaliertes Bundesländerszenario“ richtet sich nach dem politisch angestrebten Ausbauverhältnis und nicht nach den Stromgestehungskosten. Die EE-Technologieauswahl ist durch das bereits weiter oben analysierte Szenario „Bundesländer“ vorgegeben.

In der Abbildung 39 werden die installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien für die Szenarien „Skaliertes Bundesländerszenario“ und „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ den bereits erwähnten Szenarien gegenüber gestellt.

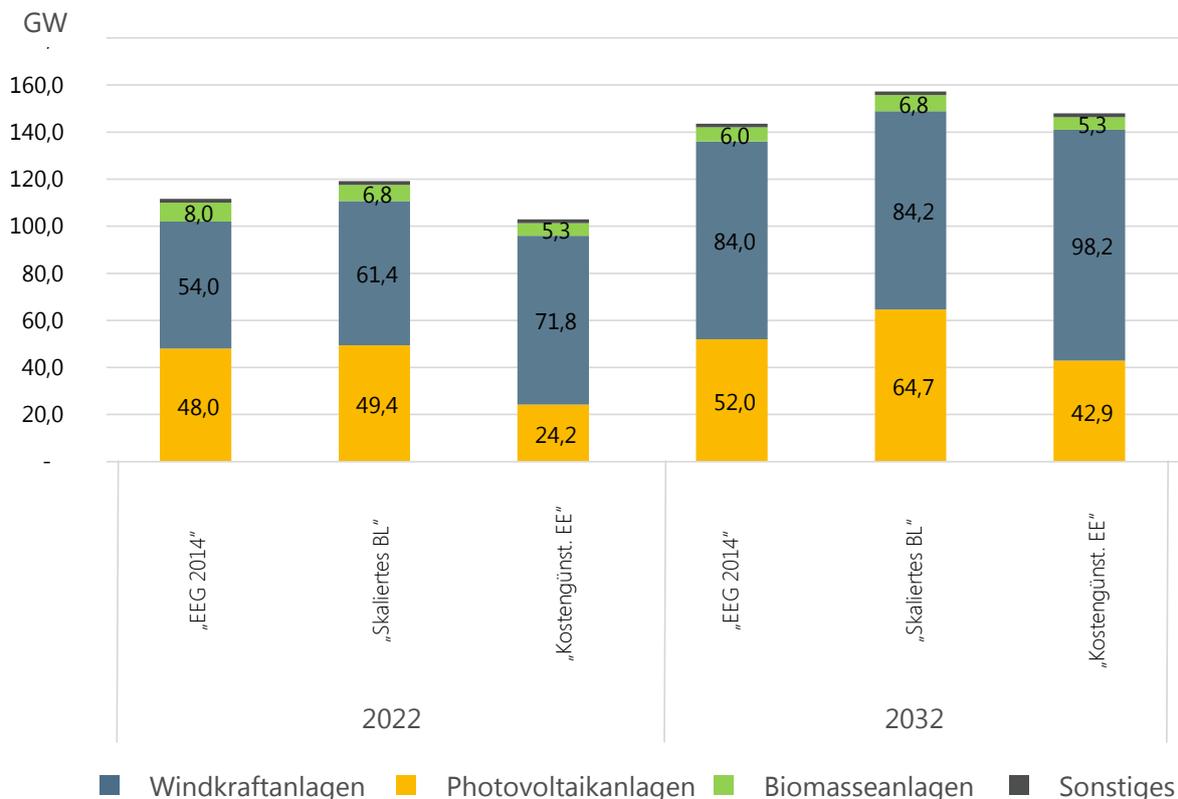


Abbildung 39: EE-Zubau in den beiden alternativen Szenarien im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“

Das Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ führt aufgrund des erhöhten Zubaus von Windkraftanlagen an Standorten mit hohen Volllaststunden zu einer geringeren installierten Leistung an EE-Anlagen bei gleicher Stromerzeugung.

Im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“ ist das Verhältnis von Leistung an Windkraftanlagen zur Leistung an Photovoltaikanlagen im Szenario „Skaliertes Bundesländerszenario“ höher, da mehr Windkraftanlagen, insbesondere in Süddeutschland, zugebaut werden. Im Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ steigt das Verhältnis noch weiter an, da mehr Windkraftanlagen auf Grund der geringeren durchschnittlichen Erzeugungskosten zugebaut werden. Allerdings werden dafür windreiche Standorte in Norddeutschland gewählt. Die notwendige Leistung zur Erreichung der politischen Ziele ist auf Grund der höheren Volllaststunden an windreichen Standorten in Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ geringer.

Eine entsprechende Veränderung des EE-Zubaus hätte auch eine deutliche Veränderung der regionalen Verteilung der EE-Anlagen zur Folge. In Abbildung 40 sind die installierten Leistungen an EE-Anlagen für die Regionen Nord, West, Ost und Süd für beide Szenarien angegeben.

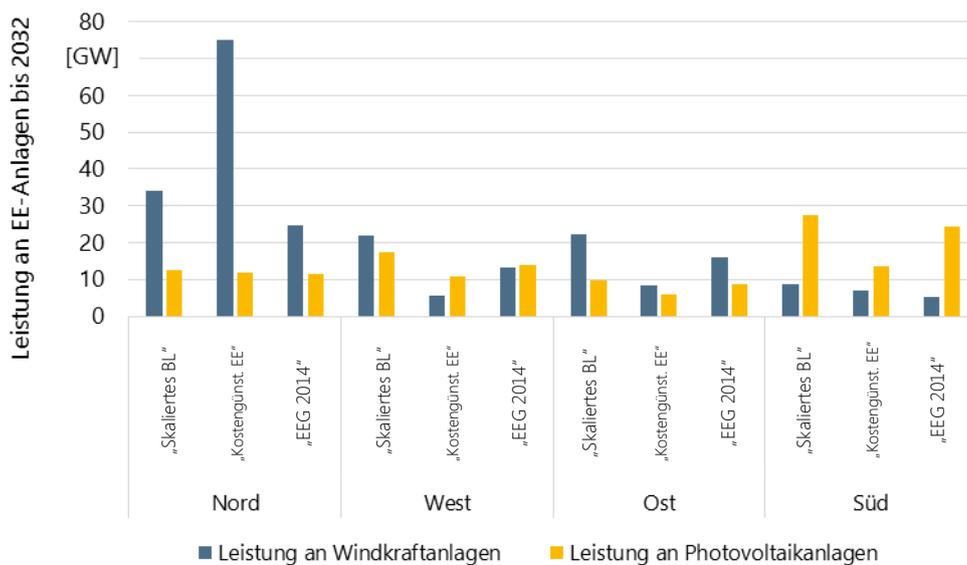


Abbildung 40: Regionale Verteilung der installierten Leistung an EE-Anlagen für die Szenarien „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ und „Skaliertes Bundesländerszenario“ im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“

Dabei wird deutlich, dass durch den Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten die installierte Leistung an Windkraftanlagen in Norddeutschland deutlich ansteigen würde, während die installierte Leistung an Windkraftanlagen im Westen und Osten Deutschlands signifikant geringer ausfiele. Der Anteil der Leistung an Photovoltaikanlagen würde im Allgemeinen durch einen Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten sinken. Im Szenario „Skalierte BL“ steigt der Anteil der Windleistung im Süden Deutschlands auf Grund der Ziele der süddeutschen Bundesländer.

D.3.2.2 Netzausbaubedarf

Eine durch die beiden alternativen Szenarien verursachte starke Veränderung der horizontalen und vertikalen²⁴ Allokation von EE-Anlagen hätte einen Einfluss auf den Netzausbaubedarf. Ein Vergleich des Netzausbaubedarfs in den alternativen Szenarien im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“ ist in Abbildung 41 dargestellt.

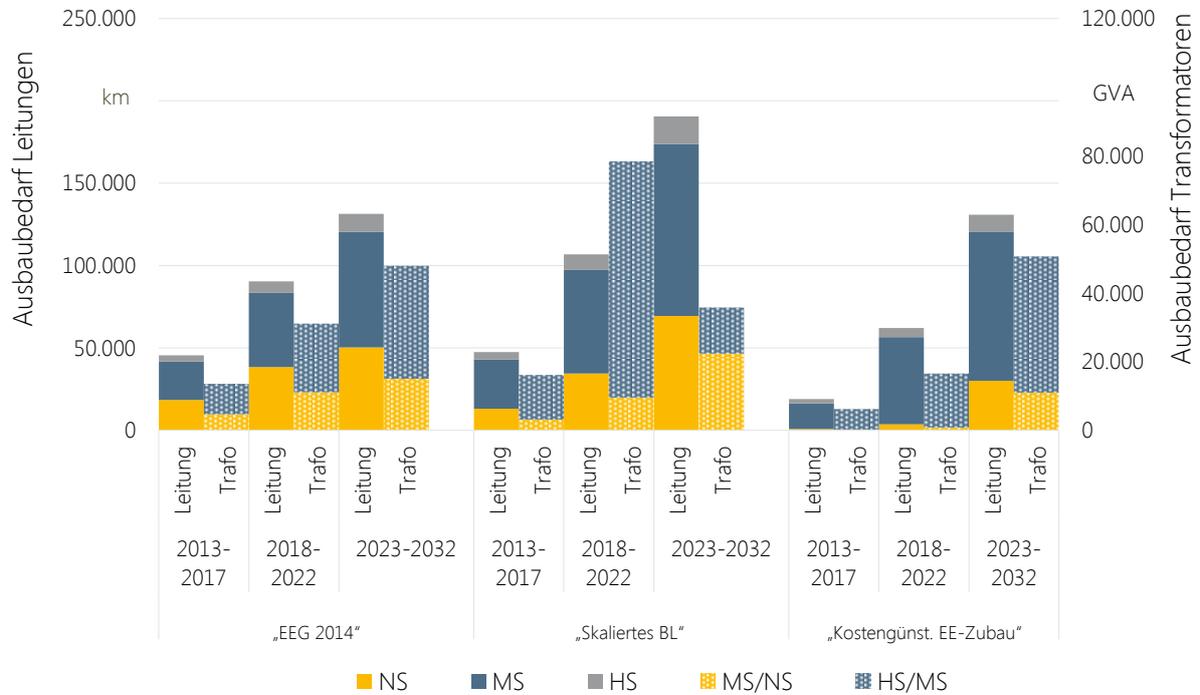


Abbildung 41: Vergleich des Netzausbaubedarfs in den beiden alternativen Szenarien im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“

Insgesamt würde es durch einen Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten zu einem geringeren Netzausbaubedarf als im Szenario „EEG 2014“ kommen. Im Szenario „Skaliertes Bundesländerszenario“ ist ein höherer Netzausbaubedarf zu verzeichnen, der allerdings erst später einsetzt.

Ein Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten würde den Netzausbaubedarf in der Niederspannung bis 2022 fast vollständig vermeiden.

Im Folgenden wird der gegenüber dem Szenario „EEG 2014“ abweichende Netzausbau pro Spannungsebene und im Zeitverlauf dargestellt. Abbildung 42 stellt den veränderten Netzausbau in der Niederspannung dar.

²⁴ Bedingt durch eine Verschiebung der Erzeugungstechnologien und damit verbundenen Netzanschlussebenen.

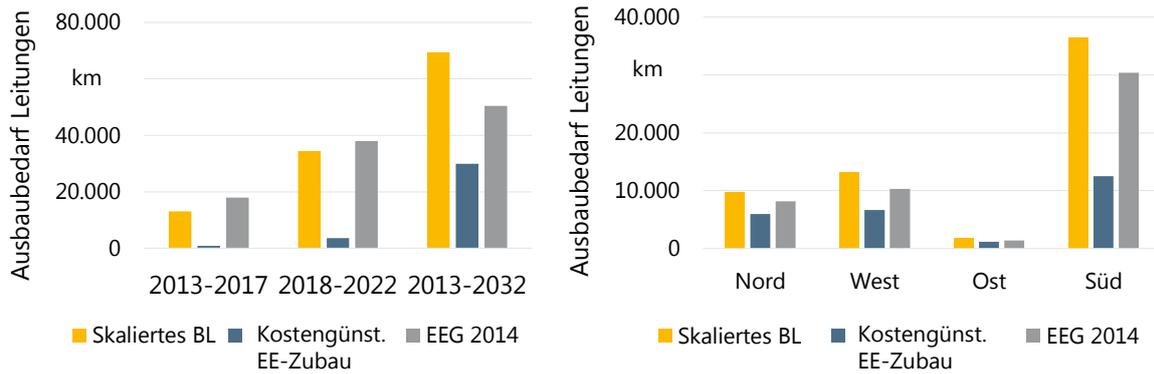


Abbildung 42: Netzausbaubedarf in den beiden alternativen Szenarien in der Niederspannung bis zum Jahr 2032 im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“

Abbildung 42 verdeutlicht, dass es zu einer wesentlichen zeitlichen Verschiebung des Netzausbaubedarfs in der **Niederspannungsebene** kommen würde und dieser deutlich geringer ausfiele. Erst ab dem Jahr 2022 würde eine Kostendegression bei der Produktion von Photovoltaikanlagen beim Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten zu einem Zubau von Photovoltaikleistung führen und damit Netzausbau zur Integration bedingen.

Die regionale Darstellung verdeutlicht, dass das Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ vor allem zu Einsparungen des Netzausbaubedarfs im Süden Deutschlands führen wird. Der Netzausbaubedarf im Szenario „Skaliertes Bundesländerszenario“ ist im Süden Deutschlands besonders hoch.

Der zeitliche Verlauf des Netzausbaubedarfs und dessen regionale Verteilung in der **Mittelspannungsebene** ist in Abbildung 43 dargestellt.

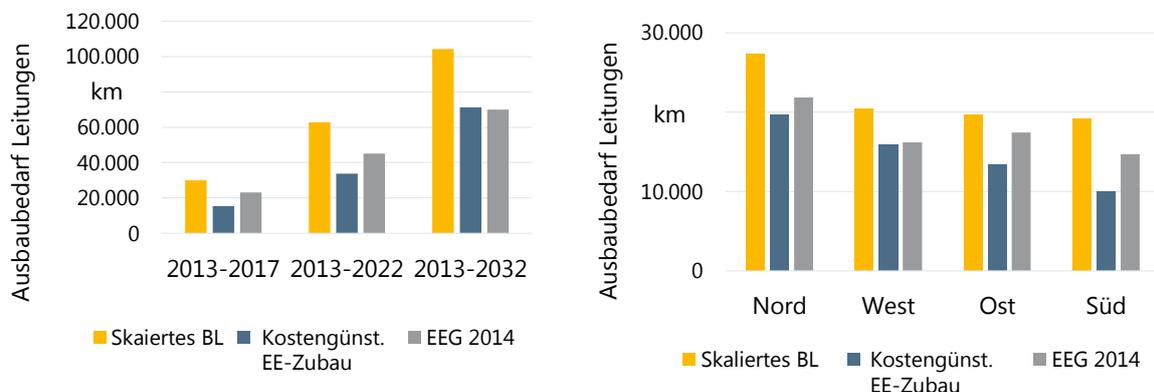


Abbildung 43: Netzausbaubedarf in den beiden alternativen Szenarien in der Mittelspannung bis zum Jahr 2032 im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“

Im Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ fällt der Netzausbaubedarf in der Mittelspannungsebene ebenfalls geringer aus als im Vergleichsszenario „EEG 2014“. Grund dafür ist der zum einen geringere Zubau von Photovoltaikanlagenleistung und zum anderen der höhere Anteil der an die Hochspannungsebene angeschlossenen Windkraftanlagen. Durch diesen Effekt würde es im Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ in der Mittelspannungsebene zu einem ausgeprägten Nord-Süd-Gefälle kommen. Im Szenario „Skaliertes Bundesländerszenario“ würde dagegen ein

gleichmäßigerer Zubau in der Mittelspannungsebene stattfinden, allerdings auf einem deutlich höheren Niveau.

Im Falle eines Zubaus von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten würde das im Szenario „EEG 2014“ konstatierte Nord-Süd-Gefälle beim Netzausbau in der Hochspannungsebene weiter verstärkt.

Das Nord-Süd Gefälle des Netzausbaubedarfs in der **Hochspannungsebene** würde durch einen Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten verstärkt werden. Durch den Zubau von Windkraftanlagen insbesondere im Norden Deutschlands an windreichen Standorten mit geringen durchschnittlichen Erzeugungskosten würde dort der Netzausbaubedarf sehr stark ansteigen. Abbildung 44 zeigt den Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene.

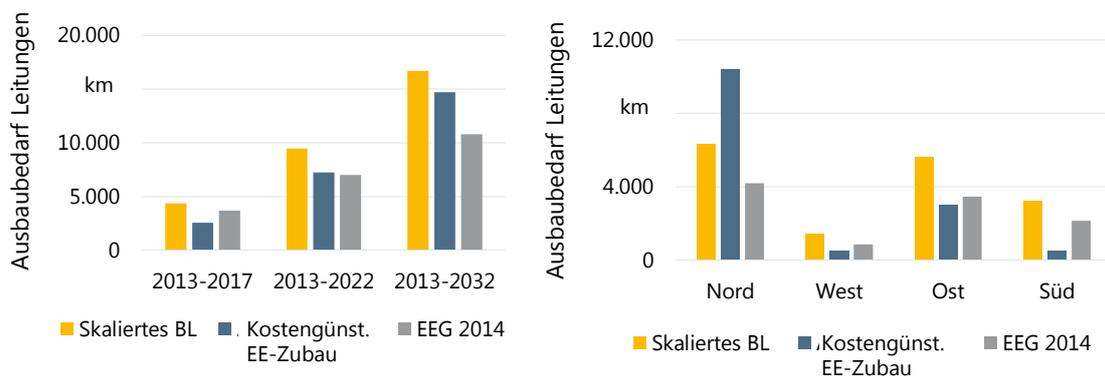


Abbildung 44: Netzausbaubedarf in den beiden alternativen Szenarien in der Hochspannung bis zum Jahr 2032 im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“

Der Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten würde zu einer Entlastung der Verteilernetze und zu einer Belastung des Übertragungsnetzes führen.

Wie oben bereits begründet, würden in beiden Szenarien durch die vermehrte Nutzung von Windkraftanlagen eine insgesamt geringere installierte Leistung an EE-Anlagen in das Verteilernetz integriert werden. Darüber hinaus würden durch die geringeren Leistungen in West- und Ostdeutschland vorhandene Kapazitäten in diesem Bereich besser ausgenutzt werden. Dies würde im Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ zu Einsparungen im Netzausbau in der Hochspannungsebene relativ zum energetisch vergleichbaren Szenario „Skaliertes Bundesländerszenario“ führen.

Netzausbaubedarf ist stark von der regionalen und technologischen Ausprägung des EE-Zubaus abhängig.

Die Entlastung des Verteilernetzes geht mit einer höheren Belastung des Übertragungsnetzes einher. Durch die regionale Konzentration des Zubaus an Windkraftanlagen im Norden Deutschlands beim Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten würde der Transportbedarf vom Norden in den Süden Deutschlands sehr stark ansteigen, da Erzeugungs- und Lastzentren noch stärker auseinanderfallen. Im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“ entlastet dagegen das Szenario „Skaliertes Bundesländerszenario“ das Übertragungsnetz, da durch mehr Leistung in Süddeutschland der Nord-Süd Lastfluss, welcher wesentlich Netzausbau verursacht, abgeschwächt wird.

D.4 Zwischenfazit zum konventionellen Netzausbau

- Der Netzausbaubedarf in deutschen Verteilernetzen ist nicht gleich verteilt, sondern konzentriert sich sehr regional. In nur wenigen Netzen (8 % der 500.000 Niederspannungsnetze bzw. 39 % der 4.500 Mittelspannungsnetze) ist Netzausbau notwendig.
- Der spezifische Ausbaubedarf ist in der Mittelspannungsebene am höchsten und kann je nach Modellnetzklasse zu einer durchschnittlichen Erweiterung der Mittelspannungsnetze um bis zu 70 % führen.
- Dabei ist ein hoher Anteil der Netzbetreiber vom Netzausbau betroffen (35 % der Niederspannungsnetzbetreiber bzw. 64 % der Mittelspannungsnetzbetreiber), allerdings nur in einem Teilbereichen ihrer Netze.
- Bis zum Jahr 2032 müssen im Szenario „EEG 2014“ 131.000 km Leitungslänge und 48.000 MVA Transformatorkapazität zusätzlich gebaut werden. Davon entfallen 50.393 km auf die Nieder-, 70.104 km auf die Mittel- und 10.820 km auf die Hochspannung.
- Es besteht bis 2032 ein kumulierter Investitionsbedarf von 23,2 Mrd. EUR (Szenario „EEG 2014“) in allen Spannungsebenen deutscher Verteilernetze, davon fallen 70 % (15,4 Mrd. EUR) bis 2022 an.
- Die jährlichen Zusatzkosten steigen bis zum Jahr 2032 auf knapp 1,8 Mrd. EUR. Über 75 % des Kostenanstiegs wird bereits bis zum Jahr 2022 stattfinden, wenn die jährlichen Zusatzkosten auf ca. 1,2 Mrd. EUR gestiegen sein werden.
- In den Regionen Nord- und Ostdeutschland werden Netzentgeltanstiege in der Niederspannung von ca. 17 % zu erwarten sein. Süddeutschland (10 %) und Westdeutschland (4 %) sind hingegen weniger stark betroffen.
- Netzausbaubedarf ist stark von der regionalen und technologischen Ausprägung des EE-Zubaus abhängig.

E Reduzierter Netzausbau durch Nutzung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien

E.1 Übersicht

Um den zukünftigen Anforderungen der Integration Erneuerbarer Energien in die deutschen Verteilernetze gerecht zu werden, bieten sich unterschiedliche Lösungsansätze an. Das Ziel der Studie ist es, diese Lösungsansätze objektiv und umfassend zu identifizieren und zu bewerten, um damit der politischen Entscheidung bzgl. der Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens zur Verfolgung von gesamtwirtschaftlichen Lösungsansätzen eine fundierte Grundlage anzubieten.

In Kapitel D wurde bereits der notwendige Netzausbau bei konventioneller Planungs- und Betriebspraxis diskutiert. Im Folgenden soll analysiert werden, inwieweit durch die Anwendung innovativer Planungskonzepte sowie der Nutzung intelligenter Technologien Netzausbaumaßnahmen eingespart und eine gesamtwirtschaftliche günstigere Lösung zur Integration von EE-Anlagen gefunden werden können. Die betrachteten Lösungsansätze sind in Abbildung 45 dargestellt.



Abbildung 45: Betrachtete Lösungsansätze zur Integration Erneuerbarer Energien in Verteilernetze

Für jeden der vier weiteren dargestellten Lösungsansätze werden die Höhe des notwendigen Netzausbaus sowie die Zusatzkosten durch intelligente Technologien bestimmt. Die Kosten intelligenter Technologien umfassen dabei die erforderlichen Kosten zum Messen und Steuern von Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen sowie von Betriebsmitteln des Netzes.

■ Erzeugungsmanagement in der Netzplanung

In der Netzausbauplanung wird die gezielte Abregelung der Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien-Anlagen für wenige Stunden des Jahres zugelassen, um eine auf 100 % der Einspeiseleistung – und damit auf sehr selten auftretenden Belastungsspitzen – dimensionierte Netzauslegung zu vermeiden.

- Blindleistungsmanagement in der Netzplanung
Die Bereitstellung von Blindleistung durch dezentrale Erzeugungsanlagen wird gegenüber den in heutigen Regularien festgelegten Grenzen erweitert.
- Lastmanagement in der Netzplanung
In der Netzausbauplanung wird die gezielte Beeinflussung von Lasten für wenige Stunden des Jahres zugelassen, um die Einspeisung von EE-Anlagen zu kompensieren.
- Intelligente Netztechnologien
Intelligente Netztechnologien, d.h. regelbare Ortsnetztransformatoren, Spannungslängsregler und Hochtemperaturleiterseile, kommen umfänglich zum Einsatz.

Zunächst wird jeder Lösungsansatz einzeln analysiert. Anschließend wird untersucht, inwieweit eine Kombination der Maßnahmen zu weiteren Einsparungen führen kann.

E.2 Erzeugungsmanagement in der Netzplanung

E.2.1 Abgrenzung zwischen Erzeugungsmanagement in der Netzplanung und im Netzbetrieb

Bereits heute wird Erzeugungsmanagement nach den üblichen Sicherheitsregelungen des EnWG und des EEG (bspw. § 14 EEG 2014) durchgeführt. Dieses Erzeugungsmanagement im Netzbetrieb dient der Gewährleistung der Systemsicherheit und ist kein Planungsgrundsatz. Notwendig sind diese Maßnahmen, da der Zubau von Leistung an EE-Anlagen schneller voranschreitet als der Netzausbau. Für den Netzbetreiber gilt weiterhin eine Ausbaupflicht nach § 12 EEG 2014. Er ist verpflichtet, Strom aus EE-Anlagen vorrangig einzuspeisen, im Netz anzuschließen und das Netz entsprechend auszubauen. Die betriebliche Umsetzung des heutigen Erzeugungsmanagements ist im Leitfaden der Bundesnetzagentur²⁵ beschrieben.

Davon abzugrenzen ist die Berücksichtigung eines Erzeugungsmanagements in der Netzplanung. Dabei wird bewusst die Dimensionierung auf eine maximale Einspeiseleistung aller fluktuierenden Einspeisungen wie Windkraft- und PV-Anlagen vermieden. Stattdessen wird eine gezielte Reduzierung der Einspeiseleistung von fluktuierenden Einspeisungen bereits als Planungsgrundsatz in der Netzauslegung berücksichtigt.

Abbildung 46 zeigt exemplarisch die Jahresdauerlinie eines in der Mittelspannungsebene angeschlossenen Windparks und illustriert, dass die maximalen Einspeisungen nur sehr selten auftauchen. Die Dimensionierung eines Systems auf diese selten auftretenden Fälle wäre nicht optimal.

25

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

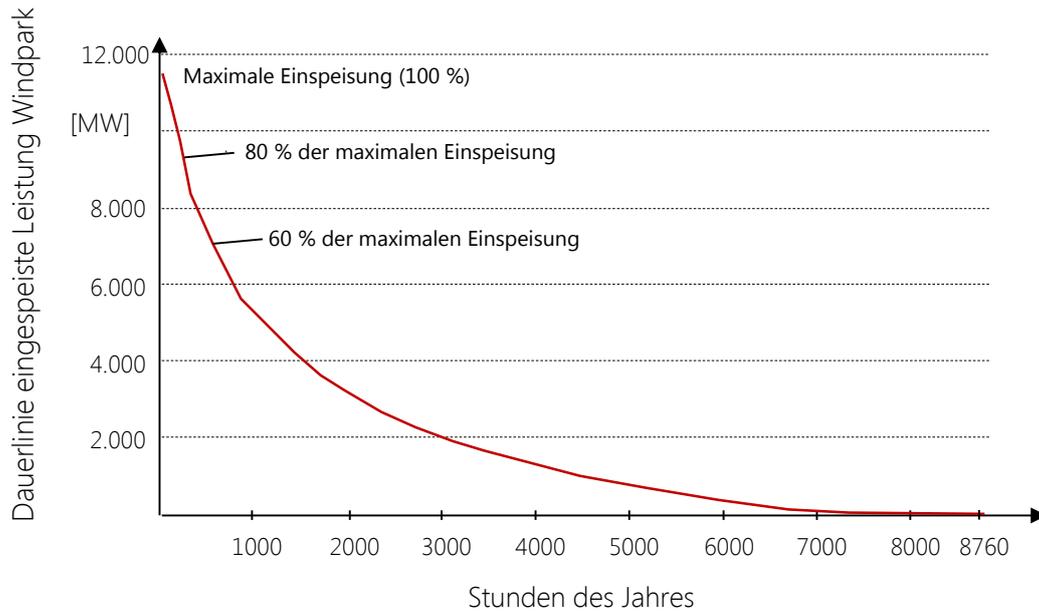


Abbildung 46: Jahresdauerlinie eines Windparks in Rheinhessen in Deutschland²⁶

Bei dezentralen Erzeugungsanlagen, die keine oder eine geringe Dargebotsabhängigkeit aufweisen, wie bspw. Biomasseanlagen, gilt dieser Zusammenhang nicht, denn die maximalen Einspeisungen tauchen sehr viel häufiger auf. Würde die Netzdimensionierung auf eine geringere als die maximale Leistung ausgelegt werden, so bestünde die Gefahr einer signifikanten Reduzierung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Ein Maß für die Häufigkeit der maximalen Einspeisung stellen die Volllaststunden einer Anlage dar, welche in Abbildung 47 für verschiedene Typen von EE-Anlagen in Deutschland 2012 dargestellt sind.

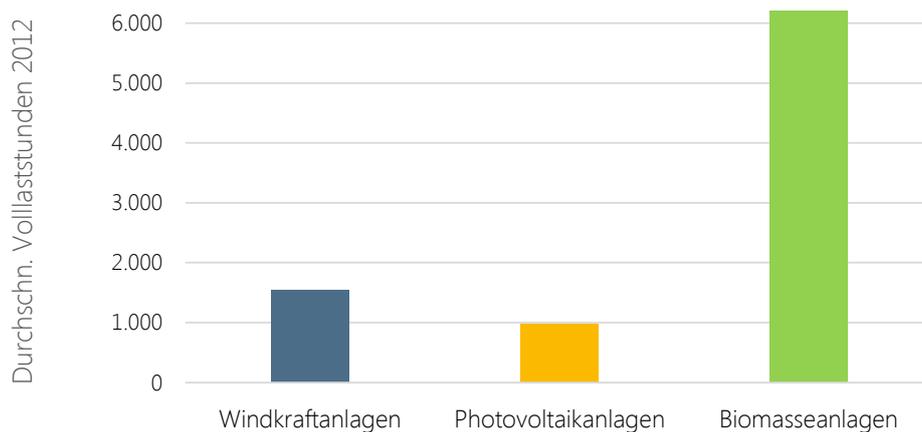


Abbildung 47: Volllaststunden der EE-Anlagen in Deutschland 2012²⁷

²⁶ „Einsatzmöglichkeit einer NaS-Batterie für die Regenerativstromversorgung am Beispiel der Gemeinde Bruchmühlbach“, Institut für Innovation, Transfer und Beratung GmbH 2006.

²⁷ http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/bilder/upload/Windenergie_Report_Deutschland_2012.pdf.

Deutlich ist zu erkennen, dass die Volllaststunden bei Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen im Vergleich zu Biomasseanlagen sehr niedrig sind. Daher wird ein Erzeugungsmanagement in der Netzplanung im Folgenden nur für Windkraft- und PV-Anlagen berücksichtigt.

E.2.2 Annahmen zur Simulation von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung

E.2.2.1 Abbildung in der Netzausbausimulation

Erzeugungsmanagement in der Netzplanung wird durch eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung von EE-Anlagen im auslegungsrelevanten Netznutzungsfall simuliert. Dabei werden alle Anlagen in Netzen, in denen Erzeugungsmanagement Netzausbau vermeiden oder verhindern kann, pro rata in der maximalen Einspeiseleistung reduziert. Diese Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung im auslegungsrelevanten Netznutzungsfall ist unabhängig davon, ob eine dezentrale, zeitunabhängige Reduzierung (statisch) der maximalen Einspeiseleistung erfolgt oder eine ferngesteuerte, selektive Reduzierung der Einspeiseleistung durchgeführt wird.

E.2.2.2 Annahmen zur abgeregelten Energie

Die Menge der abgeregelten Energie wird auf Basis der Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung im auslegungsrelevanten Netznutzungsfall analytisch bestimmt. Dazu werden in historischen Jahresverläufen der Einspeisung von EE-Anlagen alle Überschreitungen der maximalen Einspeisung betrachtet. Somit wird auch zu Zeitpunkten eine Reduzierung der Einspeisung von EE-Anlagen angenommen, in denen unter Umständen kein Netzengpass auftritt, so dass die Abschätzung der abgeregelten Energiemenge eine Obergrenze darstellt.

Die Ersatzbeschaffung der abgeregelten Energiemenge wird mit 100 EUR/MWh bewertet. Dies entspricht einem EEG-Vergütungssatz im Betrachtungszeitraum und stellt somit sicher, dass die politischen Ziele des EE-Ausbaus durch die Abregelung der EE-Anlagen nicht gefährdet werden. Die grundsätzliche Vergütung der EE-Anlagen (i.S. § 19 EEG 2014) ist unabhängig von der durchgeführten Abregelung.

E.2.3 Informationstechnische Realisierung

E.2.3.1 Heutige Ausstattung von EE-Anlagen mit IKT

Bereits heute sind viele EE-Anlagen nach Vorgaben des EEG zur technischen Ausstattung (§ 9 EEG 2014) mit IKT ausgestattet. Demnach müssen alle EE-Anlagen mit einer installierten Leistung größer als 100 kW über eine technische Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung verfügen. Alle PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 30 kW und höchstens 100 kW müssen über eine Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung verfügen. Für Anlagenbetreiber von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner als 30 kW besteht ein Wahlrecht zwischen einer Ausstattung der PV-Anlage mit einer Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung und einer Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt von 70 % der installierten Leistung.

Abbildung 48 verdeutlicht, dass somit nahezu alle Windkraftanlagen und rund 91 % der installierten Leistung von PV-Anlagen, die nach 2009 installiert wurden, fernsteuerbar sind. Für PV-Anlagen, die vor 2009 errichtet wurden, gilt die oben beschriebene Vorschrift nicht. Unter

Berücksichtigung von Bestandsanlagen ist nur die Hälfte der Leistung an PV-Anlagen mit IKT ausgestattet.

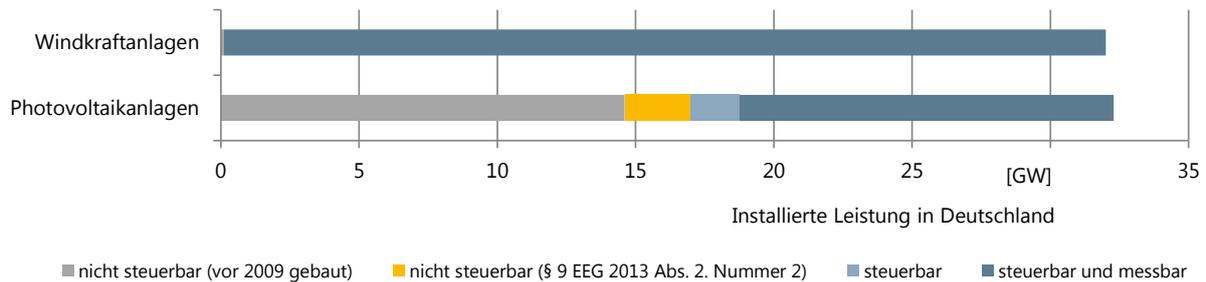


Abbildung 48: Steuerbarkeit von Windkraft- und PV-Anlagen²⁸

Allerdings sind heute vielfach verwendete Rundsteuerempfänger nachteilig in Bezug auf Datensicherheit und Kommunikation, so dass diese nur bedingt für die Funktion des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung geeignet sind, was im Folgenden detailliert beschrieben wird.

E.2.3.2 Funktionen für das Erzeugungsmanagement

In diesem Kapitel werden die Funktionen dargestellt, die für die Umsetzung eines Erzeugungsmanagements nötig sind. Diese dienen der späteren Ableitung von notwendigen Komponenten und deren Kosten.

Zur Untersuchung der informations- und kommunikationstechnischen Realisierung des Erzeugungsmanagements wurde das Smart Grid Architecture Model (SGAM) verwendet, das im Folgenden kurz vorgestellt wird.

Das SGAM ist ein Ergebnis des EU M/490 Mandats an die technische Normung und wurde mit dem Ziel der Klassifikation, Verortung und Dokumentation neuer Smart Grid Technologien im Umfeld der technischen Normung und Regulierung entwickelt. Das SGAM dient vereinfacht gesprochen der Architekturentwicklung im Smart Grid mit dem Fokus auf verschiedene Organisationsebenen (vom Management bis zum Techniker/Programmierer) und soll u.a. helfen, Verantwortlichkeiten besser zuordnen zu können. Das SGAM wird auch außerhalb des ursprünglichen Einsatzbereichs „technische Normung“ genutzt und hat so mittlerweile vielfältige Anwendungszwecke²⁹ wie etwa:

- Die Dokumentation technischer Lösungen auf einer feingranularen Ebene zum Vergleich der Performance oder Kosten einer Technologievariante.
- Die Dokumentation und Fortschreibung der Themenfelder zur technischen Standardisierung auf EU-Ebene.

²⁸ Quelle: Consentec, Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz, Berlin, 2013, Eigene Recherchen.

²⁹ Vgl. auch H. Englert und M. Uslar: Europäisches Architekturmodell für Smart Grids – Methodik und Anwendung der Ergebnisse der Arbeitsgruppe „Referenzarchitektur“ des EU Normungsmandats M/490, VDE Kongress Stuttgart 2012, VDE Verlag Berlin, 2012.

- Das Aufdecken von Lücken in der technischen Normung durch Abbilden der Normungsfelder auf die einzelnen SGAM-Ebenen.
- Die Entwicklung von technischen Architekturen für Versorger unter der Berücksichtigung funktionaler und nicht-funktionaler Anforderungen wie etwa der Informationssicherheit.
- Die Abbildung von eigenen Technologieportfolios und denen von Dritten wie etwa Wettbewerbern.
- Die Analyse des IST-Zustands einer Architektur und die Dokumentation eines Soll-Zustands mit dem dazugehörigen Migrationspfad.

Innerhalb dieser Studie liegt der Fokus dabei auf der technischen Dokumentation der IKT-Lösungen aus netzdienlicher Sicht mit dem Zweck der anschließenden wirtschaftlichen Bewertung. Das SGAM wurde sowohl aus Gründen der Transparenz als auch zur Darstellung und Kommunikation der Ergebnisse ausgewählt. Im Anhang 1 finden sich die in der Studie erstellten Modelle der Technologieoptionen für das dynamische Erzeugungsmanagement, den rONT sowie den Spannungslängsregler, jeweils für die verschiedenen Ebenen des SGAM aufbereitet. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird im Hauptteil der Studie auf die detaillierte Darstellung des Erzeugungsmanagements im SGAM verzichtet und nur zusammenfassende Darstellungen auf ausgewählten SGAM-Ebenen genutzt, der Anhang bietet dem interessierten Leser jedoch vertiefende Informationen zur Nutzung des SGAM im Kontext der Herleitung von Kostendimensionen.

Um die Wirksteuerung umsetzen zu können, sind neben der Messung und Verarbeitung der aktuellen Leistungswerte sowie der Umsetzung der Regelung je nach Ausgestaltungsvariante weitere Funktionen nötig. Diese Funktionen sind je nach Umsetzung das Erfassen von weiteren Netzmessdaten an Messgeräten des Netzbetreibers, das Empfangen und Verarbeiten von Messdaten im Leitsystem des Netzbetreibers, das Senden von Steuersignalen vom Leitsystem sowie das Empfangen der Steuersignale von der dezentralen Erzeugungsanlage.

Abbildung 49 zeigt eine Übersicht der zum Erzeugungsmanagement zugehörigen Funktionen im SGAM. Die informations- und kommunikationstechnische Realisierung dieser Funktionen ist dabei unabhängig davon, ob lediglich Wirk- oder Blindleistung oder beide Leistungsarten geregelt werden sollen.

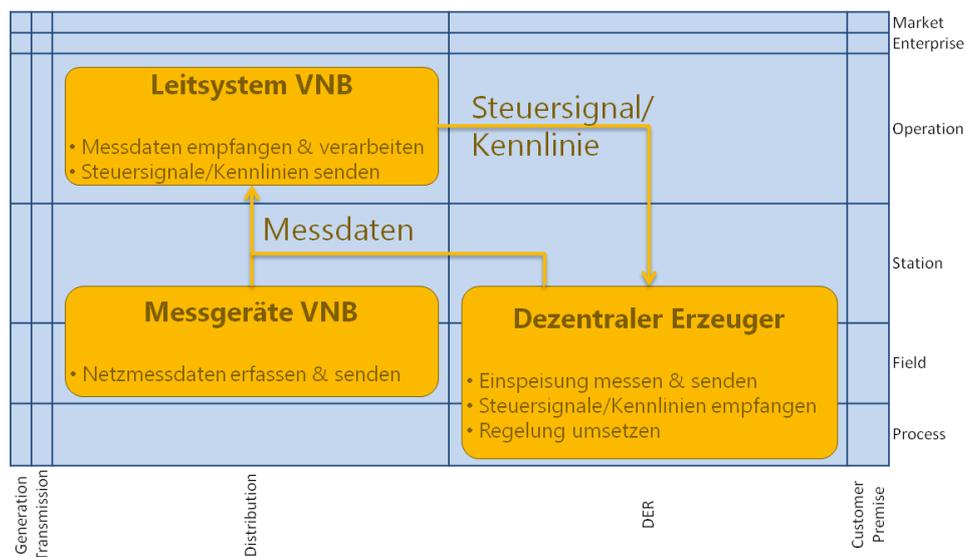


Abbildung 49: Funktionen für das Erzeugungsmanagement

Eine mögliche Ausgestaltungsvariante des Erzeugungsmanagements ist die Vorgabe von Kennlinien. Eine Kennlinie beschreibt allgemein den Zusammenhang zwischen zwei physikalischen Größen. Bei der Vorgabe einer Kennlinie wird für eine physikalische Größe wie der Wirk- oder Blindleistung angegeben, welchen Wert diese in Abhängigkeit einer anderen Größe wie der Netzfrequenz oder Einspeiseleistung annehmen soll. Beispielsweise kann eine Kennlinie angeben, dass ab einer Frequenz von 50,2 Hz die Einspeiseleistung linear reduziert und ab 51,5 Hz auf null gesetzt (abgeschaltet) werden soll. Die Beschränkung der Einspeiseleistung auf beispielsweise maximal 70 % der installierten Leistung lässt sich ebenfalls über eine Kennlinie modellieren. Die Kennlinie kann dabei entweder automatisch an die Anlage übermittelt oder per Einstellung vor Ort an der Anlage parametrisiert werden. Anhand der an der Anlage gemessenen Wirk- und/oder Blindleistungswerte wird dann die mit der Kennlinie vorgegebene Regelung durchgeführt. Bei der Vorgabe von Kennlinien erfolgt für die Regelung an sich keine Kommunikation vom Netzbetreiber an die Anlage, sondern höchstens zur Übermittlung der Kennlinienparameter. Für die Regelung werden Einspeisewerte an der Anlage gemessen und die Regelung gemäß der Kennlinie kommunikationslos vor Ort umgesetzt.

Eine andere Ausgestaltungsvariante ist die direkte Steuerung, bei der zunächst die Messdaten über ein Gateway an das zentrale Leitsystem kommuniziert und dort empfangen werden. Dieser Schritt wird nicht bei jeder direkt gesteuerten Anlage umgesetzt. Dafür kann der Netzbetreiber auch Messwerte von weiteren Messgeräten in seinem Netz in die Verarbeitung mit einbeziehen. In jedem Fall werden für die direkte Steuerung beim Netzbetreiber Messdaten verarbeitet und daraus gegebenenfalls ein Steuerungseingriff berechnet, der über ein Gateway an die Anlage kommuniziert wird. Das empfangene Steuersignal wird dann an der Anlage direkt umgesetzt.

Kommunikationstechnisch werden für das Erzeugungsmanagement lediglich Kennlinien oder Steuersignale vom Verteilernetzbetreiber an die Erzeugungsanlage übermittelt. Als weitere Funktionen sind auch die Umsetzung der Steuerung beziehungsweise die Verarbeitung der Kennlinie an der Erzeugungsanlage sowie die Ermittlung der für die Regelung notwendigen Parameter im Leitsystem des Verteilernetzbetreibers zu berücksichtigen. Darüber hinaus erfolgt beim Erzeugungsmanagement immer eine Kommunikation zwischen mindestens zwei Akteuren: dem Leitsystem des Verteilernetzbetreibers und der dezentralen Anlage.

E.2.3.3 Ausstattung von EE-Anlagen mit IKT

Die gesamten Kosten der IKT Ausstattung sind von der Anzahl der am Erzeugungsmanagement teilnehmenden Anlagen abhängig. Abbildung 50 zeigt die Verteilung der Anlagengrößen von EE-Anlagen in Deutschland. Es wird deutlich, dass circa 48 % der EE-Anlagen in Deutschland kleiner sind als 7 kW. Diese stellen weniger als 10 % der installierten Leistung an EE-Anlagen dar.

Die Kosten der Ausstattung mit IKT würden für kleine Anlagen einen wesentlichen Anteil an den Investitionskosten darstellen. Die Funktion des Erzeugungsmanagements kann auch durch eine statische zeitunabhängige Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung ermöglicht werden. Daher wird in den Simulationen von einer Ausstattung kleiner Anlagen mit IKT abgesehen.

Alle größeren Anlagen (> 7 kW) werden mit IKT zum Zwecke des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung ausgestattet.

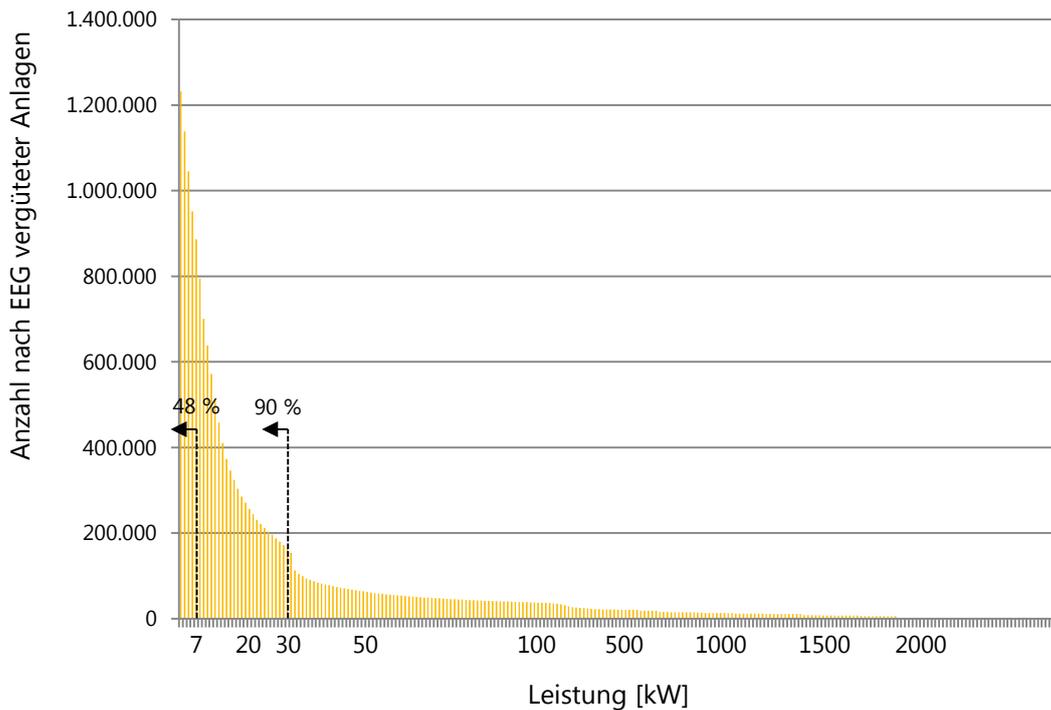


Abbildung 50: Verteilung der Anlagengröße für EEG-Anlagen³⁰

E.2.3.4 Kosten der IKT-Ausstattung von EE-Anlagen

Die Kosten der netzdienlichen IKT, die im Rahmen dieser Studie betrachtet werden, sind nicht nur von ihrem Funktionsumfang abhängig, sondern auch von der für ihre Umsetzung notwendigen Software und Hardware sowie der umgesetzten Systemarchitektur. Hier spielen vor allem die Aspekte einer lokalen Regelung bzw. einer zentralen (entfernten) Regelung unter Verwendung von z.B. draht- oder funkbasierten Wide Area Network Verbindungen eine große Rolle. Eine Möglichkeit zur Visualisierung und Untersuchung dieser verschiedenen Architekturen ist das zuvor vorgestellte Smart Grid Architecture Model.

Um die nötigen Funktionen für die Regelung der Wirk- und Blindleistung zu realisieren, sind mehrere Komponenten erforderlich. Hierzu gehört auf der Anlagenseite ein passender Wechselrichter, der verschiedene Stellmöglichkeiten für Wirk- und/oder Blindleistung erlaubt sowie – wenn vorgegeben – die aktuellen Einspeisewerte messen und übermitteln kann. Darüber hinaus wird eine Kontrolleinheit mit Gateway benötigt, die die Messdaten auf Anfrage an den Netzbetreiber senden sowie Steuersignale empfangen und verarbeiten kann. Die Funktionen der Kontrolleinheit mit Gateway können dabei auch durch das Smart Meter Gateway realisiert werden. Eine ausführliche Gegenüberstellung dieser zwei Alternativen erfolgt im nachfolgenden Kapitel. Weiter sind für die Realisierung des Erzeugungsmanagements eine Kommunikationsverbindung von der Anlage zum Leitsystem des Netzbetreibers und die passenden Backend-Systeme beim Netzbetreiber notwendig. Die detaillierte Darstellung des Erzeugungsmanagements mittels SGAM ist wiederum im Anhang 1 zu finden.

³⁰ EEG-Anlagenregister 2012.

Im Schnitt kostet die Integration einer Anlage in ein Erzeugungsmanagement 450 EUR pro Anlage.

Bisher wurden in Deutschland eigene Controller mit Gateway entwickelt und eingesetzt, die die gewünschten Anforderungen der Netzbetreiber erfüllen; Erzeugungsmanagement gehörte bisher nicht zum Anwendungsbereich von Smart Metern, wodurch es ihnen aktuell an technischen Vorgaben und Standards im Anwendungsfeld Steuerung der Wirk- und Blindleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen mangelt.

Die Kommunikation vom Leitsystem des Netzbetreibers zur dezentralen Anlage kann über eine Kommunikationsleitung erfolgen, die bei einem Telekommunikationsanbieter angemietet wird. Die Kosten für die Backend-Integration können individuell je Netzbetreiber sehr stark auseinander gehen. Manche Netzbetreiber verfügen bereits heute über die nötigen IT-Systeme, um die Einspeiseleistung von EE-Anlagen bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren zu können. Andere hingegen müssten hier stark investieren. Studien zum Smart-Meter-Rollout geben hier Investitionskosten von bis zu 2 Millionen EUR³¹ bzw. 1,7 Millionen EUR³² für einen einzelnen Netzbetreiber an, wobei diese IT-Systeme dann auch zusätzliche Funktionen für den Einsatz intelligenter Messsysteme realisieren. Zum einen können Netzbetreiber, die bereits heute Engpässe haben, zumindest als kurzfristige Lösung bereits die ferngesteuerte Reduzierung von EE-Einspeisung nutzen. Zum anderen werden bei Neuanschaffung der nötigen Systeme auch weitere Funktionen im Smart-Metering-Bereich durch die Backend-IT-Systeme erschlossen. Da die Backend-Kosten entsprechend sehr stark abhängig von bereits vorhandenen (Teil-)Lösungen und somit individuell und inhomogen je Netzbetreiber sind, fließen sie in die Berechnung der Kosten eines Erzeugungsmanagements in der Netzplanung nicht mit ein.

Anhand von Expertenbefragungen bei OEMs und Netzbetreibern konnten die in Tabelle 15 dargestellten gemittelten Kosten für die informationstechnische Realisierung des Erzeugungsmanagements ermittelt werden, die in die Ermittlung der Gesamtkosten in dieser Studie eingehen. So ergab die Expertenbefragung und interne Recherche beispielsweise, dass aktuell entwickelte Controller für das Erzeugungsmanagement eine Preisspanne von 350 EUR bis 750 EUR haben. Der Preis ist dabei abhängig vom Funktionsumfang des Controllers. Andere Lösungen wie die Fernsteuerung über Rundsteuerempfänger haben eine Preisspanne von 200 EUR bis 500 EUR, bei dieser Lösung ist jedoch beispielsweise nur eine unidirektionale Kommunikation möglich. Im Einzelfall können bei allen Lösungen zusätzlich Nachrüstkosten auf Seiten des Wechselrichters anfallen. Insgesamt und unter Berücksichtigung von Skaleneffekten wurde ein Durchschnittspreis von 450 EUR je Anlage³³ angenommen, der gerade auch für eine Abschätzung der zukünftigen Kosten eine obere Grenze darstellt. Um eine sichere Abschätzung nach oben zu gewährleisten, werden die 450 EUR für jede Anlage berechnet, die ferngesteuert am Erzeugungsmanagement teilnehmen soll.

Die Betriebskosten werden vor allem durch die Kosten für die Kommunikationsverbindung beeinflusst. Bei Anmietung einer Kommunikationsverbindung für 2 EUR im Monat sind dies 24 EUR im Jahr. Die zusätzlichen Kosten für Instandhaltung und Verwaltung sind sehr gering, sodass ein

³¹ Ernst & Young, 2013: Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler.

³² Deutsche Energie-Agentur (dena), 2014: Einführung von Smart Metern in Deutschland.

³³ Eine Anlage umfasst dabei alle an einem Netzanschlusspunkt angeschlossenen Generatoren/Module.

Betrag von jährlich 30 EUR als Betriebskosten je Anlage angenommen wurde. Smart-Metering-Studien³⁴ geben weitaus höhere Betriebskosten im Bereich von 100 EUR für ein intelligentes Messsystem an, hier entfällt jedoch ein sehr großer Teil der Betriebskosten auf den personellen Mehraufwand für den Messstellenbetrieb.

Komponente	Kosten	Einheit	Abschreibungsdauer
Controller	450 EUR	Anschaffung und Einbau einmalig je Anlage	20 Jahre
Smart Meter Gateway ³⁵	195 – 265 EUR	Anschaffung und Einbau einmalig je Anlage	13 Jahre
Kommunikation	30 EUR	Jährlich je Anlage	

Tabelle 15: Annahmen der Kosten für Komponenten für das Erzeugungsmanagement (Quelle: Interne Recherche, Expertenbefragung)

E.2.3.5 Auswahl der informations- und kommunikationstechnischen Realisierung

Im vorigen Kapitel wurden sowohl die Kosten für aktuell im Einsatz befindliche Gateways mit Controller als auch für das Smart Meter Gateway (SMGW) aufgeführt. Um eine obere Grenze für die Kostenabschätzung zu erhalten, wird mit den höheren Kosten für den Controller gerechnet. Es sollen an dieser Stelle jedoch beide Lösungen gegenüber gestellt werden. Die bisher eingesetzten Controller sind speziell für das Erzeugungsmanagement ausgelegt. Ihre Kommunikationsschnittstellen sind entsprechend standardkonform und erfüllen die an sie gestellten technischen Anforderungen. Bei einem Rollout von Smart Metern in der Ausbaustufe des intelligenten Messsystems führt ihr Einsatz jedoch zu einer parallelen Infrastruktur neben dem Smart Meter und seinem Gateway als intelligentes Messsystem.

In der Technischen Richtlinie TR 03109³⁶ sind die Interoperabilität und Sicherheitsanforderungen für das Smart Meter Gateway spezifiziert, wodurch dessen Einsatz für das Erzeugungsmanagement entsprechende Sicherheit gewährleistet. Hierzu zählt unter anderem die Verschlüsselung bei der Datenübertragung mit Hilfe von der Transport Layer Security (TLS). Darüber hinaus werden die Smart Meter Gateways bei einem Rollout automatisch an dezentralen Erzeugungsanlagen vorhanden sein. Anforderungen an die Verfügbarkeit des Smart Meter Gateway zur Realisierung von Erzeugungsmanagementmaßnahmen werden aktuell feinspezifiziert. Gleiches gilt für technische Anforderungen, mit denen eine Mindestanzahl an Geräten festlegt wird, die an das Smart Meter Gateway angeschlossen werden können.

³⁴ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena), 2014: Einführung von Smart Metern in Deutschland.

³⁵ Angaben gemäß Ernst & Young, 2013: Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler.

³⁶ https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/TechnRichtlinie/TR_node.html.

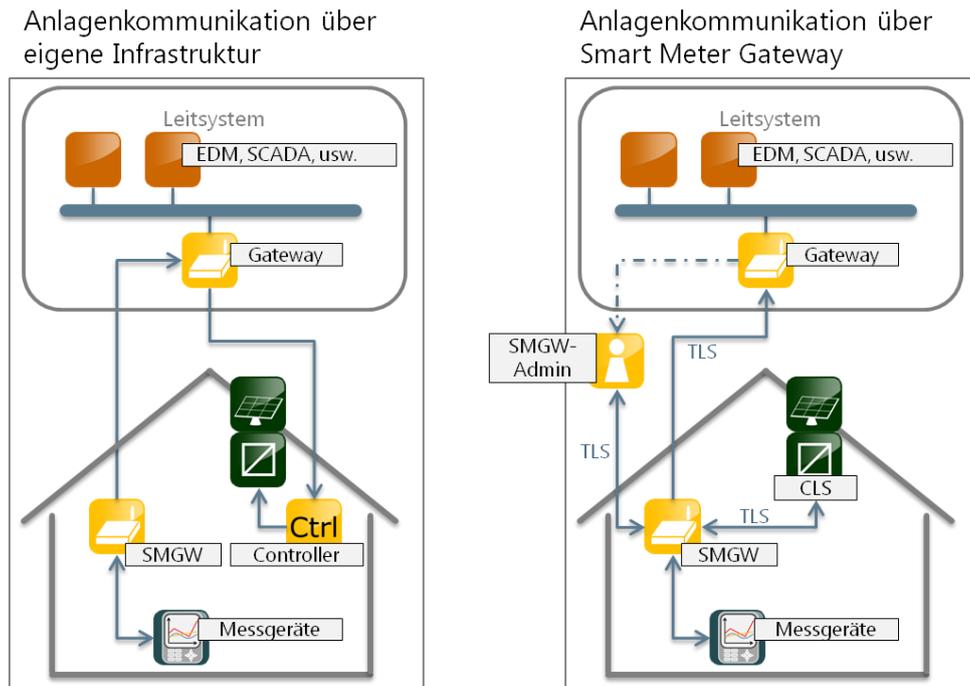


Abbildung 51: Erzeugungsmanagement über eine parallele Infrastruktur (links) oder das SMGW (rechts)

Ein weiterer funktionaler Aspekt des Smart Meter Gateway ist die Eigenschaft, dass eine Kommunikationsverbindung nach außen aus Gründen der Sicherheit vom SMGW aus initialisiert werden muss. Das CLS-Interface (*Controllable Local System*) ermöglicht einen Fernzugriff auf regelbare Erzeuger, da das Erzeugungsmanagement jedoch nur in Ausnahmesituationen erfolgt, muss die Kommunikationsverbindung vom Verteilernetzbetreiber über das SMGW an die Anlage im Bedarfsfall erst aufgebaut werden. Da der Verteilernetzbetreiber diese Verbindung jedoch nicht initialisieren kann, muss er beim Smart Meter Gateway Administrator den Aufbau der Verbindung anfordern, bevor diese anschließend durch das SMGW initialisiert wird.

Beide technologischen Ansätze stellen eine mögliche Lösung für ein technisches Erzeugungsmanagement unter verschiedenen Schutzzielen (Verfügbarkeit und Sicherheit) dar, haben aber aktuell noch unterschiedliche technische Reifegrade und Verbreitung. Die bisherigen Lösungen für das Erzeugungsmanagement sind seit 2006 in Form der Normung der IEC 61850-7-420 zur Kommunikation mit dezentralen Erzeugern in Demoprojekten und verschiedenen Projekten und Initiativen wie VHP-Ready³⁷ vorangetrieben worden. Produkte von namhaften Herstellern sind bereits im Einsatz. Die bisherigen Lösungen umfassen jedoch keinerlei gemeinsame Kommunikationsinfrastruktur bzgl. der Gewerke und führen zumeist dazu, dass parallele Kommunikationsverbindungen zu den Erzeugern in den Haushalten mittels Technologien wie etwa Open VPN aufgebaut werden.

Mit einer Etablierung der intelligenten Messsysteme steht eine noch mit der Normung zu koordinierende Lösung zur Verfügung.

³⁷ <http://www.vattenfall.de/de/vhp-ready.htm>.

E.2.3.6 Vorgehen zur Standardisierung und Normung

Ein Erzeugungsmanagement über das Smart Meter Gateway wurde im Kontext der intelligenten Messsysteme mit dem Fokus Sicherheit entwickelt und kann Verwendung finden. Hierzu sind aus Sicht der Gutachter in der Normung noch verschiedene Aspekte zu koordinieren, um funktional und interoperabel beide Lösungen zusammenzuführen. Auf Grundlage der bisherigen Gremienbeschlüsse in der DKE und den E-Mail-Korrespondenzen zum Thema Normung und Feinspezifikation der HAN-Schnittstelle wurde Folgendes vorgeschlagen:

„Bei der DKE werden zwei neue Arbeitskreise eingerichtet:

- 1) AK 461.0.144 zum Thema „IF_GW_CON“ und „IF_GW_SRV“*
- 2) AK 716.0.2 zum Thema „IF_GW_CLS“*

Der AK 716.0.1 („Informationssicherheit für Smart Home & Building“) hat auf seiner Sitzung am 18.3.2014 diesem Vorgehen zugestimmt. Die Abfrage im AK 461.0.14 läuft derzeit. Zudem ist eine Verzahnung mit den FNN Aktivitäten („ET Steuerbox / PG Steuerungs- und Kommunikationsschnittstelle“) erforderlich. Die Einbeziehung von K 261 und K 952 ist zu prüfen. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass die Interessen aller Beteiligten bei DKE und FNN unter dem Dach des VDE berücksichtigt werden, ebenso wie die Belange von BSI und PTB, die beide bereits in den diversen Gremien involviert sind. Die Arbeiten in den Gremien ist sinnvollerweise mit der Versionierung der BSI TR-03109 und PRB A50.8 abzustimmen, um damit nicht im Widerspruch zu stehen.

*Als zentrales Gemeinschaftsgremium wird zusätzlich eine neue Task Force „**HAN-Interface STD_1000.4.1**“ etabliert, in der alle relevanten Kreise gleichberechtigt vertreten sind. Hier soll der notwendige Informationsaustausch zwischen allen Stakeholdern bedarfsorientiert stattfinden, um Doppelarbeit zu vermeiden und die Berücksichtigung aller Interessen zu gewährleisten. Ebenso soll für Konfliktfreiheit zwischen den Scopes der unterschiedlichen Arbeitsgruppen gesorgt werden.*

Weiterhin besteht der Wunsch, dass diese Task Force von jenen Personen besetzt wird, die direkt in die Arbeiten involviert sind und die Arbeitsergebnisse in konkrete Produkte umsetzen müssen.“

Durch dieses Vorgehen der relevanten Stakeholder, im Besonderen auch des FNN bzgl. der Nutzung des SMGW in netzdienlicher Weise³⁸ in der Normung, ist eine harmonisierte, standardkonforme, kosteneffiziente und sichere Lösung für die Zukunft zu erwarten. Im Rahmen dieser Studie wurden jedoch die bisherigen Lösungen für die Kostenrechnungen bewertet. Basierend auf den Betrachtungen der Migrationsschritte ist zu erwarten, dass die Bepreisung für eine harmonisierte Lösung mittelfristig in derselben Höhe wie die Einzellösungen liegen wird.

³⁸ FN/DKE: Nutzung des intelligenten Messsystems für netzbetriebliche Anwendungen, FNN Stellungnahme mit Anlagen, April 2014.

E.2.4 Auswirkungen von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung

E.2.4.1 Reduktion des Netzausbaubedarfs

Wird eine gezielte Abregelung der Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien-Anlagen für wenige Stunden des Jahres zugelassen, so kann das Netz im Vergleich zu konventionellen Planungsgrundsätzen geringer dimensioniert werden. Abbildung 52 veranschaulicht die Auswirkung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung auf den notwendigen Netzausbaubedarf.

Erzeugungsmanagement in der Netzplanung kann den Netzausbaubedarf zur Integration von EE-Anlagen maßgeblich reduzieren.

Bereits eine Abregelung von wenigen Prozenten der jährlichen Einspeisung von EE-Anlage ist ausreichend, um den Netzausbau signifikant zu reduzieren. Die Berücksichtigung der Abregelung von 3 % der jährlichen Einspeisung von Windkraft- und PV-Anlagen in Netzplanung ist beispielsweise ausreichend, um den Netzausbau zu halbieren. Die Abbildung verdeutlicht auch, dass der Grenznutzen des Erzeugungsmanagements in Bezug auf die Reduzierung des Netzausbaubedarfs jedoch bei einer abgeregelten Energie von mehr als 3 % je EE-Anlage deutlich abnimmt.

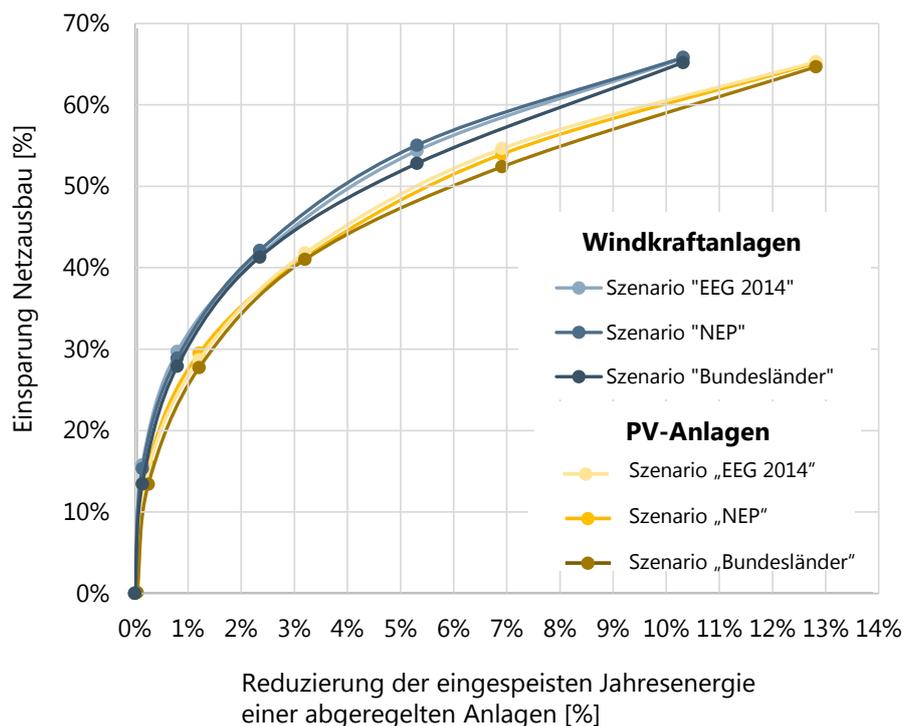


Abbildung 52: Auswirkung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung auf den Netzausbaubedarf in Verteilernetzen (Szenario „EEG 2014“)

Es wird deutlich, dass die Effektivität des Erzeugungsmanagements unabhängig vom betrachteten Szenario und auch von der Anlagentechnologie fluktuierender Einspeisungen ist. Effektivität ist dabei das Verhältnis des eingesparten Netzausbaus zur abgeregelten Energie. Durch die Abschätzung der Obergrenze der abgeregelten Energie stellen die Funktionen in Abbildung 52 eine Untergrenze der Effektivität des Erzeugungsmanagements dar. Eine selektive Abregelung von

EE-Anlagen nur zu Zeitpunkten von Engpässen könnte die Effektivität des Erzeugungsmanagements erhöhen.

E.2.4.2 Beschränkung des Erzeugungsmanagements auf große Anlagen

Fraglich ist, ob Erzeugungsmanagement aller Windkraft- und PV-Anlagen, also auch kleiner Anlagen, in der Netzplanung berücksichtigt werden sollte. Um dies zu beantworten, wird in Abbildung 53 der Einfluss einer Beschränkung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung auf große Windkraft- und PV-Anlagen auf den Netzausbaubedarf dargestellt. Referenz ist ein Erzeugungsmanagement mit allen Windkraft- und PV-Anlagen. Es wird zum einen bewertet, wie hoch der zusätzliche Netzausbaubedarf im Vergleich zur Referenz ist, wenn ein Erzeugungsmanagement von Anlagen kleiner als 7 kW nicht in der Netzplanung berücksichtigt wird, zum anderen wenn das Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen kleiner als 30 kW nicht in der Netzplanung berücksichtigt wird. Anlagen größer als 30 kW müssen nach den technischen Vorgaben des EEG ohnehin fernsteuerbar und messbar sein.

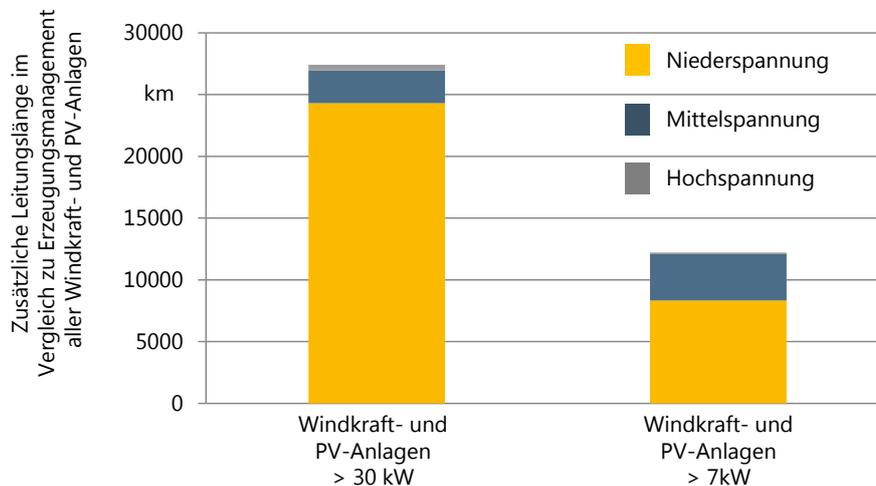


Abbildung 53: Zusätzlicher Netzausbaubedarf bei Beschränkung von Erzeugungsmanagement auf große Windkraft- und PV-Anlagen gegenüber konventionellem Netzausbau (Szenario „EEG 2014“)

Eine Beschränkung des Erzeugungsmanagements von Windkraft- und PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW in der Netzplanung halbiert die möglichen Einsparungen beim Netzausbau gegenüber einem Erzeugungsmanagement aller Windkraft- und PV-Anlagen in der Netzplanung.

Bei einer Begrenzung des Erzeugungsmanagements auf Windkraft- und PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 7 kW oder mehr als 30 kW reduziert sich der Vorteil des Erzeugungsmanagements, insbesondere in der Niederspannungsebene, deutlich. Für den Fall, dass nur EE-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 7 kW beim Erzeugungsmanagement in der Netzplanung berücksichtigt werden, wird ein großer Teil der kleineren PV-Anlagen nicht miteingebunden. Die Einsparungen in der Niederspannungsebene reduzieren sich dann um mehr als 8.000 km. Besonders stark reduzieren sich die Vorteile des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung auf den Netzausbaubedarf, wenn Anlagen mit einer Leistung von weniger 30 kW nicht berücksichtigt werden.

Der Einfluss auf die abgeregelte Energie ist dagegen relativ gering. Während beim Erzeugungsmanagement mit allen Windkraft- und PV-Anlagen rund 53 TWh abgeregelt werden, reduziert sich dieser Wert nur geringfügig auf rund 48 TWh, wenn nur Anlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW abgeregelt werden. Die Einsparung von knapp 10 % abzuregelnder Energie steht einem Verzicht auf rund 50 % der möglichen Einsparungen beim Netzausbau gegenüber.

E.2.4.3 Reduzierung von Zusatzkosten

Den Einsparungen beim Netzausbaubedarf stehen Kosten für IKT-Ausstattung und Kosten für abgeregelte Energie gegenüber. Wie bereits dargestellt, wird durch die getroffenen Annahmen bezüglich der Einsparungen beim Netzausbau sowie Kosten und Menge der abgeregelten Energie die Untergrenze der kosteneinsparenden Wirkung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung bestimmt.

Abbildung 54 zeigt die Auswirkungen von Erzeugungsmanagement auf die jährlichen Zusatzkosten für unterschiedliche Mengen an abgeregelter Energie. Je mehr Erzeugungsmanagement in der Netzplanung berücksichtigt wird, desto geringer sind die Kosten des notwendigen Netzausbaus. Demgegenüber stehen steigende Kosten für die abgeregelte Energie. Die jährlichen Zusatzkosten durch die Integration von EE-Anlagen nehmen zunächst mit wachsender Abregelung von EE-Anlagen ab. Dies wird im Wesentlichen durch die Reduktion des Netzausbaus verursacht. Bei weiter steigender Abregelung von EE-Anlagen erreichen die Zusatzkosten ein Minimum und steigen danach wieder an, was durch die hohen Kosten zur Beschaffung von Ersatzenergie verursacht wird.

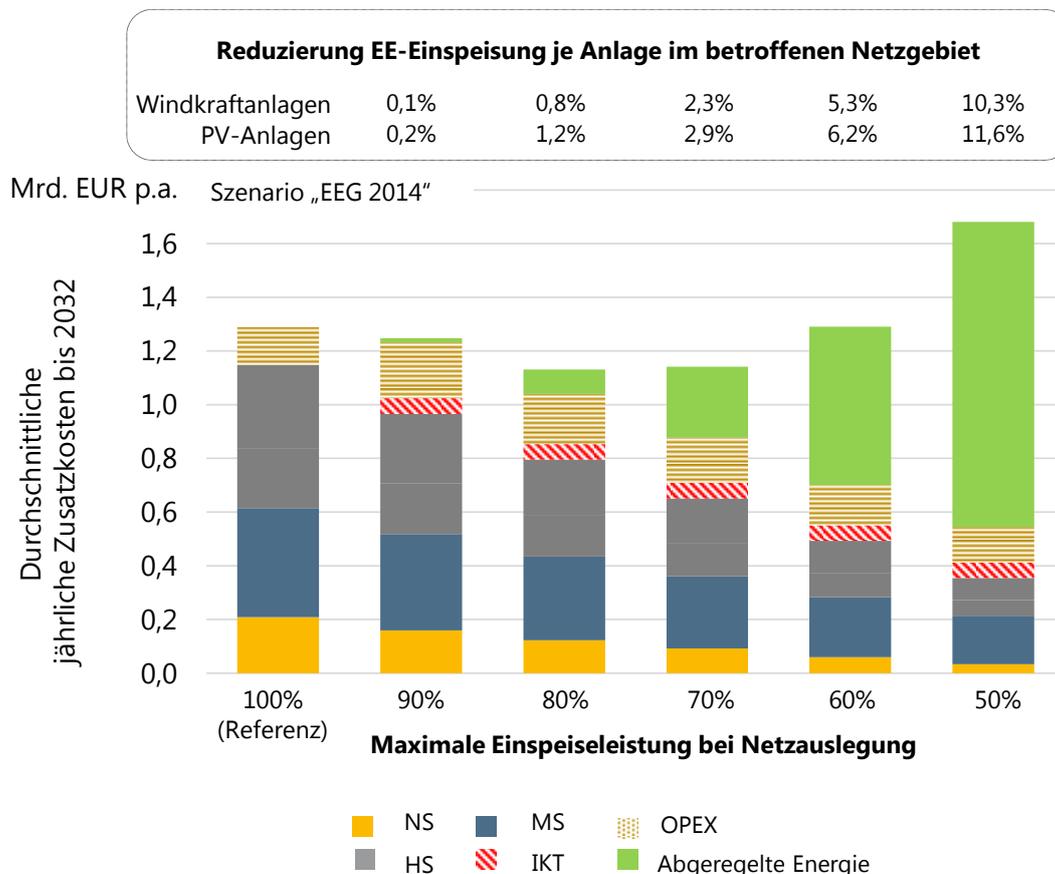


Abbildung 54: Auswirkung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung auf jährliche Zusatzkosten (Szenario „EEG 2014“)

Durch Erzeugungsmanagement können mindestens 15 % der jährlichen Zusatzkosten eingespart werden.

Einsparungen von 15 % der jährlichen Zusatzkosten sind bei einer Reduktion des Netzausbaus um 44 %³⁹ und einer Reduzierung der eingespeisten Energie je EE-Anlage um circa 3 % möglich.

Es wird sehr deutlich, dass die IKT-Kosten deutlich geringer sind als mögliche Einsparungen beim Netzausbau und daher das Kostenoptimum kaum beeinflussen.

Einen wesentlichen Einfluss hat die Anwendung von Erzeugungsmanagement auf den Betriebskostenanteil der jährlichen Zusatzkosten, denn dieser wächst von 16 % auf 65 %, wenn die Ersatzbeschaffung der abgeregelten Energie den Betriebskosten zugerechnet wird.

Eine Begrenzung der Einspeiseleistung von Windkraft- und PV-Anlagen sollte bei der Netzplanung berücksichtigt werden können.

In Abbildung 55 ist der zeitliche Verlauf der jährlichen Zusatzkosten dargestellt. Dazu werden neben der Einsparung der direkten Netzausbaukosten auch die zusätzlichen Kosten für die IKT und die Kosten für die abgeregelte Energie berücksichtigt.

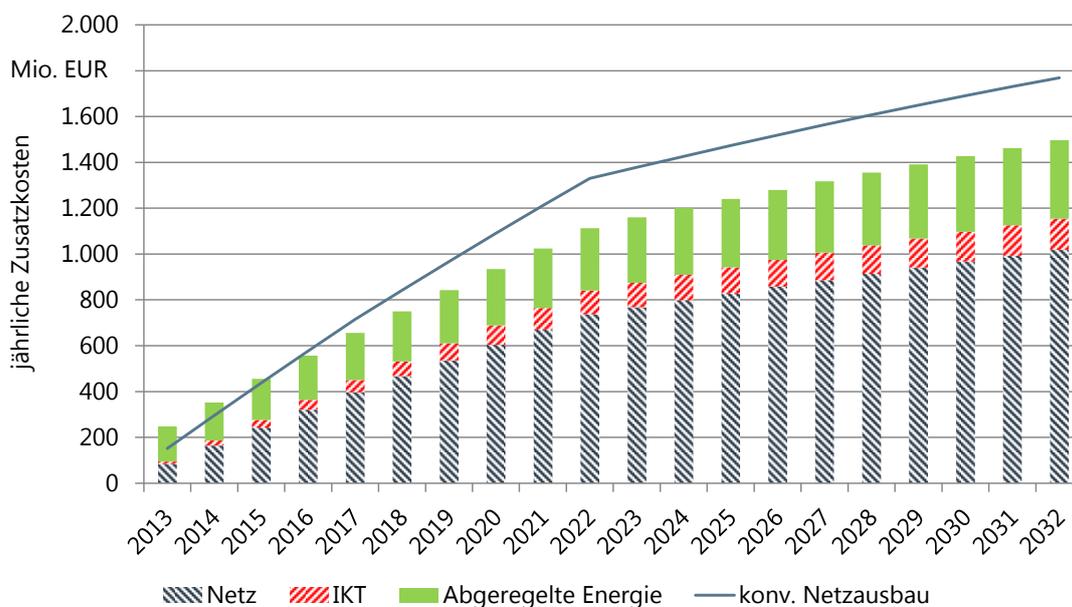


Abbildung 55: Jährliche Zusatzkosten durch Erzeugungsmanagement in der Netzplanung (Szenario „EEG 2014“)

Die Kosten für das „Netz“ beinhalten alle für den Netzausbau erforderlichen Kapital- und Betriebskosten. Diese Kosten fallen deutlich niedriger aus als beim konventionellen Netzausbau. Durch das Erzeugungsmanagement wird ein Teil der Einsparungen beim Netzausbau durch höhere IKT-Kosten und Zusatzkosten für die Ersatzbeschaffung der abgeregelten Energie kompensiert.

³⁹ NS: 55 %, MS: 31 %, HS: 30 %.

E.2.5 Umsetzung in die Planungspraxis von Verteilernetzen

Für die konkrete Umsetzung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung ist eine Vielzahl alternativer Varianten möglich. Diese können sich beispielsweise in folgenden Ausgestaltungen unterscheiden:

- Zeitliche Abhängigkeit der Reduzierung von Einspeiseleistung: Die Reduzierung der Einspeiseleistung kann durch eine statische Begrenzung auf eine definierte maximale Einspeiseleistung zeitlich konstant sein oder durch eine selektive Abregelung von EE-Anlagen zu Zeitpunkten mit Netzengpässen zeitlich variabel sein.
- Maximal mögliche Reduzierung der Einspeiseleistung: Die maximal mögliche Reduzierung kann begrenzt oder unbegrenzt sein.
- Art der Steuerung: Für die Steuerung von EE-Anlagen ergeben sich ebenfalls eine Reihe von alternativen Möglichkeiten. Sie kann autark oder ferngesteuert durch eine Integration in die Leitwarte eines Netzbetreibers erfolgen.
- Auswahl der IK-Technologie: Wie bereits dargestellt ergeben sich auch bei der technologischen Umsetzung alternative Möglichkeiten.

Die kostenoptimale Umsetzungsvariante ist von vielen individuellen und regionalen Faktoren abhängig.

Faktoren, die eine kostenoptimale Umsetzungsvariante des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung bestimmen, sind unter anderem:

- IKT-Ausstattung des Netzbetreibers (beeinflusst weitere Kosten der dynamischen Umsetzung).
- Standort des Netzes innerhalb Deutschlands (beeinflusst die Verluste einer statischen Abregelung).
- Vorhandene Netzstruktur (beeinflusst die Effizienz zwischen dem Netzausbau und der abgeregelten Energie).
- Getroffene Entscheidungen von Anlagenbetreibern in Bezug auf § 9 EEG Abs. 2 Nr. 2 ("Technische Ausstattung")
- Eigenschaften der vorhandenen und geplanten Anlagen (Größe, Anzahl, Alter etc.).

Die optimale Umsetzung des Erzeugungsmanagements ist von den Umständen in den Netzen abhängig und kann nicht allgemein festgelegt werden.

Die quantifizierten Einsparpotenziale sind hier nur unter Berücksichtigung der Abregelung aller EE-Anlagen in Gebieten mit einem Netzausbaubedarf in der Netzplanung möglich, also auch Bestandsanlagen. Um die hier quantifizierten Einsparpotenziale zu generieren, sollte also auch eine Berücksichtigung der Abregelung von Bestandsanlagen in der Netzplanung möglich sein. Unter Umständen wäre auch eine selektive Abregelung nur von Neuanlagen möglich, dazu müssten allerdings eine ausreichende Anzahl an Neuanlagen mit Einfluss auf den Netzengpass vorhanden sein, welche dann möglicherweise überproportional abgeregelt werden. Dies kann nicht pauschal bewertet werden.

Über die Beteiligung der Bestandsanlagen am Erzeugungsmanagement in der Netzplanung sollte der zuständige Netzbetreiber entscheiden.

Netzbetreiber sollten die Kosten der Umrüstung tragen, um kostenoptimale Entscheidungen bzgl. der Umsetzung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung zu treffen.

E.2.6 Zwischenfazit zum Erzeugungsmanagement in der Netzplanung

Die Berücksichtigung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung kann den Netzausbau in allen Spannungsebenen signifikant reduzieren. Diesem Nutzen stehen IKT Kosten und Kosten für nicht eingespeiste Erneuerbare Energien gegenüber. Die folgenden Schlussfolgerungen zur Wirkung und zur Ausgestaltung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung können gezogen werden:

- Erzeugungsmanagement in der Netzplanung kann den gesamten Netzausbaubedarf nahezu halbieren. Der größte Effekt wird in der Niederspannungsebene erreicht. Hier kann der Ausbaubedarf um 58 % in der kostenoptimalen Ausgestaltung gesenkt werden.
- Die Wirkung des Erzeugungsmanagements ist nahezu unabhängig von dem betrachteten Szenario. In allen Fällen können die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten um ca. 15 % reduziert werden.
- Eine Beschränkung der Anwendung des Erzeugungsmanagements auf Windkraft- und PV-Anlagen ist sinnvoll. Die Berücksichtigung der Abregelung von Biomasseanlagen in der Netzplanung würde – sofern die abgeregelte Energie mit den Kosten nach dem EEG-Vergütungssatz bewertet wird – zu signifikant höheren Kosten führen.
- Eine Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements nur von Windkraft- und PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW oder 7 kW schöpft zwar Einsparpotenzial ab, lässt aber auch zusätzliches Einsparpotenzial vor allem in der Niederspannungsebene ungenutzt.
- Eine Begrenzung der jährlich abregelbaren Energie von Windkraft- und PV-Anlagen auf maximal 3 % der jährlichen Einspeisungen je Anlage ermöglicht den Netzbetreibern einen ausreichenden Spielraum zur Durchführung eines kostenoptimalen Erzeugungsmanagements in der Netzplanung.

E.3 Blindleistungsmanagement

E.3.1 Ausgestaltung

Blindleistungsmanagement von Großkraftwerken, die im Übertragungsnetz angeschlossen sind, ist eine gängige Methodik zur Regelung der Spannung im elektrischen Netz. Im Verteilernetz ermöglichen die leistungselektronische Ausstattung von EE--Anlagen die Variation des $\cos(\varphi)$ und somit die Bereitstellung von Blindleistung. Die Steuerung oder Regelung der Blindleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen ermöglicht eine Beeinflussung der Spannung bzw. eine Kompensation der durch dezentrale Einspeisungen hervorgerufenen Spannungserhöhung, ohne die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zu reduzieren.

Schon heute ist die Bereitstellung der Blindleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen durch die technischen Anschlussbedingungen in bestimmten Grenzen gefordert. Sie wird derzeit durch die BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, durch die VDE-Norm VDE-AR-4105 und die technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber vorgeschrieben. In diesen Richtlinien wird die Blindleistungseinspeisung durch einen maximalen Leistungsfaktor definiert. Die

Begrenzung des Leistungsfaktors ist sowohl abhängig von der Spannungsebene als auch von der installierten Leistung der Erzeugungsanlage.

Im Rahmen der Studie werden über die aktuellen Anschlussbedingungen hinausgehende Anforderungen an dezentrale Erzeugungsanlagen untersucht.

E.3.2 Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Blindleistungsmanagement

Die gezielte Steuerung und Regelung der Blindleistungseinspeisung der EE-Anlagen hat einen Einfluss insbesondere auf den spannungsbedingten Netzausbaubedarf in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Ein über die aktuellen Regularien hinausgehendes Blindleistungsmanagement könnte möglicherweise den Netzausbaubedarf weiter reduzieren. Um dies zu untersuchen, wurde der Netzausbaubedarf mit einer über die heutigen Regularien hinausgehenden Blindleistungseinspeisung durchgeführt. Der maximal mögliche $\cos(\varphi)$ aller dezentralen Erzeugungsanlagen wurde dafür zur Reduzierung des spannungsbedingten Netzausbaubaus variiert.

Die Quantifizierung der wirtschaftlichen Konsequenzen der beiden gegenläufigen Effekte kann Abbildung 56 entnommen werden.

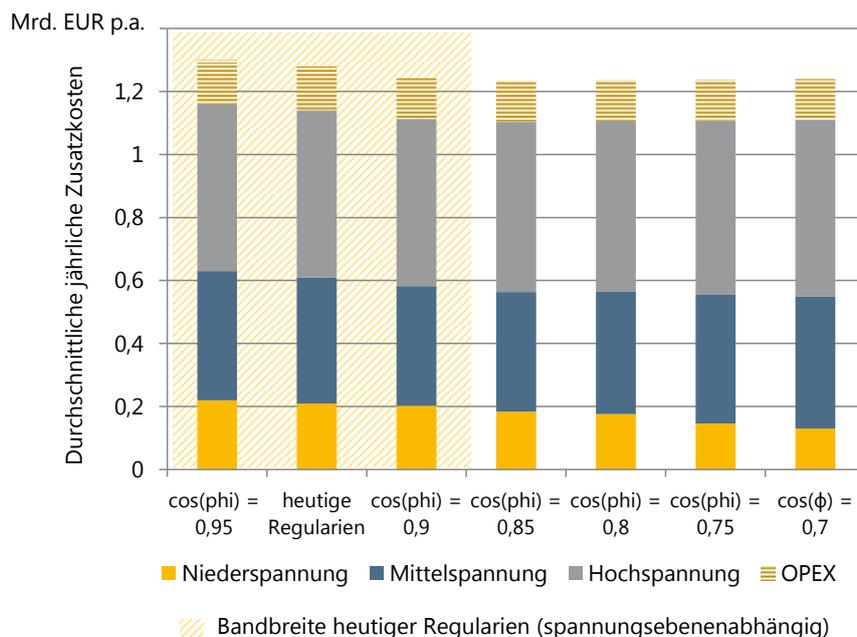


Abbildung 56: Netzausbaubedarf im Verteilernetz bei Variation des $\cos(\varphi)$ aller Anlagen (Szenario „NEP“)

Durch eine Weiterentwicklung des Blindleistungsmanagements kann zwar der spannungsbedingte Netzausbau reduziert werden, gleichzeitig werden aber auch die Umspannebenen durch zusätzliche Blindleistungsflüsse belastet.

Ausgehend von den heutigen Regularien kann durch eine zusätzliche Blindleistungseinspeisung der spannungsbedingte Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene reduziert werden. Allerdings führt die zusätzliche Blindleistungseinspeisung zu lokal nicht ausgeglichenen Blindleistungshaushalten und damit zu spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsflüssen. Diese wiederum führen zu einer thermischen Belastung der Umspannebene. Auch in der

Mittelspannungsebene führen zusätzliche Blindleistungsflüsse zu höheren Belastungen und zu einer Verstärkung des thermisch bedingten Netzausbaus.

Eine Erweiterung des Blindleistungsmanagements über eine $\cos(\varphi)$ -Steuerung von 0,9 hinaus hat insgesamt nur einen geringen Nutzen und liefert keinen nennenswerten Vorteil gegenüber den heutigen Regularien.

In Bezug auf spannungsbedingten Netzausbau in der Niederspannungsebene kann eine Erweiterung sinnvoll sein.

Einer Reduzierung des Netzausbaus der Niederspannungsebene steht ein zusätzlicher Ausbau der Umspannebene und der Mittelspannungsebene gegenüber.

Eine geringfügige Erweiterung an die Anforderung zur Bereitstellung von Blindleistung, insbesondere in der Mittelspannung, könnte einen Beitrag zur Reduktion des Netzausbaubedarfs leisten. Durch eine flächendeckende wesentliche Erhöhung des Leistungsfaktors kann der Netzausbaubedarf nicht nennenswert gesenkt werden.

Abbildung 57 verdeutlicht als Detailergebnis den Einfluss des Blindleistungsmanagement auf die Verletzung des Spannungskriteriums in einem exemplarischen Niederspannungsnetz.

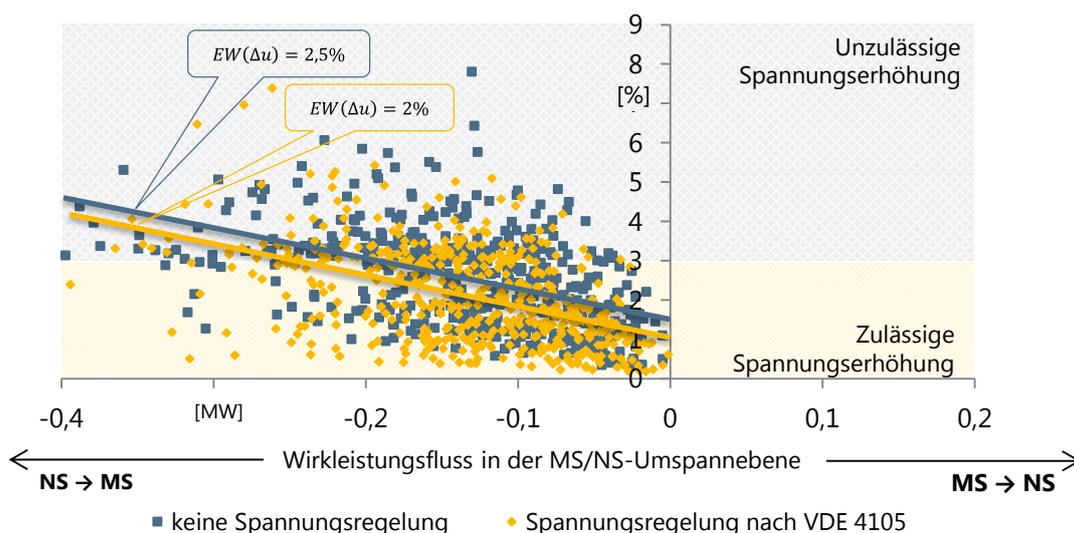


Abbildung 57: Einfluss von Blindleistungsmanagement auf relative Spannungserhöhung

Für eine Vielzahl von Niederspannungsnetzen mit einer unterschiedlichen Höhe der installierten Leistung an EE-Anlagen kommt es zu Rückspeisungen aus dem Niederspannungsnetz in überlagerte Mittelspannungsnetze. Der Wirkleistungsfluss zwischen MS- und NS-Ebene ist auf der X-Achse gezeigt. In blauer Farbe dargestellt sind die relativen Spannungserhöhungen im Niederspannungsnetz bei Simulationen ohne ein Blindleistungsmanagement der dezentralen Erzeugungsanlagen, in gelber Farbe dargestellt sind die relativen Spannungserhöhungen bei Simulationen unter Berücksichtigung der Blindleistungseinspeisung nach VDE 4105. Ab 3 % relativer Spannungserhöhung wird das zulässige Maß überschritten.

Durch das Blindleistungsmanagement nach heutigen Regularien wird die Anzahl der unzulässigen Spannungserhöhungen deutlich gesenkt. Ausgehend davon kann durch eine zusätzliche Blindleistungseinspeisung der spannungsbedingte Netzausbaubedarf in der

Niederspannungsebene reduziert werden. Allerdings führt die zusätzliche Blindleistungseinspeisung zu lokal nicht ausgeglichenen Blindleistungshaushalten und damit zu spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsflüssen und weiter zu thermischen Belastungen.

Dezentrale Anlagen können darüber hinaus Blindleistung für Systemdienstleistungen im Übertragungsnetz bereitstellen. Eine Bewertung, unter welchen Randbedingungen eine Bereitstellung von Blindleistung aus dezentralen Anlagen für Systemdienstleistungen vorteilhaft ist, geht über den Betrachtungsbereich dieser Studie hinaus.

E.4 Lastmanagement in der Netzplanung

E.4.1 Technische Ausgestaltungsvarianten

Neben der Möglichkeit einer Berücksichtigung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung stellt auch das Lastmanagement eine weitere Maßnahme zur Reduktion des zur Integration von Erneuerbaren Energien erforderlichen Netzausbaus dar. Unterschieden werden kann zwischen einem direkten und einem indirekten Lastmanagement. Ein direktes Lastmanagement ermöglicht die direkte Ab- bzw. Zuschaltung von Lasten zum Ausgleich von Lastspitzen bzw. -senken. Bei einem indirekten Lastmanagement wird durch Anreizmodelle, beispielsweise eine dynamische Preisgestaltung, die Verbrauchslast netzdienlich gesteuert. Eine direkte Ansteuerung der Last durch den Netzbetreiber ist effektiver und zuverlässiger⁴⁰. Bei einem direkten Lastmanagement greift der Netzbetreiber auf die Lasten zu. Eine indirekte Steuerung über dynamische Preise ist deutlich komplexer, da die Reaktion der Verbraucher im Einzelfall den Anreizen nur mit einer gewissen Unsicherheit folgt.

Das heutige Potenzial von Lastmanagement ist in Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern, wie z. B. Norwegen oder USA, gering. In anderen Ländern wird elektrische Energie vermehrt zum Heizen oder Kühlen (Klimaanlagen) genutzt. Die Beeinflussbarkeit der Last ist dadurch höher. Grundsätzlich geht man auch für Deutschland von einer wachsenden Beeinflussbarkeit der Last, insbesondere durch einen wachsenden Anteil von Klimaanlagen, Wärmepumpen, Elektromobilität und Speichern aus.

Im Rahmen der Studie wird das Potenzial des Lastmanagements durch eine Erhöhung der Verbrauchslast im auslegungrelevanten Netznutzungsfall abgebildet.

E.4.2 Informations- und kommunikationstechnische Realisierung

Aus informationstechnischer Sicht unterscheiden sich die Funktionen zum Lastmanagement nur minimal von denen des Erzeugungsmanagements. Die zum direkten Lastmanagement gehörenden Funktionen sind in Abbildung 58 mittels einer SGAM Modellierung (Erläuterung der Methodik und fachlichen Modelle wie bereits für die vorherigen IKT-Optionen im Anhang 1 der Studie) dargestellt. Das Abschalten bzw. Abwerfen von Lasten entspricht einer direkten Steuerung des Verbrauchers, welche zumeist durch den Betriebsführer des Leitsystems des Netzbetreibers initiiert wird. Diese Steuerung wird durch die Verarbeitung von Messdaten des Netzbetreibers ausgelöst, diese Messdaten hierfür werden jedoch in der Regel nicht beim (End-)Verbraucher

⁴⁰ H. Wolter, „Intelligentes Kapazitätsmanagement für Verteilernetzbetreiber,“ *netzpraxis*, Nr. 06, pp. 70-74, 2012.

erfasst, sondern an eigenen Betriebsmitteln des Netzbetreibers, weshalb sie in der Grafik nicht dargestellt sind.

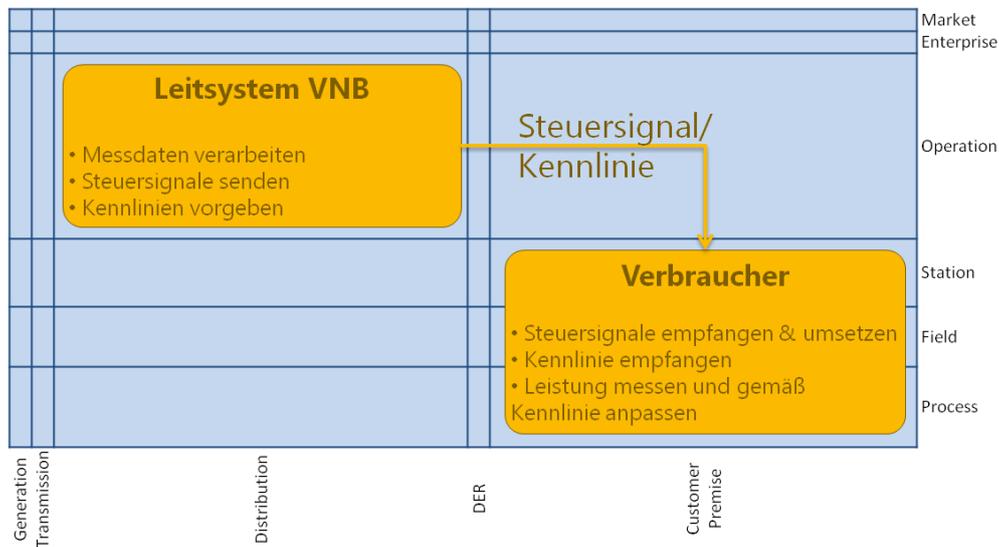


Abbildung 58: Funktionen für das direkte Lastmanagement

Anhand von Erfahrungswerten, die durch Messdaten gewonnen werden, kann der Netzbetreiber darüber hinaus Kennlinien für die Blindleistung ermitteln, die er automatisiert oder manuell an den (End-)Verbraucher übermittelt. Für die Wirkleistung bei Verbrauchern spielt eine Vorgabe von Kennlinien aktuell keine Rolle, da auf Verbraucherseite keine relevante Durchdringung von Speichern vorhanden ist und somit die Verbraucherlasten nicht nach Vorgabe beliebig erhöht oder verringert werden können.

E.4.3 Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Lastmanagement

Bei der Analyse des erforderlichen Netzausbaus wird ein Schwachlastfall bei gleichzeitig starker Einspeisung aus EE-Anlagen unterstellt. Dies ist der auslegungsrelevante Netznutzungsfall. Die Last beträgt dann 30 % der Jahreshöchstlast. Ausgehend von dieser Annahme wird die Wirkung der Beeinflussbarkeit der Verbrauchslast auf den Netzausbaubedarf untersucht. Dies geschieht unabhängig davon, ob die heutige oder zukünftige Beeinflussbarkeit der Last tatsächlich in diesem Maß gegeben ist. Durch dieses Vorgehen wird eine Aussage über die Bedeutung des Lastmanagements – und damit auch für die Beeinflussbarkeit der Last – für eine mögliche Reduktion des Netzausbaubedarfs ermöglicht.

Abbildung 59 zeigt den notwendigen Netzausbaubedarf bei Variation der Verbraucherlast. In der Referenz beträgt die Last 30 % der Jahreshöchstlast bei maximaler Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Dabei wurde das Szenario „NEP“ zugrunde gelegt. Die grundsätzlichen Zusammenhänge gelten auch für die übrigen Szenarien.

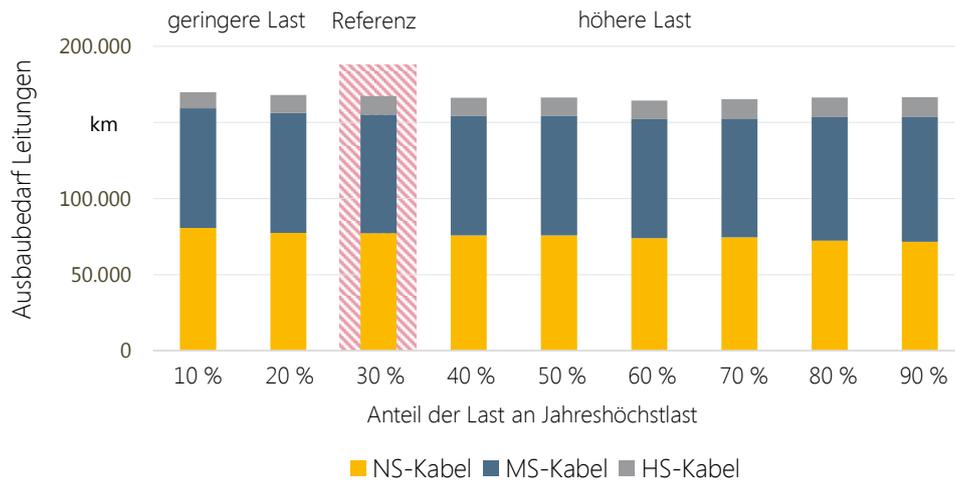


Abbildung 59: Simulationsergebnisse und Netzausbaubedarf bei Variation der Verbraucherlast (Szenario „NEP“)

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass durch die Berücksichtigung von Lastmanagement in der Netzplanung keine signifikante Reduzierung des Netzausbaubedarfs als Folge der Integration Erneuerbarer Energien im Vergleich zum konventionellen Netzausbau festzustellen ist. Die mögliche Reduzierung des Netzausbaus durch ein Lastmanagement ist geringer als 1 % und nicht signifikant. Aufgrund des sehr geringen Einflusses des Lastmanagements auf den Netzausbaubedarf, ist in den Szenarien „EEG 2014“ und „Bundesländer“ ebenfalls keine signifikantes Reduzierungspotential zu erwarten.

Der größte Netzausbaubedarf besteht in ländlichen Regionen mit verhältnismäßig niedrigen Lasten. Durch die Steuerung dieser Lasten durch ein netzdienliches Lastmanagement kann der durch den EE-Zubau verursachte Netzausbau nicht nennenswert reduziert werden.

In Regionen mit der Notwendigkeit der Netzverstärkung übersteigt die installierte Leistung an EE-Anlagen die dortige Verbraucherlast teilweise um ein Vielfaches, so dass die Lastvariation nur geringfügigen Einfluss auf Leistungsflüsse und damit auf den Netzausbaubedarf hat.

Bei einem Anstieg der Beeinflussbarkeit der Lasten kann sich auch die Gleichzeitigkeit der Last erhöhen. Damit kann es zu einem zusätzlichen lastgetriebenen Netzausbau kommen. In diesem Fall kann Lastmanagement ein effektives Mittel sein, den lastgetriebenen Netzausbau zu verringern. Eine Quantifizierung dieses Potentials geht über das Ziel dieser Studie hinaus.

E.5 Intelligente Netztechnologien

E.5.1 Untersuchte intelligente Netztechnologien

Intelligente Netztechnologien können eine effiziente Integration Erneuerbarer Energien in deutsche Verteilernetze ermöglichen. Folgende intelligente Netztechnologien werden im Rahmen der Studie bewertet und im Folgenden erläutert:

- Regelbarer Ortsnetztransformator;
- Spannungslängsregler.

Die Auswahl wurde auf die Technologien beschränkt, die bereits heute im Netzbetrieb eingesetzt werden und für die ein umfänglicher Einsatz in den Verteilernetzen möglich ist. Technologien, die sich heute noch im Forschungs- oder Versuchsstadium befinden, werden keinen nennenswerten Beitrag zur Reduktion des erforderlichen Netzausbaus leisten können, insbesondere wenn man berücksichtigt, dass der größte Teil des Ausbaubedarfs bereits bis 2022 entsteht.

Auch Hochtemperaturseile werden heute bereits teilweise eingesetzt und als intelligente Netztechnologien bezeichnet. Durch sie kann die Übertragungskapazität auf Freileitungen erhöht werden. Die maximale Stromtragfähigkeit von Freileitungen hängt von der mechanischen Festigkeit der verwendeten Materialien ab. Klassische Aluminium-Stahl-Freileitungen können mit Temperaturen bis zu 80°C betrieben werden, ehe starkes Durchhängen oder thermische Überlastungen des Aluminiums die Übertragungsleistung begrenzen. Die Nutzung von modernen Materialien, wie sie in Hochtemperaturleiterseilen (HTL) verwendet werden, ermöglicht ein stabiles mechanisches Verhalten bei Betriebstemperaturen von über 200°C. Bei gleichem Leiterquerschnitt und einem vergleichbaren maximalen Durchhang können so höhere Übertragungsleistungen erzielt werden. Das ermöglicht den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf vorhandenen Trassen ohne die Mastanlagen ausbauen oder erweitern zu müssen. Demgegenüber stehen höhere Übertragungsverluste bei gleichbleibender Impedanz sowie deutlich höhere Investitionskosten gegenüber einer konventionellen Beseilung.

Hochtemperaturleiterseile können somit zur Integration Erneuerbarer Energien beitragen. Aufgrund der hohen Investitionskosten und dem zukünftig erwarteten hohen Verkabelungsgrad in den Verteilernetzen wird diese Technologie jedoch im Rahmen dieser Studie nicht weiter berücksichtigt.

E.5.1.1 Regelbarer Ortsnetztransformator

In der Niederspannungsebene ist häufig die Einhaltung von Spannungskriterien die restriktivste Randbedingung bei der Integration Erneuerbarer Energien. In der DIN EN 50160 wird das Spannungsband für Letztabnehmer auf 10 % Abweichung von der Nennspannung festgeschrieben. Falls Ortsnetztransformatoren nicht regelbar sind, muss der gesamte Toleranzbereich von $\pm 10\%$ auf die Mittel-, Niederspannungs- und Umspannebene aufgeteilt werden. Abbildung 60 zeigt eine entsprechende Aufteilung des Toleranzbereichs der Spannungsbandverteilung für ein Verteilernetz ohne regelbaren Ortsnetztransformator.

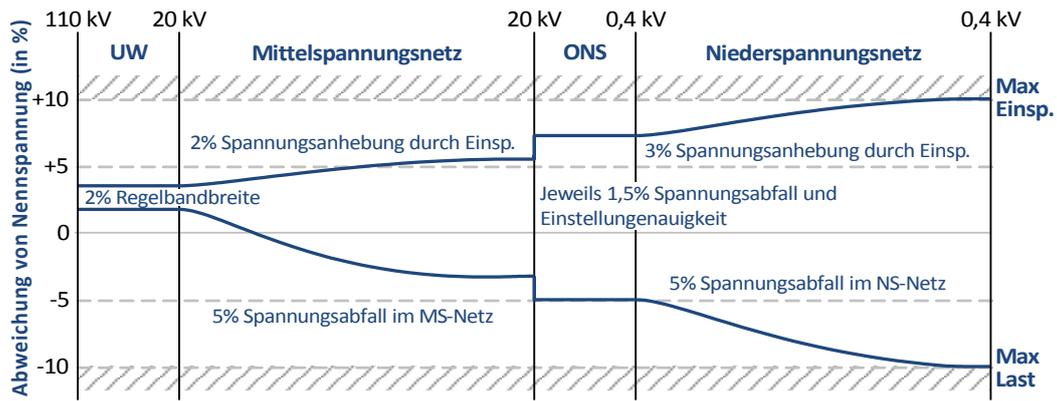


Abbildung 60: Aufteilung des Spannungsbandes ohne regelbare Ortsnetztransformatoren⁴¹

Für die Niederspannungsebene verbleiben im Beispiel demnach 3 % des zulässigen Toleranzbereichs, welche die Spannungsanhebung durch eine einspeisende Photovoltaikanlage begrenzen können.

Durch die Entkopplung der Mittel- von der Niederspannungsebene mit regelbaren Ortsnetztransformatoren steht das komplette Spannungsband nun in beiden Ebenen jeweils voll zur Verfügung. Dies würde eine Erhöhung des Toleranzbereichs von 3 % Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz auf 11 % Spannungsanhebung bedeuten. Abbildung 61 zeigt eine beispielhafte Aufteilung des Toleranzbereichs Spannungsbandverteilung für eine Verteilernetzstruktur mit regelbarem Ortsnetztransformator.

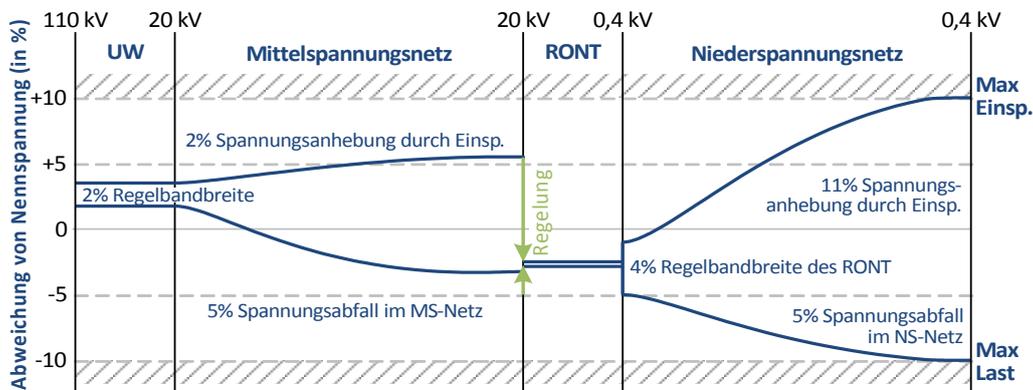


Abbildung 61: Aufteilung des Spannungsbandes mit regelbaren Ortsnetztransformatoren

Sofern ein Mittelspannungsnetz vollständig mit regelbaren Ortsnetzstationen ausgestattet ist, kann sogar die 2 % Restriktion der Einspeisungen in die Mittelspannungsebene entfallen. Es würde sich also auch die Anschlusskapazität im Mittelspannungsnetz deutlich erhöhen.

Bei regelbaren Ortsnetztransformatoren sind unterschiedliche Steuerungsalternativen denkbar. Grundsätzlich kann zwischen den folgenden technischen Ausprägungen der Steuerungsvarianten unterschieden werden:

⁴¹ Nach A. Hinz und M. Sojer, *Eine Lösung zur wirtschaftlichen Integration von Erneuerbaren Energien*.

Regelung auf Sammelschienenenspannung

In der technisch einfachsten Umsetzung wird die Spannung direkt an der Niederspannungssammelschiene gemessen und durch Steuerung des Transformatorstufenstellers geregelt. Der Transformator muss dafür mit Sensorik zur Spannungsmessung an der Sammelschiene sowie mit einem geeigneten Steuerungsalgorithmus ausgerüstet werden. Eine informationstechnische Anbindung ist in diesem Umsetzungsfall meist nicht erforderlich, da keine Daten an ein Leitsystem oder eine höhere Aggregatorebene versendet oder empfangen werden, so dass der Transformator letztlich auf Basis seiner vorkonfigurierten Regelungsparameter vollständig autark agieren kann.

Regelung auf einem entfernten Knoten im Niederspannungsnetz

Statt der Spannungsmessung und -regelung direkt an der Niederspannungssammelschiene der Ortsnetzstation ist es technisch möglich, die Spannung an einem entfernten Knoten zu regeln. Dazu ist eine entsprechende Sensorik an einem oder mehreren ausgewählten Netzknoten zu installieren, die in dieser Realisierung über eine RTU als Gateway Spannungsdaten an den anfragenden Transformator sendet. Über den Regelungsalgorithmus wird dann der Transformatorstufensteller auf die Sollspannung des entfernten Knotens eingestellt.

Zentrale Steuerung in der Leitstelle des Verteilernetzbetreibers

Anders als in den zuvor genannten Realisierungsvarianten wird die Steuerung der Transformatorstufensteller in dieser Variante nicht durch den Transformator selbst, sondern zentral in der Leitstelle des Verteilernetzbetreibers durch ein System oder den Betriebsführer durchgeführt. Dabei werden alle gemessenen Spannungswerte an die Leitstelle gesendet. Durch Konzentration der Daten und Berücksichtigung aller vorhandenen Transformatoren kann die Spannung im Netz besser als durch die anderen Varianten alleine gesteuert werden, wenn auch zu höheren Kosten bedingt durch die Kommunikation.

Im Rahmen dieser Studie wird eine Regelung der Sammelschienenenspannung des Ortsnetztransformators simuliert, welche die Knotenspannungen im Niederspannungsnetz so stark reduziert, dass es zu keiner Verletzung des oberen Spannungsbandes kommt und damit spannungsbedingter Netzausbaubedarf maximal reduziert wird.

E.5.1.2 Spannungslängsregler

Der Spannungslängsregler (SpLR) beeinflusst die Netzspannung durch das Einprägen einer Spannung mittels eines Längstransformators⁴². Er wird anders als der rONT unabhängig von einem Transformator in das Verteilernetz geschaltet und kann sowohl in der Mittelspannungsebene als auch in der Niederspannungsebene eingesetzt werden.

In Kombination mit einem bestehenden Ortsnetztransformator weist der SpLR eine vergleichbare Funktion wie der rONT auf und kann daher als eine funktionale Aufrüstung aufgefasst werden.

Es können drei unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten des Spannungslängsreglers unterschieden werden:

⁴² D. T. Bülo, „Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen,“ Stuttgart, 2012.

- Spannungsregelung mit Wechselrichtersteuerung;
- Spannungsregelung mit variabler Induktivität;
- Spannungsregelung mit Relais.

Spannungsregelung mit Wechselrichtersteuerung

Der Spannungslängsregler steuert mit Hilfe von leistungselektronischen Bauelementen die induzierte Spannung in einem längsgeschalteten Transformator. Er besitzt keine mechanischen Elemente und kann die Spannung stufenlos in einem Intervall von $\pm 10\%$ der Nennspannung regeln.

Um Spannungsprobleme zu beheben, wird die eingangsseitige Netzspannung durch die auf Mikroprozessoren basierende Regeleinheit erfasst. Die Regeleinheit berechnet die erforderliche Korrekturspannung und steuert auf Basis dieser Berechnung die Wechselrichter an. Im Fehlerfall schließen der Bypass und der eingangsseitige Leistungsschalter den Serientransformator kurz und trennen die Umrichter vom Netz, wodurch die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist. Bei einem Einsatz in der Mittelspannungsebene wird zusätzlich ein Spartransformator eingesetzt, der die erforderliche Eingangsspannung für die Wechselrichter bereitstellt.

Spannungsregelung mit variabler Induktivität

Durch die Variation einer Induktivität wird das Übersetzungsverhältnis in einem längsgeschalteten Transformator beeinflusst. Die Spannung jeder Phase lässt sich in einem Intervall von 8% stufenlos in eine Richtung regeln. Der Spannungslängsregler besteht pro Phase aus einem Autotransformator, einer mit dem Transformator verbundenen variablen Induktivität und einem Steuersystem⁴³. Eine um die erste Achse gewickelte Hauptspule und eine um die zweite Achse gewickelte Steuerspule bilden zusammen mit einem Magnetkern die variable Induktivität.

Spannungsregelung mit Relais

Im Gegensatz zu den vorgehenden Modellen erfolgt die Regelung eines Spannungslängsreglers mit Relais stufenweise und nicht elektronisch. Pro Phase sind sechs Transformatoren in Reihe geschaltet, die einen Regelumfang von $\pm 36\text{ V}$ bzw. $\pm 48\text{ V}$ ($6\text{ V}/8\text{ V}$ pro Transformator) besitzen⁴⁴. Eine Steuerung berechnet die erforderliche Anzahl von den zuzuschaltenden Transformatoren und schaltet diese bei Spannungsabweichungen je nach Bedarf über Schaltschütze zu oder ab.

Der Einsatz dieses Spannungslängsreglers erfolgt derzeit vor allem in der Niederspannungsebene.

E.5.2 Informations- und kommunikationstechnische Realisierung

E.5.2.1 Funktionen zur Spannungshaltung

Für eine Herleitung der Komponenten einer intelligenten Regelung werden an dieser Stelle die Funktionen untersucht, die in verschiedenen Ausgestaltungsvarianten der Spannungsregelung benötigt werden. Dabei unterscheiden sich die Funktionen der intelligenten Regelung am rONT und SpLR komponententechnisch kaum voneinander, weshalb sie gemeinsam betrachtet werden.

⁴³ Magtech, „Magtech Voltage Booster- Stabilising low voltage lines,“ Moss, Norway, 2011.

⁴⁴ WALCHER, „Spannungsprobleme - -Der klassische Einsatz von Netzreglern,“ Eichenzell.

In Anhang 1 sind diese Funktionen im SGAM dargestellt. Die verschiedenen Pfade gehören dabei zu verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten, eine weitere Variante, bei der keinerlei Messdaten extern kommuniziert werden, wird durch die Erfassung und Verarbeitung der Messdaten direkt am rONT beziehungsweise SpLR beschrieben. Die Abbildung fasst entsprechend alle möglichen Varianten in einer Übersicht zusammen.

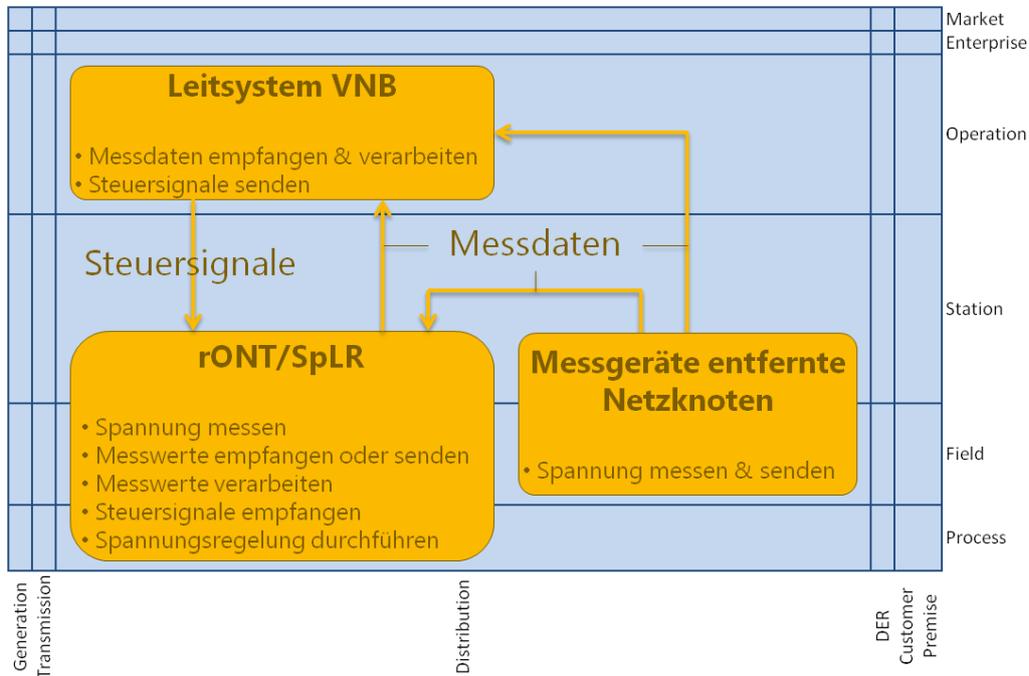


Abbildung 62: Funktionen zur Spannungsregelung

Bei der autarken Regelung (erste Variante) – sowohl für den regelbaren Ortsnetztransformator als auch den Spannungslängsregler – wird die Spannung direkt am Gerät gemessen und auch dort verarbeitet (Feldzone). Darauf aufbauend wird die lokale Regelung durchgeführt. Dies ist die erste Ausgestaltungsvariante, im Rahmen der SGAM-basierten Modellierung (vertiefende Informationen hierzu im Anhang dieser Studie) ist sie auf die Zonen *Process* und *Field* beschränkt.

Die zweite Variante ist die Messung an entfernten Knoten. Hier wird die Spannung zum einen am Gerät (rONT oder SpLR) gemessen und bei der Datenverarbeitung im Gerät genutzt, zum anderen wird die Spannung mit weiteren Sensoren im Netz gemessen und über ein IED an das spannungsregelnde Gerät kommuniziert (Stationszone). Diese Messdaten werden am Gerät verarbeitet und zusammen mit den am Gerät gemessenen Werten werden die Regelwerte am rONT beziehungsweise SpLR berechnet und abschließend die Regelung durchgeführt. Diese Variante erstreckt sich in der SGAM-basierten Modellierung von der Zone *Process* bis zur Zone *Station*.

In der dritten technischen Realisierungsvariante wird ein zentrales Leitsystem als Kontrollinstanz in die Regelung mit einbezogen, das im SGAM in der Zone *Operation* verortet wird. Hier wird die Spannung am Gerät (rONT oder SpLR) gemessen, über ein IED an das Leitsystem kommuniziert, dort mit weiteren Messwerten von Sensoren, regelbaren Ortsnetztransformatoren und Spannungslängsreglern im Feld in einer DMS-Komponente verarbeitet und schlussendlich ein Steuersignal zurück an das Gerät übermittelt, welches den Schaltbefehl auslöst und quittiert.

Beim rONT ist für eine Kostenbewertung zu unterscheiden, ob lediglich Messwerte von weiteren rONT eingebunden werden (nachfolgend Variante III), oder ob auch andere Sensoren und Spannungslängsregler zur Ermittlung einer adäquaten Regelung integriert werden (nachfolgend Variante IV).

Diese verschiedenen informations- und kommunikationstechnisch differenziert zu betrachtenden Realisierungsvarianten lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- Variante I – Autark:
Spannungsmessung und -regelung autark am regelbaren Ortsnetztransformator beziehungsweise Spannungslängsregler.
- Variante II – Netzknoten:
Spannungsmessung an entfernten Knoten im Netz, Eingang und Verarbeitung der Messwerte am regelbaren Ortsnetztransformator beziehungsweise Spannungslängsregler.
- Variante III – Leitsystem:
Spannungsmessung am regelbaren Ortsnetztransformator beziehungsweise Spannungslängsregler, Verarbeitung der Messwerte und Senden des Steuersignals durch das Leitsystem des Verteilernetzbetreibers.
- Variante IV – Leitsystem+:
Spannungsmessung am regelbaren Ortsnetztransformator beziehungsweise Spannungslängsregler sowie zusätzlich an entfernten Knoten im Netz, Verarbeitung der Messwerte und Senden des Steuersignals durch das Leitsystem des Verteilernetzbetreibers.

Von den vier Möglichkeiten zur Einbindung eines rONT ist die autarke die einfachste und in der Regel vollkommen ausreichend.

Je nach Realisierungsvariante werden für die Spannungsregelung durch den rONT und SpLR verschiedene technische (Teil-)Komponenten benötigt. Der rONT und SpLR müssen dabei unabhängig von der Variante immer durch Sensoren die Spannung am Gerät messen und durch einen Stufenschalter die Regelung durchführen können (Basisfunktionalität). Je nach Art und Ort der Datenverarbeitung und Herkunft der zur Regelung genutzten Daten wird darüber hinaus variantenabhängig eine Komponente zur Datenverarbeitung und/oder ein Gateway/IED zur Kommunikation benötigt (variantenspezifische Funktionen). In Abbildung 63 sind die Komponenten in dem spannungsregelnden Gerät je nach Variante dargestellt.

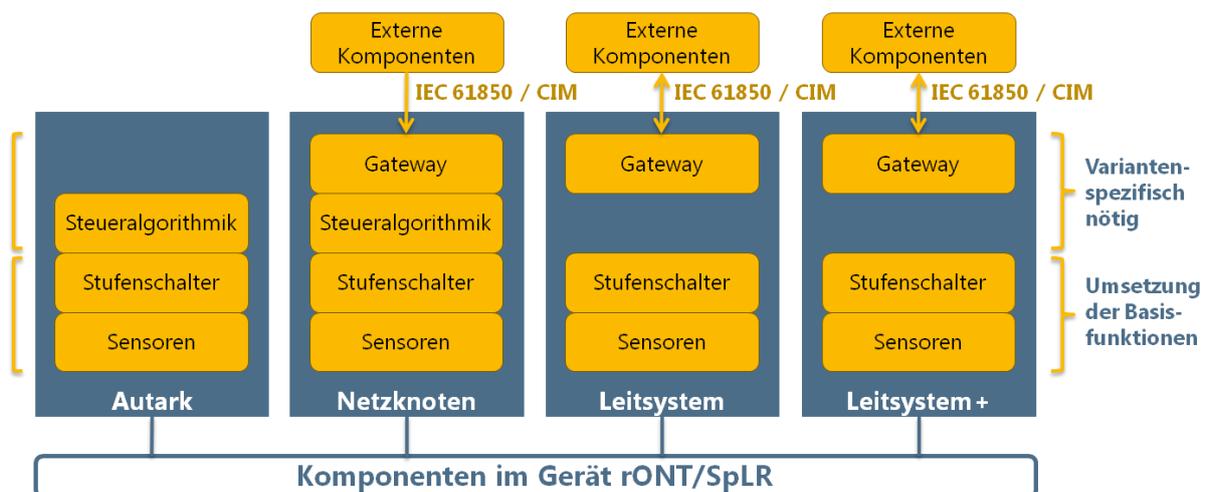


Abbildung 63: Variantenabhängige Komponenten zur Spannungsregelung

Der Hauptkostentreiber beim rONT ist in Bezug auf die Kommunikation in der verwendungsfähigen IKT vor allem die richtige Konfiguration der eingehenden Daten für die Steuerung, nicht jedoch die Bauteile zum Empfangen oder Senden von Daten. Daher werden von den Herstellern der regelbaren Ortsnetztransformatoren meist die Komponenten für alle Varianten verbaut. Dies ermöglicht auch einen späteren Wechsel der Variante ohne den Austausch des Transformators. Die Komponenten eines rONT entsprechen also bereits heute immer denen für die Variante „Netzknoten“ mit der Möglichkeit zum Senden und Empfangen von Daten am Gateway. Dies ist in Abbildung 64 dargestellt.

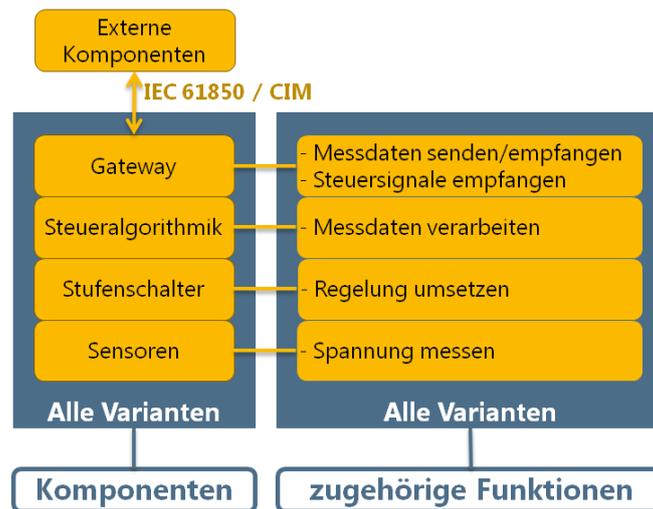


Abbildung 64: Eingebaute Komponenten bei regelbaren Ortsnetztransformatoren

Mit diesen Komponenten kann die Spannung sowohl autark, als auch von einer externen Stelle geregelt werden. Darüber hinaus können Messwerte von außerhalb empfangen und die eigenen Messwerte gesendet werden. Hierfür werden die Datenmodelle und Kommunikationsprotokolle aus der IEC 61850 sowie zumeist das CIM (IEC 61968) unterstützt.

Der rONT unterstützt mit seinen eingebauten Komponenten alle vier Ausgestaltungsvarianten.

In der Ausgestaltungsvariante „Autark“ des regelbaren Ortsnetztransformators und Spannungslängsreglers, bei der die Spannung am Gerät gemessen und geregelt wird, sind mit den in Abbildung 64 dargestellten Komponenten bereits alle für diese Variante nötigen Komponenten vorhanden. In der Ausgestaltungsvariante „Netzknoten“, bei der die Spannungswerte von Sensoren an entfernten Knoten in die Regelung mit einbezogen werden, müssen als weitere Komponenten geeignete Sensoren im Netz installiert werden. Darüber hinaus übermitteln diese Sensoren ihre Messwerte über ein Gateway und einen Kommunikationslink an das spannungsregelnde Gerät. In den Ausgestaltungsvarianten „Leitsystem“ und „Leitsystem+“, bei denen die Regelung an einer zentralen Stelle wie dem Leitsystem des Netzbetreibers erfolgt, ist entsprechend ein Anschluss des spannungsregelnden Gerätes an eine Kommunikationsverbindung erforderlich. Im Leitsystem ist neben dem Gateway als Schnittstelle zum Kommunikationsnetzwerk passende Hardware und (Backend-)Software nötig, um die eingehenden Messwerte zu verarbeiten sowie über eine Netzzustandsvorhersage die im Netz gegebenenfalls erforderliche Regelung zu ermitteln. Eine detaillierte Modellierung aller Ausgestaltungsvarianten als Modellierung im SGAM sowie eine Darstellung der Methodik ist im Anhang 1 zu finden und motiviert.

E.5.2.2 Kosten der informations- und kommunikationstechnischen Realisierung

Ein rONT kostet das Doppelte eines unregulierten Transformators und ermöglicht dafür eine Erhöhung des Toleranzbereichs von 3 % Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz auf 11 % Spannungsanhebung

Darüber hinaus wurden Kosten für rONT und deren informationstechnische Realisierung ermittelt. Diese sind von den dargestellten Ausgestaltungsvarianten abhängig und in Tabelle 16 zusammengefasst. Es wird dabei angenommen, dass ein autarker rONT in etwa das Doppelte eines unregulierten Transformators kostet. Weiter wird aus bisheriger Erfahrung unterstellt, dass der Regelteil als technische IK-Teilkomponente zumeist eine kürzere Lebensdauer als der eigentliche Transformator hat. Die Kosten für diese Komponente entsprechen denen der technischen Mehrausstattung eines regelbaren Transformators gegenüber einem unregulierten Transformator.

In Tabelle 16 sind die Kosten für den rONT mit den zusätzlichen Komponenten je Ausgestaltungsvariante dargestellt. Hierbei fällt auf, dass die Kosten für die anderen Ausgestaltungsvarianten im Vergleich zur autarken Regelung sehr hoch sind. Eine ausführliche Kostenanalyse hat gezeigt, dass der wesentliche Kostentreiber in den Varianten nicht auf einzelne Bauteile zurückzuführen ist, sondern mit dem Projektierungs- und Engineering-Aufwand für die Regelung zusammenhängt. Während in der Variante I „Autark“ lediglich ein Spannungswert gemessen und zur Regelung die Differenz zum vorgegebenen Sollwert ermittelt werden muss, fließen in den Ausgestaltungsvarianten II bis IV mehrere Messwerte in die Berechnung der Regelwerte mit ein. Die Messwerte werden für eine Netzzustandsvorhersage genutzt, die ein explizites Netzmodell erfordert, welches für jedes Netzmodell unterschiedlich ist und entsprechend für jeden Transformator individuell konfiguriert werden muss.

Zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung wird auf einen durchschnittlichen Kostenwert aufgesetzt, der den Mix der jeweiligen Ausgestaltungsvarianten bezogen auf den zu erwartenden Einsatz berücksichtigt. Hierbei wird ein hoher Anteil der Ausgestaltungsvariante I „Autark“ unterstellt, um die Gesamtkosten durch eine entsprechende Einführung mit den anfallenden Kosten zu minimieren. Darüber hinaus hat eine Marktanalyse gezeigt, dass für einen großen Anteil der Verteilernetze der Einsatz nach Variante I zu empfehlen ist, da die Erhöhung des Toleranzbereichs auf 11 % in der Niederspannung für die Integration der Erneuerbaren Energien in dem Verteilernetz in den meisten Fällen vollkommen ausreichend und somit als minimale Grundvoraussetzung zu verstehen ist. Dies trifft für 95 % der Netze zu, in denen ein regelbarer Ortsnetztransformator die Spannungsprobleme in der Niederspannung kostenreduzierend im Vergleich zum konventionellen Netzausbau beheben kann. In bestimmten Ausnahmefällen ist das Potenzial einer zentralen Regelung beziehungsweise einer Berücksichtigung des kompletten Netzmodells hoch genug, um die hohen Kosten gegenüber der autarken Regelung nach Variante I für eine umfangreichere Ausgestaltungsvariante zu rechtfertigen. Dies kann zum Beispiel der Fall sein, wenn durch eine zentrale Regelung und komplette Ausstattung des Mittelspannungsnetzes mit regelbaren Ortsnetztransformatoren eine erhöhte Integration von Erneuerbaren Energien in der Mittelspannung ermöglicht wird, da dann auch der Toleranzbereich für die Mittelspannung erhöht wird (vgl. Kapitel E.5.1.1.).

Ausgestaltungsvariante	Anteil	Kapitalkosten	Betriebskosten	Abschreibungsdauer
I – Autark	95 %	25.500 EUR	500 EUR	Transformator: 40 Jahre Regelteil: 20 Jahre
II – Netzknoten	1 %	50.500 EUR	1.700 EUR	Transformator: 40 Jahre Regelteil: 20 Jahre
III – Leitsystem	3 %	38.500 EUR	2.500 EUR	Transformator: 40 Jahre Regelteil: 20 Jahre
IV – Leitsystem+	1 %	56.000 EUR	3.000 EUR	Transformator: 40 Jahre Regelteil: 20 Jahre
Durchschnittskostenwerte		26.500 EUR	600 EUR	

Tabelle 16: Kosten des regelbaren Ortsnetztransformators nach Ausgestaltungsvarianten (Quelle: Interne Recherche, Expertenbefragung)

Des Weiteren wird auf Basis von Marktbeobachtungen angenommen, dass ein Spannungslängsregler gegenüber einem regelbaren Ortsnetztransformator nur unwesentlich günstiger ist. Dies gilt ebenfalls für den Mehrpreis der Ausgestaltungsvarianten II und III im Vergleich zur Variante I, da bei einer Integration weiterer Messwerte für die Regelung eines Spannungslängsreglers zumeist weniger Messwerte als bei dem Transformator einbezogen werden (vgl. Kapitel E.5.2.1). Somit sind hier die Aufwände für die Konfiguration der Regelung geringer. Die Kosten der einzelnen Ausgestaltungsvarianten des Spannungslängsreglers sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Ausgestaltungsvariante	Anteil	Investitionskosten	Betriebskosten	Abschreibungsdauer
I – Autark	95 %	22.000 EUR	200 EUR	Längsregler: 40 Jahre Regelteil: 20 Jahre
II – Netzknoten	4 %	30.000 EUR	500 EUR	Längsregler: 40 Jahre Regelteil: 20 Jahre
III – Leitsystem	1 %	24.000 EUR	400 EUR	Längsregler: 40 Jahre Regelteil: 20 Jahre
Schnitt		22.300 EUR	210 EUR	

Tabelle 17: Kosten des Spannungslängsreglers nach Ausgestaltungsvarianten (Quelle: Interne Recherche, Expertenbefragung)

Die Marktanalyse hat ergeben, dass die Funktionalitäten eines regelbaren Ortsnetztransformators und Spannungslängsreglers in der minimalen Ausgestaltungsvariante „Autark“ in 95 % der Fälle für den Einsatz vollkommen ausreichend sind. Darüber hinaus sind gerade beim rONT die Kosten für

diese Variante bedeutend geringer als für die anderen Ausgestaltungsvarianten, weshalb diese Variante in den meisten Fällen zu empfehlen ist. Der Einsatz einer anderen Variante kann in stark inhomogenen Teilnetzen und bei sehr hoher EE-Durchdringung von Vorteil sein und dort die Mehrkosten im Vergleich zur autarken Variante durch die umfangreichere Spannungsregelung rechtfertigen. Falls zunächst ein regelbarer Ortsnetztransformator in der Variante „Autark“ in einem Netz eingesetzt wird, im späteren Verlauf der Netzentwicklung jedoch an dieser Stelle eine umfangreichere Ausgestaltungsvariante als sinnvoll erscheint, so erläutert das nachfolgende Kapitel die zusätzlichen Investitionen, die für einen Variantenwechsel nötig sind.

E.5.2.3 Wechsel zwischen Varianten der Spannungsregelung

Häufig ist zu einem Entscheidungszeitpunkt nicht absehbar, wie sich Einspeisung und Last in einem Netz in den Folgejahren oder -jahrzehnten entwickeln wird. Dadurch kann es vorkommen, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt die eine Ausgestaltungsvariante eines spannungsregelnden Betriebsmittels (rONT oder SplR) vorteilhaft erscheint, zu einem späteren Zeitpunkt jedoch eine andere Ausgestaltungsvariante mit mehr Funktionen von größerem Nutzen ist. Deshalb wird in diesem Kapitel erläutert, inwieweit Umrüstkosten bei der Änderung einer Ausgestaltungsvariante in der Spannungsregelung entstehen. Dabei werden hier Abwärtsentwicklungen („Rückbau“), also das Reduzieren der Funktionalitäten ohne Zugewinn neuer Funktionalitäten, nicht betrachtet.

Nachträglicher Wechsel der Ausgestaltungsvariante wird vom rONT unterstützt.

Im vorherigen Kapitel wurde bereits erläutert, dass bei der Spannungsregelung die Geräte von Anbietern heutzutage bereits so hergestellt werden, dass sie alle Ausgestaltungsvarianten unterstützen. Wird also in einem Netz die Spannung bereits mit einem rONT oder SplR geregelt und soll an dieser Stelle eine andere Variante der Regelung als zuvor genutzt werden, so muss das Gerät selbst nicht ausgetauscht werden, da es technisch bereits alle (Steuerungs-)Varianten unterstützt. In Abbildung 65 sind die Funktionen der Spannungsregelung ihren jeweiligen Varianten zugeordnet.

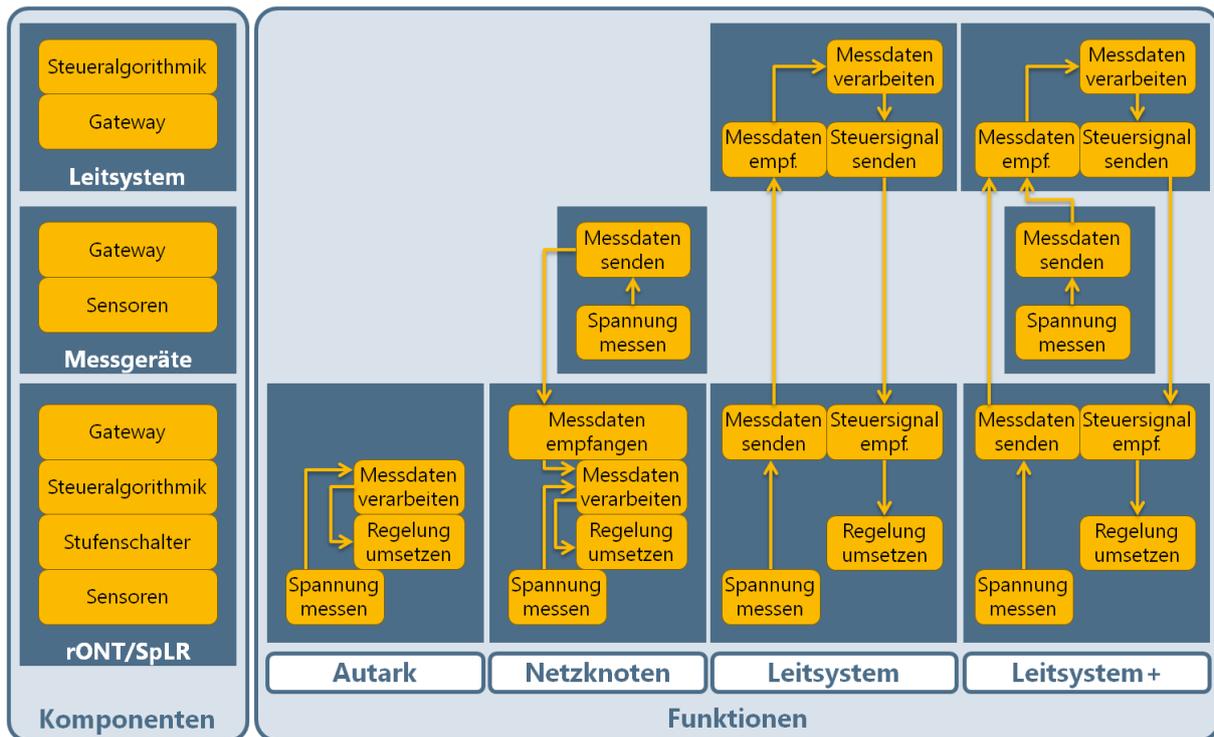


Abbildung 65: Zuordnung der Funktionen in der Spannungsregelung zu den Ausgestaltungsvarianten

Als erstes wird die Variante I „Autark“ als bereits im Netz installierte Variante betrachtet. Soll an deren Stelle eine der anderen drei Varianten (II, III und IV) umgesetzt werden, so kann das bestehende Gerät komplett übernommen werden. Die Umrüstkosten zu der umfangreicheren Variante entstehen dadurch, dass zusätzliche Komponenten im Netz oder Leitsystem eingebaut werden müssen und der Regelalgorithmus individuell anzupassen ist. Das spannungsregelnde Gerät mit dem Stufenschalter, den Sensoren, der Steueralgorithmik und der Schnittstelle nach außen ist in jeder Ausgestaltungsvariante gleich. Da allein diese Komponenten bereits die Variante I der autarken Regelung realisieren, bestehen die Varianten II, III und IV immer aus der Variante I und einem variantenspezifischen Mehraufwand, weshalb eine Umstellung von der autarken Variante I auf eine der anderen Varianten keine Zusatzinvestitionen im Vergleich zu einer direkten Umsetzung der höheren Variante bedeutet.

Die Ausgestaltungsvarianten II „Netzknoten“ und III „Leitsystem“ sind bis auf das spannungsregelnde Gerät komplett unterschiedlich: In der Variante II „Netzknoten“ werden Messwerte von entfernten Netzknotten in die Regelung mit einbezogen, das Leitsystem ist hier jedoch überhaupt nicht involviert. In der Variante III „Leitsystem“ hingegen erfolgt die Regelung über das Leitsystem, es werden in die Regelung jedoch höchstens die Messwerte anderer Geräte einbezogen, nicht jedoch Messwerte von entfernten Netzknotten im unterlagerten Netz. Entsprechend ist die einzige Gemeinsamkeit der Varianten II und III der rONT beziehungsweise Spannungslängsregler, die zusätzlichen Komponenten der Varianten sind disjunkt. Ebenso können die Konfigurationsaufwände bei einem Wechsel zwischen den Varianten II und III in beiden Richtungen nicht wieder verwendet werden, da die Regelung zum einen an verschiedenen Stellen erfolgt, nämlich in Variante II „Netzknoten“ am Gerät und in Variante III „Leitsystem“ im Leitsystem. Zum anderen basiert die State Estimation bei Variante II „Netzknoten“ auf einem Netzmodell des unterlagerten Netzes, Variante III „Leitsystem“ integriert dagegen die Messwerte von weiteren spannungsregelnden Geräten und basiert entsprechend auf einer State Estimation des vorgelagerten Netzes.

Statt eines Wechsels zwischen den Varianten „Netzknoden“ und „Leitsystem“ in beliebiger Richtung empfiehlt sich stattdessen bei Bedarf ein Aufrüsten zur umfangreichsten Variante IV „Leitsystem+“, welche die Varianten „Netzknoden“ und „Leitsystem“ vereint und bereits getätigte Investitionen in Systeme der vorigen Variante wieder verwerten kann. Es wird bei einem Wechsel von „Netzknoden“ oder „Leitsystem“ zu „Leitsystem+“ zwar zu zusätzlichen Umrüstkosten im Vergleich zu einer direkten Umsetzung der Variante „Leitsystem+“ kommen, da Konfigurationen neu angepasst werden müssen und die getätigten Aufwände in die bisherige Konfiguration nicht komplett wieder verwendet werden können. Dieser Zusatzaufwand bleibt jedoch in einem vertretbaren Rahmen, da der rONT an sich bereits die Hälfte der Kosten für die Variante Leitsystem+ ausmacht und ein weiteres Viertel die Kosten für die zusätzlichen Messgeräte sind.

Ein Variantenwechsel von „Netzknoden“, „Leitsystem“ und „Leitsystem+“ zur Variante „Autark“ sowie von „Leitsystem+“ zu einer beliebigen anderen ist nicht zu empfehlen, da dies eine Reduzierung der Funktionalitäten bedeutet. Abbildung 66 fasst die empfohlenen Variantenwechsel in einer Übersicht zusammen.

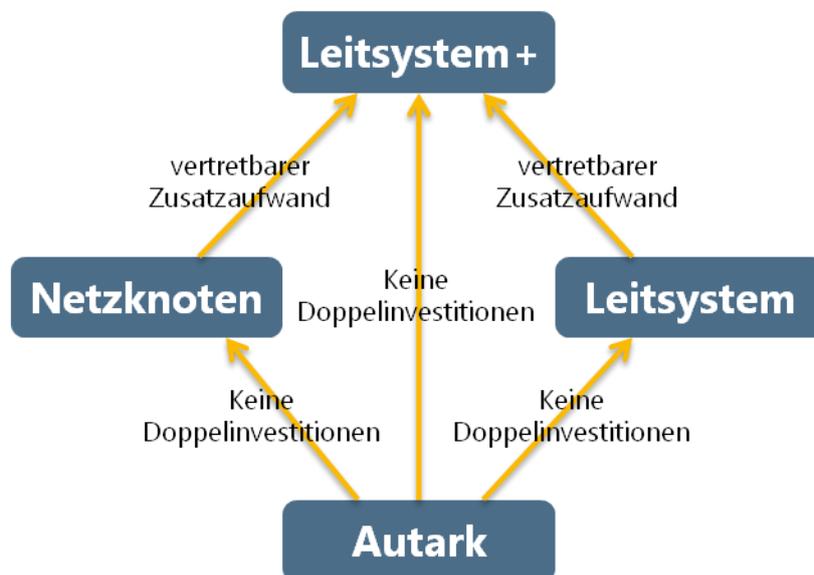


Abbildung 66: Empfohlene Nachrüstmöglichkeiten der technischen Varianten bzgl. rONT und SplR

Ein Wechsel zwischen „Netzknoden“ und „Leitsystem“ ist nicht zu empfehlen, da diese Varianten bis auf das spannungsgebundene Gerät keine Gemeinsamkeiten haben.

Aus den Untersuchungen lässt sich zusammenfassend ableiten, dass ein nachträglicher Wechsel der Ausgestaltungsvariante keine vollständigen Doppelinvestitionen bedeutet. Wird als erstes die Variante I „Autark“ an einem rONT oder SplR umgesetzt, ergeben sich bei einer nachträglichen Erweiterung keine nennenswerten Zusatzaufwände im Vergleich zu einer direkten Umsetzung der späteren Variante. Die höchsten Zusatzaufwände ergeben sich bei einem nachträglichen Wechsel zwischen der Variante II „Netzknoden“ und III „Leitsystem“ in beide Richtungen. Es ist daher bei netzseitigen Nachrüstbedarf ein Wechsel in die Variante IV „Leitsystem+“ zu empfehlen, da dann bei einer Umrüstung die bereits umgesetzten Funktionen der Variante II beziehungsweise III zum Teil in der Variante IV wieder verwertet werden können, bei einem Wechsel zwischen II und III nicht.

E.5.3 Reduktion des Netzausbaubedarfs durch intelligente Technologien

Eine Regelung des Übertragungsverhältnisses von Ortsnetztransformatoren kann den benötigten Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene signifikant reduzieren, da der Ausbaubedarf in der Niederspannungsebene hauptsächlich durch Spannungsbandverletzungen getrieben ist. Zur Ermittlung der optimalen Durchdringung von regelbaren Ortsnetztransformatoren sind in dieser Studie eine Vielzahl an Szenarien und Durchdringungen untersucht worden.

Der Einsatz eines Spannungslängsregler ist vor allem dort vorteilhaft, wo sich die installierte Leistung von EE-Anlagen sehr ungleichmäßig auf die Abgänge eines Niederspannungsnetzes verteilt. Eine Regelung der Sammelschienenspannung und damit gleichmäßige Spannungsreglung aller Abgänge durch einen regelbaren Ortsnetztransformator würde dafür eventuell nicht ausreichend sein. Die notwendige Anzahl der Spannungslängsregler bei einem umfänglichen Einsatz entspricht dabei mindestens der Anzahl an notwendigen rONTs. Da in den vorliegenden Simulationen der spannungsbedingte Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene nahezu vollständig durch rONTs substituiert werden kann, wurde von der Simulation von Spannungslängsreglern abgesehen.

Abbildung 67 zeigt die Auswirkung regelbarer Ortsnetztransformatoren auf den Netzausbaubedarf in Verteilernetzen in Deutschland. Dabei wurde für alle Modellnetzklassen in jeder Iteration der Monte-Carlo Simulation geprüft, ob Spannungsbandverletzungen vorliegen und gegebenenfalls ein regelbarer Ortsnetztransformator in der Ortsnetzstation unterstellt. Es wurden alle Simulationen mit verschiedenen Grenzleistungen als Bedingung für den Zubau eines rONTs durchgeführt, sodass erst ein rONT installiert wird, wenn der Niederspannungsabgang mit Spannungsbandverletzung eine gewisse installierte Leistung überschreitet. Von einem umfänglichen rONT-Ausbau wird gesprochen, wenn diese Grenzleistung 0 kW entspricht, also in jedem Abgang mit Spannungsbandverletzung ein rONT installiert wird. Dieses Vorgehen ermöglicht es, den Einfluss der Durchdringung von rONT auf den Netzausbau bestimmen zu können.

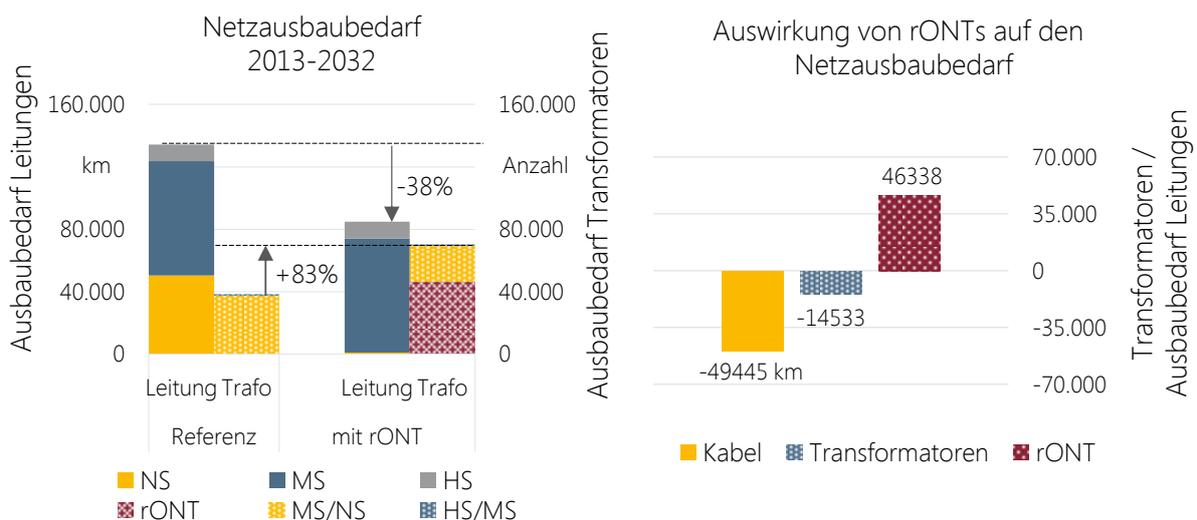


Abbildung 67: Auswirkung eines umfänglichen rONT Einsatzes auf den Netzausbaubedarf bis 2032 (Szenario „EEG 2014“)

Durch den umfänglichen rONT-Zubau kann der Netzausbau in der Niederspannung nahezu vollständig vermieden werden. In diesem Fall müssen 8,4 % aller Ortsnetztransformatoren – oder 46.338 Stück – regelbar ausgestattet sein.

Es wird deutlich, dass sich die Wirkung des regelbaren Ortsnetztransformators auf die Niederspannungsebene beschränkt. Dort kann ein Ausbau von 49.445 km Kabellänge eingespart werden. Dies entspricht einer Reduktion von ca. 38 % des ohne regelbaren Ortsnetztransformator erforderlichen Leitungsaubaus in deutschen Verteilernetzen aller Spannungsebenen. Der Netzausbau in der Niederspannungsebene wird durch den Einsatz des rONT fast vollständig vermieden.

Darüber hinaus kann auch konventioneller Transformatorzubau eingespart werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass teilweise in ländlichen Netzgebieten kleine Ortsnetztransformatoren durch rONT mit standardisierten und größeren Scheinleistungen ersetzt werden.

Demgegenüber steht jedoch ein Zubau von 46.338 regelbaren Ortsnetztransformatoren, was einer Durchdringung von ca. 8,4 % in Deutschland entspricht. Selbst bei Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren in allen Netzen mit Spannungsproblemen ist damit bei weitem nicht in jedem Niederspannungsnetz in Deutschland ein regelbarer Ortsnetztransformator notwendig, sondern nur in einem einstelligen Prozentbereich. Diese Netze sind vor allem in ländlichen Netzbereichen zu finden.

Die Auswirkung einer geringeren Durchdringung regelbarer Ortsnetztransformatoren auf den Netzausbaubedarf in deutschen Verteilernetzen wurde ebenfalls untersucht. Die Ergebnisse können Abbildung 68 entnommen werden.

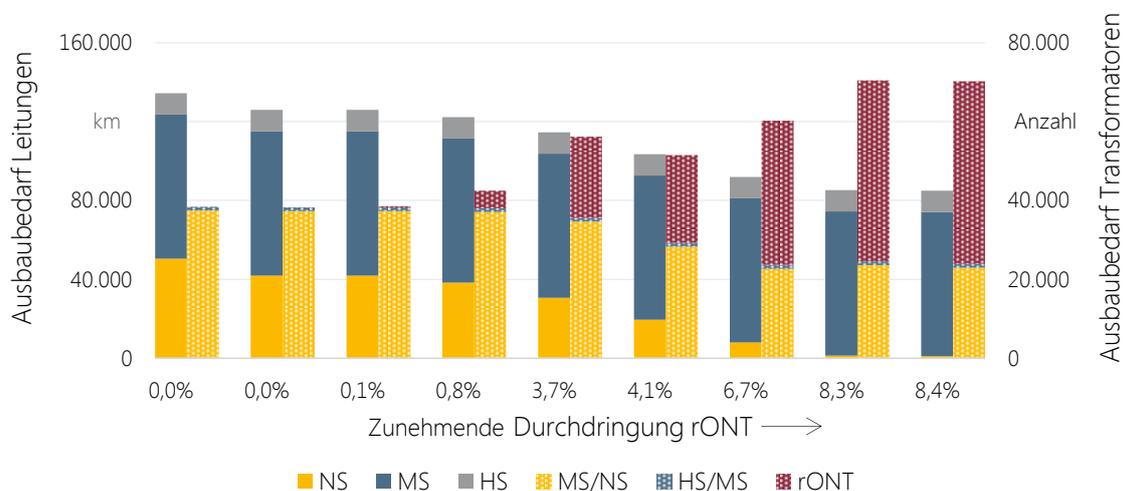


Abbildung 68: Auswirkung eines nicht umfänglichen rONT-Ausbaus auf den Netzausbaubedarf in deutschen Verteilernetzen (Szenario „EEG 2014“)

Es zeigt sich, dass mit zunehmender Anzahl von regelbaren Ortsnetztransformatoren der Ausbaubedarf der Niederspannungsebene fast vollständig substituiert werden kann. Bei einem geringeren als umfänglichen rONT-Ausbau nehmen die Einsparungen des Netzausbaus nahezu linear ab. Insgesamt lassen sich zwei gegenläufige Effekte beobachten. Mit wachsender Anzahl der rONT nimmt der Netzausbaubedarf ab. Gleichzeitig nimmt allerdings der Bedarf an zusätzlichen Transformatoren zu.

Bewertet man diese beiden gegenläufigen Entwicklungen finanziell, so kann man feststellen, dass die Reduktion der Kosten durch den Netzausbau bei steigendem rONT-Ausbau höher ausfällt als die zusätzlichen Kosten durch die Umspannebenen. Das Kostenminimum wird bei umfänglichem rONT-Ausbau erreicht.

Die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten, die im Szenario „EEG 2014“ bei einer Durchdringung mit rONT von 8,4 % entstehen, sind in Abbildung 69 im Vergleich mit den Zusatzkosten beim konventionellen Netzausbau dargestellt.

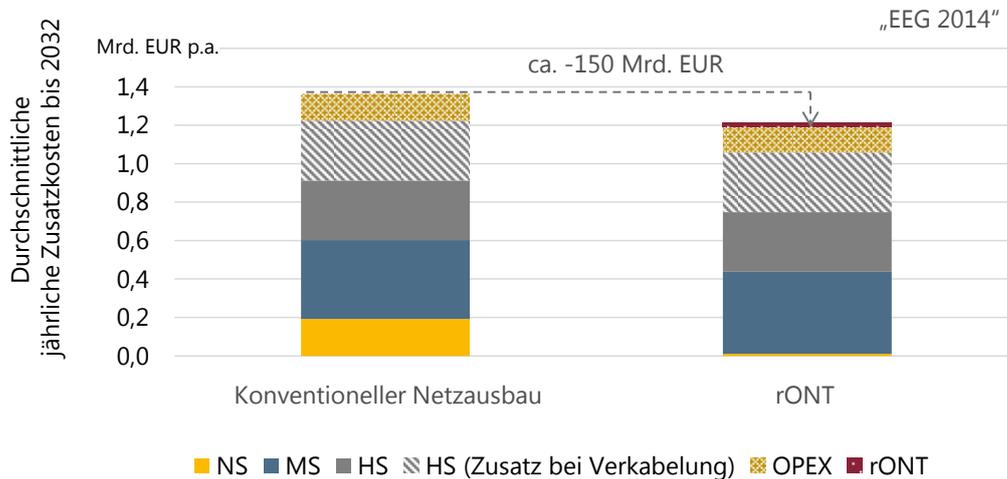


Abbildung 69: Durchschnittliche jährliche Kosten bei einer Durchdringung mit regelbaren Ortsnetztransformatoren von 8,4 % (Szenario „EEG 2014“)

Die höchsten Kosteneinsparungen werden bei umfänglichem rONT-Ausbau erreicht und führen zu einer Reduktion der durchschnittlichen jährlichen Kosten um knapp 10 %.

Durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren können Einsparungen der durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten von bis zu 10 % erreicht werden. Das Investitionsvolumen sinkt verglichen mit dem konventionellen Netzausbau im gleichen Zeitraum um knapp 15 %. Verglichen mit dem Erzeugungsmanagement führt der Einsatz des rONT zu einer deutlich niedrigeren Absenkung des Investitionsvolumens (mehr als 40 % beim Erzeugungsmanagements) und zu einer niedrigeren Absenkung der durchschnittlichen jährlichen Kosten (knapp 20 % beim Erzeugungsmanagement).

Die Betriebskosten machen beim Einsatz des rONT einen Anteil von ca. 13 % an den durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten aus, während beim Erzeugungsmanagement knapp ein Drittel für Betriebskosten aufgewendet werden muss. Das liegt insbesondere an den hohen Kosten für die Ersatzbeschaffung für die abgeregelte Energie beim Erzeugungsmanagement.

E.6 Kombination innovativer Planungskonzepte

E.6.1 Untersuchte Kombinationen

E.6.1.1 Technische Ausgestaltung

Die Simulationen zeigen, dass der konventionelle Netzausbaubedarf durch intelligente Maßnahmen reduziert werden kann. Die Auswirkungen wurden in den vorangegangenen Kapiteln für jede intelligente Lösung einzeln diskutiert. In diesem Kapitel soll untersucht werden, inwieweit die im Netz verursachten Kosten zur Integration von EE-Anlagen durch eine Kombination der Maßnahmen weiter reduziert werden können.

Von den untersuchten Maßnahmen tragen vor allem das Erzeugungsmanagement und der Einsatz des rONT zur Einsparung des Netzausbaus bei. Das erweiterte Blindleistungsmanagement und das netzdienliche Lastmanagement sind deutlich weniger effektiv. Es wird deshalb untersucht, ob nicht vor allem durch eine Kombination aus Erzeugungsmanagement und rONT weitere Einsparungen zu erzielen sind.

Als Ausgangspunkt für eine sinnvolle Kombination von Erzeugungsmanagement und rONT werden die folgenden Festlegungen getroffen:

- Zunächst wird das Erzeugungsmanagement eingesetzt und anschließend versucht, den verbleibenden Netzausbaubedarf durch den Einsatz von rONT weiter zu senken.
- Beim Erzeugungsmanagement in der Netzplanung wird eine kostenoptimale Ausgestaltung mit einer Abregelung von 3 % der jährlichen Einspeisung je Windkraft- und PV-Anlagen berücksichtigt.
- In der vorliegenden Variante wird dort ein regelbarer Ortsnetztransformator zugebaut, wo Verletzungen von Spanningskriterien im Niederspannungsnetz vorliegen. In Kombination mit Erzeugungsmanagement ist eine geringere Anzahl an rONT im Gegensatz zum Einsatz des rONT ohne vorheriges Erzeugungsmanagement zu erwarten.

Im weiteren Verlauf wird geprüft, ob eine Änderung der Einsatzreihenfolge, d.h. zunächst ein Netzausbau mit rONT und dann der Einsatz des Erzeugungsmanagements, eine weitere Reduktion des Netzausbaus ermöglicht.

E.6.1.2 Synergiepotenziale bei der IKT

Durch den Einsatz intelligenter Technologien an verschiedenen Stellen ergeben sich Potenziale, durch eine entsprechende Vernetzung Teile verschiedener Technologien gemeinsam zu nutzen. Dies bedeutet neben einer Komplexitäts- und Kostenreduktion zwar ein steigendes Ausfallrisiko durch die stärkere Vernetzung, mit zunehmender Vernetzung wird der Anstieg dieses Risikos jedoch geringer, da stark vernetzte und an verschiedenen Stellen eingesetzte Systeme auch verstärkt evaluiert werden.

Innerhalb dieser Studie wurde zur Modellierung der netzdienlichen IKT sowie ihrer jeweiligen Teilkomponenten das so genannten Smart Grid Architecture Model (SGAM) herangezogen. Detaillierte Informationen zum SGAM sowie die Modellierungen jedes einzelnen Lösungsansatzes auf allen fünf Ebenen im SGAM finden sich im Anhang 1.

Die Synergien der einzelnen netzdienlichen IKT-Lösungen können über die Funktionsebene im SGAM hergeleitet werden. In Abbildung 70 wurden alle betrachteten Funktionen zur

Spannungsregelung, zum Erzeugungs- und zum Lastmanagement auf einer SGAM-Ebene zusammengefasst und zur besseren Übersicht nur die Funktionen dargestellt, die mit Funktionen von außerhalb des Akteurs interagieren und somit Synergiepotenziale beherbergen.

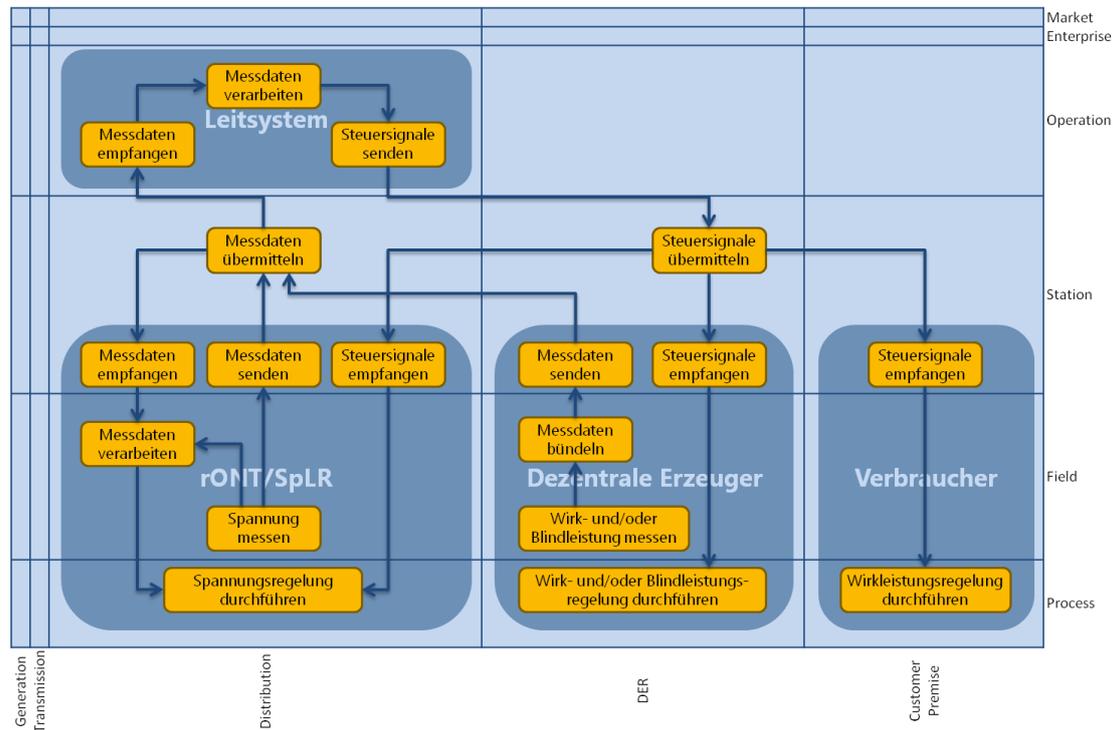


Abbildung 70: Zusammenhängende Funktionen aller Lösungen im SGAM

■ Synergien beim kombinierten Einsatz von rONT und Spannungslängsreglern

Als erstes werden die Synergiepotenziale bei den spannungsregelnden Geräten, also rONT und Spannungslängsregler, untersucht. Die erste Ausgestaltungsvariante ist hier jeweils die Variante „Autark“, bei der alle nötigen Funktionen am Gerät realisiert werden und somit keine Synergiepotenziale bestehen. Bei der zweiten Ausgestaltungsvariante „Netzknoten“, bei der Messdaten von entfernten Knoten in die Regelung mit einbezogen werden, werden am spannungsregelnden Gerät die folgenden Funktionen realisiert: Spannung messen, (externe) Messdaten empfangen, Messdaten verarbeiten und Spannungsregelung durchführen. Normalerweise empfängt das Gerät die Messdaten von Sensoren an entfernten Netzknoten. Kapitel E.5.2 wird dargestellt, dass auch von Spannungsreglern und dezentralen Erzeugern Messdaten gesendet werden können.

Dies geschieht bei Spannungsreglern in den Varianten III und IV sowie bei dezentralen Erzeugern, wenn diese ihre aktuellen Einspeisewerte an den Netzbetreiber kommunizieren sollen. Diese Messdaten werden dabei eigentlich an das Leitsystem kommuniziert. Werden diese Messdaten jedoch darüber hinaus an das spannungsregelnde Gerät in der Ausgestaltungsvariante II gesendet, so können sie hier ebenfalls verarbeitet und in die Regelung integriert werden. In diesem Fall ersetzen die integrierten Spannungsregler und dezentralen Erzeuger entsprechende Sensoren an entfernten Knoten im Netz.

In der Ausgestaltungsvariante III „Leitsystem“ senden der Spannungsregler rONT und SpLR ihre Messdaten an das Leitsystem und empfangen von diesem wiederum ein Steuersignal. Im

Leitsystem werden dabei bezogen auf den rONT nur Messdaten von weiteren rONT empfangen, um somit eine optimierte Regelung in Hinblick auf das vorgelagerte Mittelspannungsnetz zu erzielen. Werden in die Regelung weitere Messwerte aus dem Netz einbezogen, so entspricht dies der Ausgestaltungsvariante IV „Leitsystem+“. In der Ausgestaltungsvariante IV ergibt sich das Synergiepotenzial wieder aus der Herkunft der Messdaten für die Regelung. Es können wie auch zuvor in Variante II die Messwerte weiterer Spannungsregler und dezentraler Erzeuger in die Regelung integriert werden, sofern bei diesen bereits eine Kommunikation der Messwerte nach außen vorgesehen ist. Sie ersetzen wie auch in den anderen Varianten die Sensoren an entfernten Knoten im Netz.

■ Synergien beim kombinierten Einsatz von rONT und Erzeugungsmanagement

Beim Erzeugungsmanagement an dezentralen Erzeugungsanlagen wird die nötige Steuerung wieder zentral im Leitsystem des Netzbetreibers ermittelt. Hierfür werden zum Teil aktuelle Einspeisewerte von dezentralen Erzeugern an den Netzbetreiber kommuniziert. Benötigt der Netzbetreiber mehr Informationen aus dem Netz, um die Abregelung von Anlagen zu optimieren, so muss er im Netz selbstständig Sensoren für die State Estimation installieren. Für die State Estimation kann er aber auch die Messwerte von seinen Spannungsreglern integrieren, sofern diese an ihn gesendet werden (Variante III und IV). Ist darüber hinaus ein Spannungsregler in der Ausgestaltungsvariante II in seinem Netz vorhanden, so können die Messdaten der dazugehörigen Sensoren im Netz auch zusätzlich an das Leitsystem kommuniziert und für das Erzeugungsmanagement genutzt werden.

Für ein Lastmanagement erhält der Netzbetreiber in der Regel keinerlei aktuelle, standardisierte Messwerte von den Verbrauchern und muss die für die Steuerung nötigen Messdaten komplett anders beschaffen. Hier können wieder Messwerte von Spannungsreglern in den Ausgestaltungsvarianten III und IV sowie aktuelle Einspeisewerte von dezentralen Erzeugern genutzt werden, sofern diese vorhanden sind. Des Weiteren können Sensoren an Netzknoten in die Regelung integriert werden, sofern diese durch einen Spannungsregler in der Ausgestaltungsvariante II bereits existieren. Ansonsten und im Fall von zu wenig Messpunkten muss der Netzbetreiber zusätzliche Sensoren im Netz für die Funktion der State Estimation installieren.

Zusammenfassend basieren Synergiepotenziale vor allem auf einer Mehrfachnutzung von Kommunikationsinfrastrukturen und einheitlichen Messdaten. Die Nutzung dieser Synergien führt zu einer Komplexitätsreduktion, da einzelne Betriebsabläufe nicht doppelt über parallele Infrastrukturen erfolgen und einzelne Komponenten mehrfach genutzt werden können.

Durch die Reduktion der Komplexität sinken auch die Kosten, dagegen steigt jedoch die Anfälligkeit der Systeme, da einzelne Komponentenausfälle bei miteinander vernetzten Technologien mehrere dieser Technologien betreffen können. Das Risiko steigt zwar mit jeder zusätzlichen Vernetzung, der Anstieg selbst wird jedoch immer geringer, da stark vernetzte Systeme mit mehreren Anwendungsfällen mehr geprüft und evaluiert werden als allein stehende Technologien. Durch eine zunehmende Vernetzung des Energiesystems lassen sich darüber hinaus weitere neue Rollen und Geschäftsmodelle entwickeln, die durch die Migrationspfade in Anhang 2 betrachtet werden.

E.6.2 Reduktion des Netzausbaubedarfs durch eine Kombination der Maßnahmen

Abbildung 71 zeigt das Einsparpotenzial beim Netzausbau durch den kombinierten Einsatz von Erzeugungsmanagement und rONT für die drei zugrundeliegenden Szenarien.

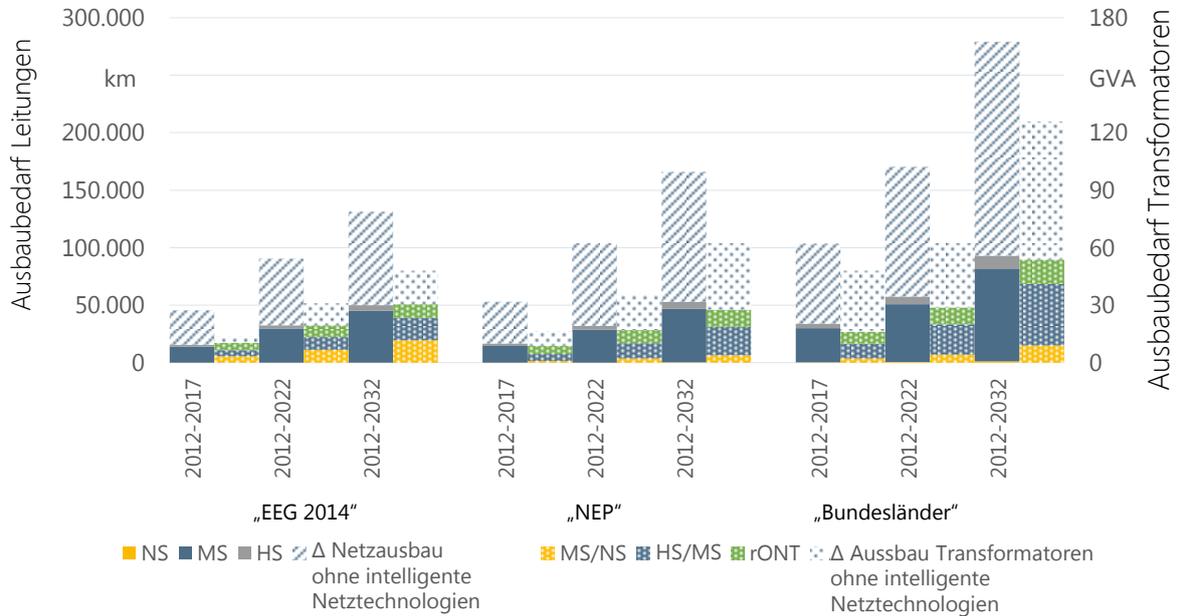


Abbildung 71: Reduzierung des Netzausbaubedarfs bei kombiniertem Einsatz intelligenter Netztechnologien

Durch den kombinierten Einsatz von Erzeugungsmanagement und rONT können Infrastrukturmaßnahmen in Höhe von über 60 % eingespart werden.

Bei Anwendung der beschriebenen Netztechnologien verringert sich der notwendige Netzausbaubedarf im Szenario „EEG 2014“ von 131.317 km auf rund 57.427 km. Dies entspricht einer Einsparung von mehr als 55 %. Darüber hinaus müssen Transformatorkapazitäten in Höhe von nur 30.407 MVA, einschließlich 7.144 MVA an rONT, installiert werden. Im Vergleich zum konventionellen Netzausbau werden so rund 36 % der zu installierenden Transformatorkapazitäten eingespart. Bei dieser Kombination wird sowohl der Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene fast vollständig eliminiert, als auch signifikante Einsparungen in der Mittelspannungsebene ermöglicht.

Alternativ könnten die Maßnahmen auch so kombiniert werden, dass zunächst dort ein rONT zugebaut wird, wo Spannungsverletzungen auftreten und dann erst das Erzeugungsmanagement zur Vermeidung verbleibender Ausbaumaßnahmen eingesetzt wird. Durch dieses Vorgehen könnte die abgeregelte Einspeisung aus EE-Anlagen reduziert werden. In Abbildung 72 ist der Einfluss auf den Netzausbau, die abgeregelte Energie und die Anzahl der erforderlichen rONT für beide Kombinationsmöglichkeiten für das Szenario „EEG 2014“ dargestellt.

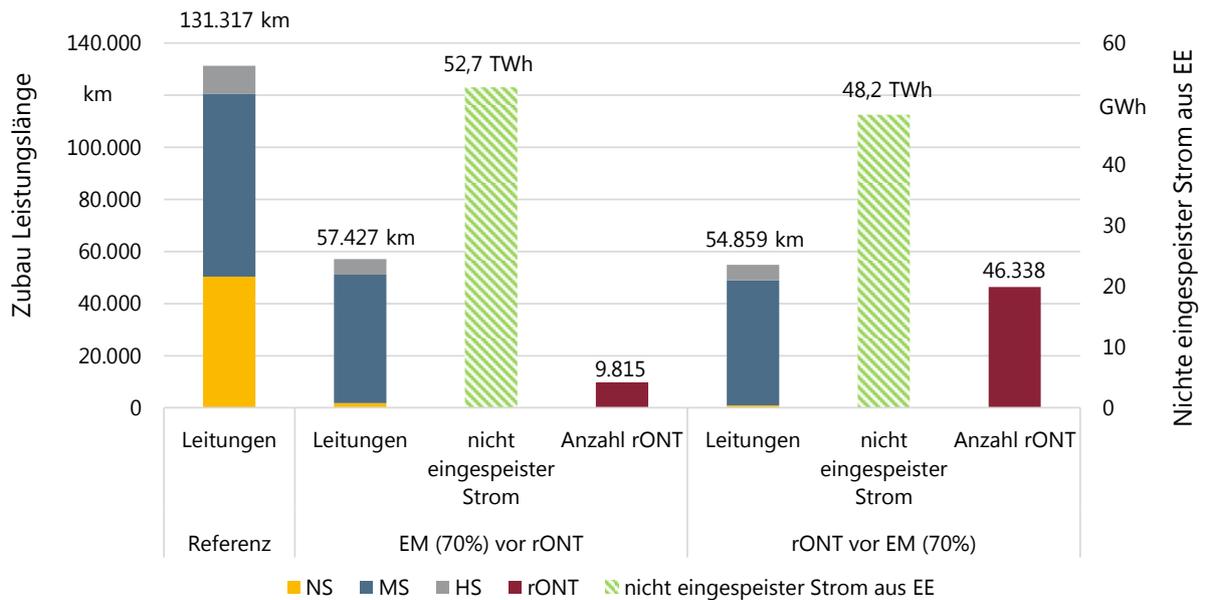


Abbildung 72: Vergleich der beiden Kombinationsmöglichkeiten von Erzeugungsmanagement und regelbaren Ortsnetztransformatoren (Szenario „EEG 2014“)

Durch den Vergleich der beiden Kombinationsmöglichkeiten erkennt man, dass ein prioritärer Ausbau der rONT zu einem geringfügig niedrigeren Netzausbau führt. Auch die Menge der abgeregelten Energie ist gegenüber einem prioritären Einsatz des Erzeugungsmanagements um ca. 12 % geringer. Der Anteil der erforderlichen rONT ist allerdings deutlich höher. Anstelle von knapp 10.000 rONT im Fall des prioritären Erzeugungsmanagements sind über 45.000 rONT erforderlich.

Durch eine Ergänzung des Erzeugungsmanagement in der Netzplanung mit dem Einsatz von rONT kann der spannungsbedingte Netzausbau in der Niederspannungsebene nahezu vollständig vermieden werden. Dazu müssen lediglich 1,8 % aller Ortsnetztransformatoren regelbar sein.

In Abbildung 73 werden die durchschnittlichen jährlichen Kosten der Referenz, bei Anwendung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung und in Kombination mit rONT dargestellt. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten sind hierbei analog zu den vorangegangenen Kapiteln das Ergebnis einer Mittelwertbetrachtung der jährlichen kalkulatorischen und aufwandsgleichen Kosten bis in das Jahr 2032.

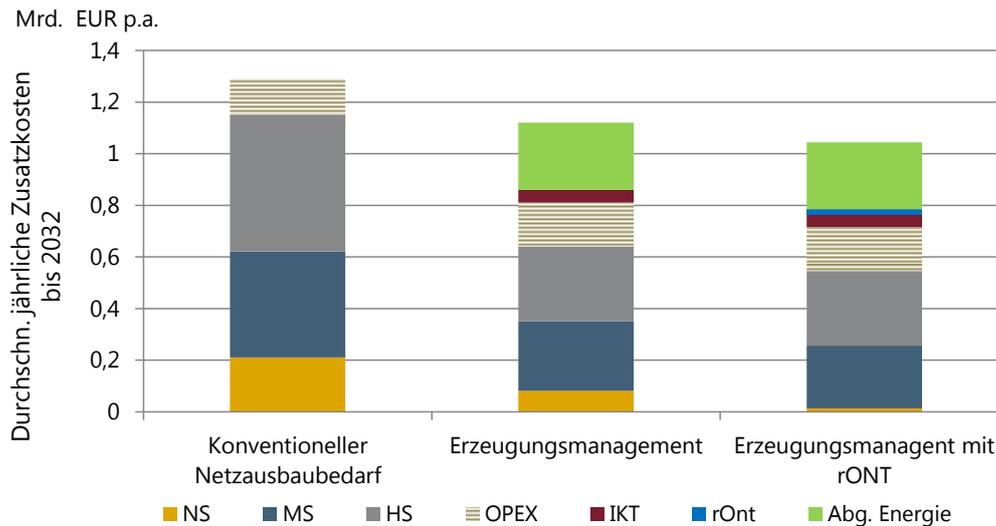


Abbildung 73: Jährliche Kosten bei Kombination von Erzeugungsmanagement und rONT bis 2032 im Vergleich zur Referenz (Szenario „EEG 2014“)

Wenn das Erzeugungsmanagement prioritär eingesetzt wird und rONT nur zur Reduktion des verbleibenden spannungsgetriebenen Netzausbaubedarfs eingesetzt wird, können bis 2032 die durchschnittlichen jährlichen Kosten um bis zu 20 % reduziert werden.

Im direkten Vergleich der jährlichen Zusatzkosten der jeweiligen Netzebenen fällt auf, dass nicht nur 94 % der jährlichen Kosten in der Niederspannungsebene, sondern auch 44 % in der Mittel- und 57 % in der Hochspannungsebene gegenüber der jeweiligen Kostenposition im Fall des konventionellen Netzausbaus eingespart werden können. Verglichen mit dem ausschließlichen Einsatz von rONT können damit durch die Kombination mit Erzeugungsmanagements vor allem Einsparungen in den Mittel- und Hochspannungsnetzen erzeugt werden. Dazu reicht es aus, wenn 1,8 % der Ortsnetztransformatoren regelbar sind.

Der prioritäre Einsatz von rONT kann zwar dazu dienen, die abgeregelte Energie zu reduzieren. Allerdings können die Einsparungen bei der abgeregelten Energie nicht die Kosten der zusätzlichen rONT kompensieren, selbst wenn die abgeregelte Energie mit 100 EUR/MWh bepreist wird. Die Investitionsentscheidung bezüglich der regelbaren Ortsnetztransformatoren ist allerdings von der vorherrschenden Netzsituation abhängig und somit im Fall eines vorgelagerten Erzeugungsmanagements weitaus weniger kritisch als im Fall eines nachgelagerten Erzeugungsmanagements.

Die zeitliche Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten der optimalen Kombinationslösung ist in Abbildung 74 dem Kostenverlauf beim konventionellen Netzausbau gegenübergestellt.

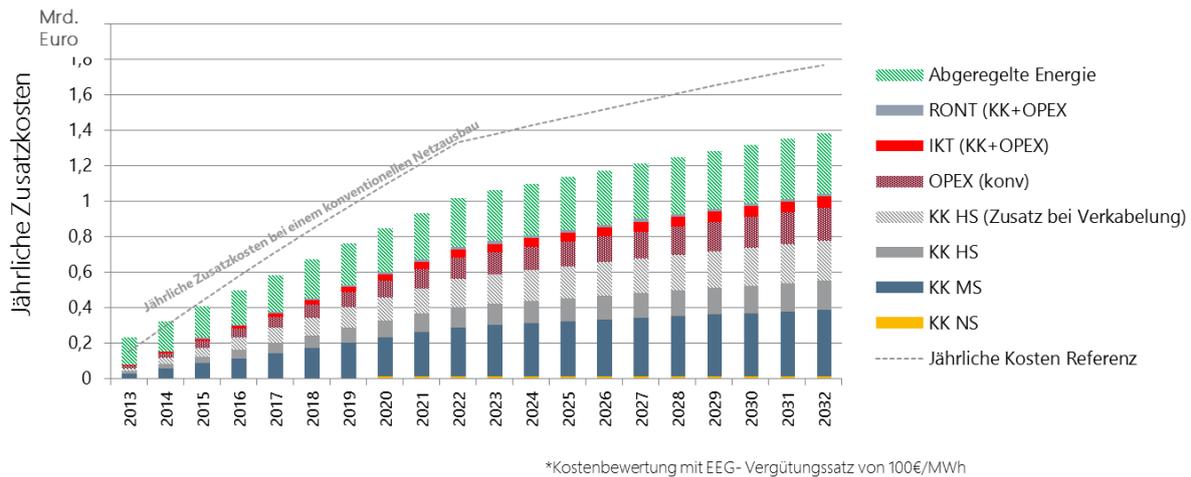


Abbildung 74: Gegenüberstellung jährlicher Kosten der Referenz und des Kombinationsansatzes eines Erzeugungsmanagements mit dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren

Die jährlichen Zusatzkosten im Jahr 2032 können durch den kombinierten Einsatz von Erzeugungsmanagement und rONT von 1,8 Mrd. EUR auf 1,4 Mrd. EUR gesenkt werden.

Die Kosteneinsparungen sind signifikant und betragen während des gesamten Betrachtungszeitraums mehr als 20 %. Rechnet man die abgeregelte Energie zu den Betriebskosten, so wächst der Anteil der Betriebskosten auf knapp 40 % der zusätzlichen jährlichen Kosten.

Gegenüber dem reinen Erzeugungsmanagement werden vor allem zusätzliche Einsparungen in der Niederspannungsebene durch die Verwendung der rONT ermöglicht. Der Netzausbau in der Niederspannung wird damit nahezu vollständig eliminiert. Gleichzeitig sinken die jährlichen Kosten gegenüber dem reinen Erzeugungsmanagement um ca. 5 %. Daraus lässt sich schließen, dass der rONT ein sehr effektives Mittel darstellt, Netzausbau in der Niederspannungsebene zu reduzieren oder sogar zu vermeiden.

Aufbauend auf den Annahmen aus Tabelle 7, Seite 33, zu den spezifischen Investitionskosten ist untersucht worden, ob sich das Ergebnis der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung auch bei geänderten Investitionskosten bestätigen lässt. Es wurden deshalb die Berechnungen mit den unteren und oberen Grenzen der Investitionskosten wiederholt. Dabei zeigte sich, dass die Aussagen und Ergebnisse stabil auch für abweichende Investitionskosten sind und die Einsparungen bei den jährlichen Kosten auch bei minimalen beziehungsweise maximalen Investitionskosten zu Gunsten des Kombinationsansatzes mit prioritärem Erzeugungsmanagement ausfallen.

Die Anwendung einer optimalen Kombination aus Erzeugungsmanagement und rONT hat kaum Einfluss auf die regionale Verteilung des Netzausbaubedarfs.

Um die Konsequenzen der Kombination von Erzeugungsmanagement und rONT auf die regionale Verteilung der Netzentgelte zu analysieren, wurden die jährlichen Mehrkosten zunächst für die vier Regionen berechnet. Diese sind in Tabelle 18 dargestellt.

	Nord	West	Ost	Süd
Zusätzliche Jährliche Kosten	328 Mio. EUR/a	190 Mio. EUR/a	251 Mio. EUR/a	271 Mio. EUR/a
davon HS	121 Mio. EUR/a	25 Mio. EUR/a	100 Mio. EUR/a	62 Mio. EUR/a
davon MS	184 Mio. EUR/a	136 Mio. EUR/a	147 Mio. EUR/a	124 Mio. EUR/a
davon NS	23 Mio. EUR/a	29 Mio. EUR/a	4 Mio. EUR/a	85 Mio. EUR/a

Tabelle 18: Jährliche Mehrkosten je Netzebene je Region im Jahr 2022 (Szenario „EEG 2014“)

Für die nachfolgende Kostenwälzung wird ebenfalls vereinfachend angenommen, dass 85 % der Gesamtkosten der Hochspannung in die Mittelspannung sowie 55 % der Gesamtkosten Mittelspannung in die Niederspannung gewälzt werden. Alle Kosten (Kapital- und Betriebskosten) des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung werden den Netzentgelten zugerechnet. Die Ergebnisse je Region im Vergleich zum konventionellen Netzausbau sind in der nachfolgenden Abbildung 75 dargestellt.

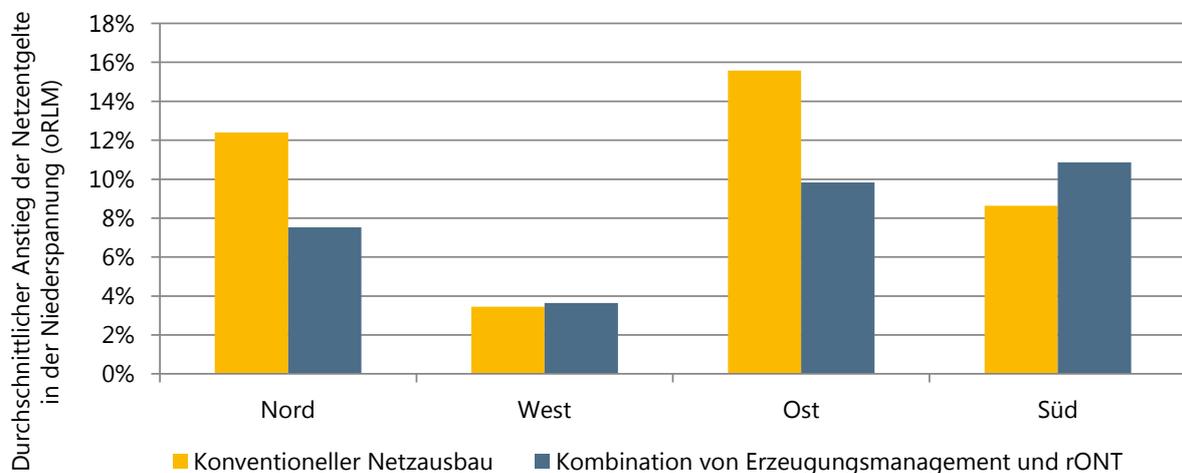


Abbildung 75: Anstieg der Netzentgelte (Bandbreite) je Region im Jahr 2022 für den Referenzfall (rein konventioneller Netzausbau) sowie der Kombination aus Erzeugungsmanagement und rONT (Szenario „EEG 2014“)

Durch eine Kombination aus innovativen Planungskonzepten und der Verwendung intelligenter Technologien kann der Anstieg der Netzentgelte insbesondere in Nord- und Ostdeutschland gebremst werden.

Der Quervergleich zwischen den Regionen verdeutlicht, dass die regionale Verteilung der Belastung durch den Netzausbau für die Kunden ohne registrierender Leistungsmessung auch durch den Einsatz einer optimalen Kombination von Erzeugungsmanagement und rONT nicht wesentlich geändert wird.

Der Anstieg der Netzentgelte durch die Integration Erneuerbarer Energien-Anlagen kann durch eine Kombination von Erzeugungsmanagement und intelligenten Netztechnologien im Durchschnitt abgebremst werden. Einem höheren Anstieg der Netzentgelte in Süddeutschland stehen geringere Anstiege der Netzentgelte in Nord- und Ostdeutschland gegenüber. Der Anstieg der Netzentgelte in der Niederspannung für Kunden ohne registrierende Leistungsmessung in Süddeutschland ist darauf zurückzuführen, dass hier durch die Kostenwälzung nur ein Teil der

kostensenkenden Wirkung des Erzeugungsmanagements in den überlagerten Netzebenen den vollständigen Kosten (u.a. für abgeregelte Energie) gegenübergestellt wird.

E.7 Anforderungen an die Sicherheit der IKT und die zukünftigen Rahmenbedingungen

E.7.1 Verfügbarkeit und Sicherheit der IKT bei intelligenten Lösungsansätzen

Die Versorgungsqualität im Strombereich in Deutschland ist sehr hoch – im Jahr 2012 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen gerade einmal 15,91 Minuten⁴⁵ pro Kopf. Angesichts dieser hohen Versorgungsqualität ist von Interesse, was bei einem Ausfall der Kommunikation zwischen dem Leitsystem des Netzbetreibers und der dezentralen Erzeugungsanlage oder dem Gerät des Netzbetreibers im Feld geschieht. Bedingt durch die Veränderung und Induzierung von Dezentralität und IKT in die kritische Infrastruktur ist es ein Ziel, die bisherige hohe Versorgungsqualität aufrecht zu erhalten. Eine Betrachtung der Komponenten unter dem Aspekt der domänenspezifischen IKT-Sicherheit ist daher von hoher Bedeutung für eine Gesamtakzeptanz der neuen Technologien im Kontext des Schutzziels Verfügbarkeit des Gesamtsystems und einzelner Teilaspekte.

Im Folgenden werden daher die Aspekte Verfügbarkeit unter dem Schwerpunkt „Fallback bei Ausfall von Kommunikation“, „lokale Systemausfälle“ sowie „Defaultwerte“ analysiert. Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung der Sicherheitsanalyse bzgl. der CIA Schutzziele gemäß NISTIR 7628. Eine Darstellung, wie diese Sicherheitsanalyse schrittweise durchgeführt werden kann, welche Inhalte sowohl das SGAM umfasst als auch die einzelnen Teile des NISTIR 7628 und welche Schritte für eine schnittstellen- und systembasierte Analyse nötig sind, befindet sich im Anhang 3. Aus Gründen der Übersichtlichkeit und Kompaktheit einer Ergebnisdarstellung werden in diesem Kapitel der Studie die zusammenfassenden Ergebnisse einzelner Analysen für die Technologien rONT, Erzeugungsmanagement und Spannungslängsregler präsentiert.

Bei Ausfall der Kommunikation ist beim rONT der Fallback in die autarke Regelung möglich.

Für die Analyse der Verfügbarkeit und Ausnahmebehandlungen werden zunächst der rONT und der Spannungslängsregler betrachtet. Deren autarke Ausgestaltungsvariante misst, verarbeitet und steuert die Spannung direkt am Gerät, so dass für diese Ausgestaltungsvariante eine Kommunikationsanbindung nach außen nicht nötig ist. Bei der zweiten Ausgestaltungsvariante „Netzknoten“ kann die Kommunikation zwischen den Netzknoten und dem rONT oder SpLR ausfallen, in diesem Fall würde das spannungsregelnde Gerät ohne Zugang zu dem Messwert an dem betroffenen Knoten agieren. Wenn die Kommunikation zu allen externen Netzknoten ausfällt, dann wird lediglich anhand des Messwertes am Gerät geregelt. Der Fallback entspricht in diesem Fall also der autarken Ausgestaltungsvariante.

⁴⁵ Quelle: SAIDI-Wert der Bundesnetzagentur

http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualität/Versorgungsqualität-node.html.

Erfolgt die Regelung der Spannung durch das Leitsystem des Netzbetreibers mittels Steuersignalen („Leitsystem“ und „Leitsystem+“), so gibt es bei einem Ausfall der Kommunikation theoretisch drei Möglichkeiten: Zum einen kann der Stufenschalter des Spannungsreglers auf der zuletzt eingestellten Einstellung verharren, bis die Kommunikation wieder funktioniert und/oder ein neuer Steuerbefehl eingeht. Dies kann zu hohen Spannungsbandverletzungen führen, falls die letzte Einstellung etwa sehr hoch war und durch die sich ändernde Last- und Einspeisesituation eine niedrige Einstellung nötig wird. Bei den anderen beiden Fallbackmöglichkeiten wird die Einstellung des Stufenschalters im Gerät auf einen Default-Wert zurückgesetzt, sobald ein festgelegter Zeitraum nach dem letzten Signal verstrichen ist. Dieser Default-Wert kann entweder ein festgelegtes Umsetzungsverhältnis wie beim konventionellen Ortsnetztransformator sein oder aber eine festgelegte Ausgangsspannung, was wiederum der autarken Regelung entspricht. In beiden Fällen sind bei einer starken Änderung der Last- und Einspeisesituation die Spannungsbandverletzungen nicht so hoch wie sie in der ersten Möglichkeit werden können. Die erste Möglichkeit ist jedoch vorteilhaft, falls das Netz nur in eine Richtung zu Spannungsbandverletzungen neigt und die autarke Regelungsvariante diese nicht abfängt. Der Fallback der Variante „Leitsystem+“ in die autarke Regelung ist in Abbildung 76 abgebildet.

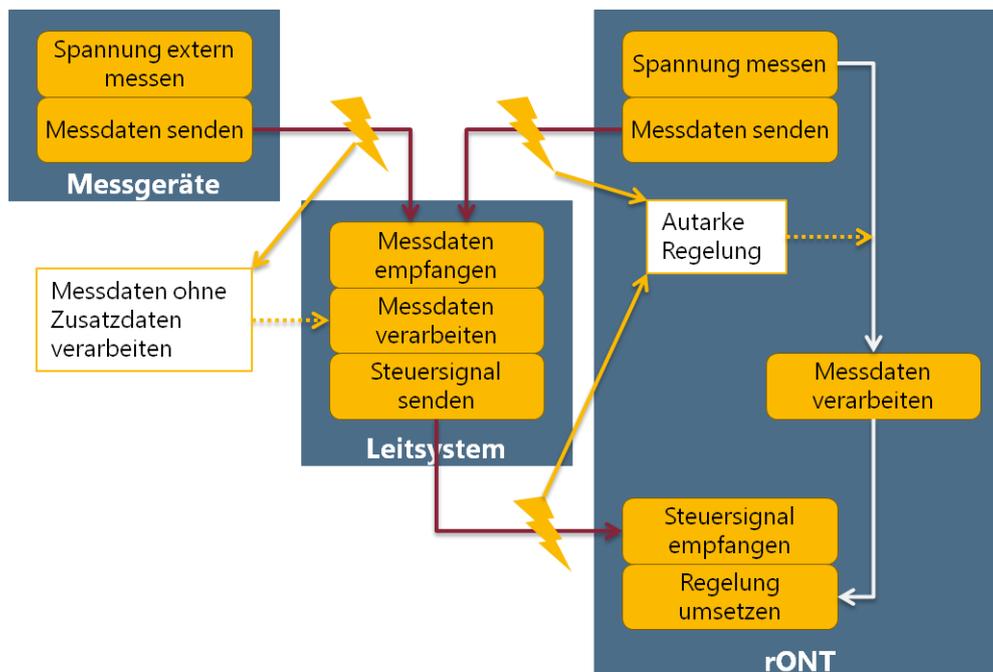


Abbildung 76: Fallback beim rONT von „Leitsystem+“ zu „Autark“

Beim dynamischen Erzeugungsmanagement ist ein Fallback zum statischen Erzeugungsmanagement möglich.

Im Fall einer Unterbrechung der Kommunikation zwischen dem Leitsystem des Netzbetreibers und einer dezentralen Erzeugungsanlage, welche für das Erzeugungsmanagement im Bedarfsfall runter geregelt wird, bleibt der Zustand der Regelung zunächst auf dem zuletzt eingestellten Wert. Für das nötige Fallback sind wieder verschiedene Varianten denkbar, das Grundprinzip ist aber immer dasselbe: Nach einem festgelegten Zeitraum nach dem letzten Signal wird die Regelung wieder auf einen Default-Wert zurückgesetzt. Dieser Default-Wert entspricht beispielsweise aktuell beim Hersteller SMA für sein Produkt „Power Reducer“ einem Zurücksetzen der Einspeiseleistung auf

100 %. „Bei einem dauerhaft ungültigen Eingangssignal wechselt die Power Reducer Box nach Ablauf von 12 Stunden in den „Fallback“ Betriebsmodus und die Wirkleistungsbegrenzung wird auf 100 % (der maximalen Einspeiseleistung) zurückgesetzt.“⁴⁶ Theoretisch kann im Fallback die maximale Einspeiseleistung einer Anlage auch auf einen Anteil der installierten Leistung oder der aktuellen Einspeiseleistung beschränkt werden. Solche Fallback Regelungen sind technisch bereits umsetzbar. Wird ein Erzeugungsmanagement in der Netzplanung durchgeführt, so sollten von Seiten der Netzbetreiber nach einer individuellen Risikobewertung von Kommunikationsausfällen auch andere Fallback Vorgaben möglich sein.

Es existieren also bereits Fallback Lösungen für den Ausfall der Kommunikation sowohl bei rONT und SpLR als auch für das Erzeugungsmanagement.

Diese Fallback Lösungen können zwar eine kurzfristige Verletzung der technischen Randbedingungen nicht immer verhindern, langfristig kann jedoch die Einspeisung im Fallback auf die netzauslegungsrelevante Leistung begrenzt werden.

Darüber hinaus wird nicht jeder Kommunikationsausfall automatisch zu einer Verletzung technischer Randbedingungen führen, da zumindest in einer beschränkten Form im Fallback weiterhin eine Regelung möglich ist und zusätzlich im Fall des Erzeugungsmanagements der Ausfall an einer einzelnen Anlage in einem Netzbereich meist durch eine Regelung an anderen Erzeugungsanlagen kompensiert werden kann.

IKT-Sicherheit wird fundamentale Voraussetzung für den sicheren Betrieb von Stromnetzen. Fallback Lösungen müssen daher verbindlich organisiert werden.

Neben den in den vorherigen Kapiteln betrachteten Aspekten der (Komponenten-)Verfügbarkeit, speziell auch im Fehlerfall, ist auch die fundamentale IKT-Sicherheit eine wichtige Dimension für den Betrieb der Netze. Als so genannte kritische Infrastruktur unterliegen IKT Komponenten in einem zukünftigen Smart Grid den sechs besonderen Schutzzielen der IT-Sicherheit, nämlich Verfügbarkeit, Integrität, Vertraulichkeit, Transparenz, Nichtverkettbarkeit und Intervenierbarkeit. Während Transparenz, Nichtverkettbarkeit und Intervenierbarkeit zumeist direkt im Umfeld des Datenschutzes anzusiedeln sind, spielen für einen technischen Betrieb zumeist die Ziele Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit eine wichtige Rolle. Diese Aspekte werden daher im Rahmen der Studie betrachtet und sogenannte CIA Analysen der Vertraulichkeit (Confidentiality – C), Integrierbarkeit (Integrity – I) und Verfügbarkeit (Availability – A) nach NISTIR 7628 durchgeführt.

Betrachtet man den Aspekt der Kosten, den Ziele mit hoher Bedeutung wie Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit verursachen, ist festzustellen, dass je nach System die Ziele qualitativ unterschiedlich zu gewichten sind und damit im Betrieb unterschiedliche Kosten verursachen. Es ist daher zweckmäßig, diese drei Hauptschutzziele auch als wichtige Kostentreiber für die in dieser Studie betrachteten Systeme zu untersuchen und die Schutzziele der Einzelkomponenten sowie der jeweiligen Gesamt-IKT Lösung, etwa für einen rONT, zu ermitteln.

⁴⁶ Quelle: <http://www.sma.de/produkte/monitoring-systems/power-reducer-box.html>.

E.7 Anforderungen an die Sicherheit der IKT und die zukünftigen Rahmenbedingungen

Es existieren verschiedene nationale und internationale Ansätze, Sicherheitsanalysen im Smart Grid auf System- und Komponentenebene durchzuführen. Arbeiten aus dem EU M/490 Mandat im Umfeld SGIS (Smart Grid Information Security) ermöglichen keine benötigte klassische CIA Analyse, so dass im Rahmen der Studie die Arbeiten des National Institutes of Standards and Technology NIST in Form des IR 7628 herangezogen wurden⁴⁷.

Es wurden für die im Rahmen dieser Studie betrachteten netzdienlichen IKT Varianten qualitative Sicherheitsanalysen durchgeführt. Dazu wurden die einzelnen Technologie-Varianten auf die SGAM Ebenen abgebildet, ihre funktionalen Klassen bestimmt, auf die Analyse des NISTIR 7628 abgebildet und die dortigen logischen Schnittstellen mit ihren Sicherheitsanforderungen klassifiziert und kategorisiert. Dadurch ist es möglich, auch ohne konkrete Implementierung eine generische Analyse für technische Sicherheitsanforderungen in den Klassen Zugriffskontrolle, Awareness und Training, Auditierung, Überwachung der Autorisierung, Konfigurationsmanagement, Betriebsführung, Identitätsmanagement, Daten- und Informationsmanagement, Zwischenfallanalyse, Wartung und Entwicklung, Medienschutz, Physischer Schutz, Planung, Personal, Service- und Dienstmanagement und Integritätsmanagement zu erstellen.

Die netzdienliche IKT umfasste dabei jedoch nicht Schutzziele aus allen Klassen. Aus einer Gesamtanalyse der einzelnen Komponenten konnte dabei jeweils das schwächste Glied in der Technologievariante ermittelt werden und somit ein qualitatives Ranking der Maßnahmen für die einzelnen Technologien und ihre Varianten erstellt werden. Maßnahmen zum Schutz gegen Bedrohungen und Anforderungen aus funktionaler und nicht-funktionaler Sicht können daher qualitativ und eingeschränkt auch quantitativ als Kostenportfolio aufgestellt werden. Es ist daher für eine jede Technologie unter den üblichen, weltweit anerkannten Zielen möglich, die Hauptkostentreiber, Schwachpunkte und Wichtigkeit zu ermitteln.

Bzgl. der Sicherheit ist für die einzelnen Lösungen festzustellen, das vor allem die Einführung zusätzlicher Schnittstellen, die nicht im direkten Einflussumfeld (kontrollierter Perimeter) des EVU sind, die größten Kosten für die unterschiedlichen Lösungen verursachen. Gefolgt von der Kommunikation sind der physische Zugang zur RTU bzw. dem Controller und eine Manipulation der ICS Systeme ein Parameter, der durch Streuung zwischen Herstellern und Produktlinien abgeschwächt werden kann, der in den Analysen als hoch priorisierend identifiziert wurde. Verschiedene Maßnahmen im Portfoliomanagement können jedoch dazu beitragen, dass Ausfälle der Systeme nur zu lokalen Effekten auf das Verteilernetz führen.

Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit als Schutzziele.

Die drei Schutzziele Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit sind für die netzdienlichen Komponenten untersucht worden. Bedingt durch die Verortung sowie die Netzdienlichkeit der Komponenten stehen vor allem die Aspekte der Verfügbarkeit und Integrität im Mittelpunkt der Analyse. Die Verfügbarkeit eines Systems wird dabei stark von seiner Systemarchitektur beeinflusst. Ist eine zentral gesteuerte Lösung gewählt worden, ist im Besonderen ein Kontakt zur zentralen Intelligenz bzw. der Leit- und Steuertechnik über eine WAN Kommunikation von hoher Bedeutung. Ohne eine lokale Fallbackintelligenz ist daher im Risikomanagement im Besonderen

⁴⁷ Eine genaue Beschreibung der Methodik sowie der Abbildung auf das SGAM aus dem M/490 Mandat findet sich im Anhang 3.

E.7 Anforderungen an die Sicherheit der IKT und die zukünftigen Rahmenbedingungen

die Verfügbarkeit der Kommunikationsleitung ein Kostentreiber, falls eine Realzeitkontrolle unter Hochverfügbarkeit erforderlich ist. Ist keine solche Verbindung nötig, weil eventuell gegen Quittierung ein gebuffertes Datum übermittelt wird, bei dem vor allem die Datenintegrität im Fokus steht, sind geringere Verfügbarkeitsanforderungen anzunehmen.

Innerhalb der Studie wurden die branchenüblichen Anforderungen für die Kommunikation zu Grunde gelegt⁴⁸. Als Kernkostentreiber hat sich gemäß der NISTIR 7628 CIA Analyse daher vor allem die Architektur erwiesen. Unter dem in der Studie gewählten Mix der Architekturvarianten sind jedoch keine signifikanten Mehrkosten bzgl. einer Absicherung der Kommunikation zu erwarten. Betrachtet man die Integrität als Schutzziel, ist wiederum vor allem die Verfälschung des Datums bzw. das Ausbleiben eines benötigten Datums ein Risiko. Hier gilt, dass sich das finanzielle Gesamtrisiko wie üblich vor allem aus Schadenskosten und Eintrittswahrscheinlichkeit ergibt. Die NISTIR 7628 definiert sich dabei vor allem als so genannte „Guidance“, nicht als „Prescription“. Die empfohlenen Maßnahmen zur Minimierung der Eintrittswahrscheinlichkeit basieren dabei auf Best-Practices einer Mischung der Gefahren aus höherer Gewalt, organisatorischen Mängeln, Fehlhandlungen, technischen Versagen sowie vorsätzlichen Handlungen, aufgestellt durch ein Expertengremium von Versorgern.

Vollständige Sicherheit wäre ein unrealistisches Ziel, muss aber auch nicht erreicht werden.

Es ist zusammenfassend dennoch nicht zu erwarten, dass durch eine Abdeckung aller vorgeschlagenen Maßnahmen eine „vollständige“ Sicherheit erreichbar ist. Dies wäre eine Illusion. Die vorgeschlagenen Maßnahmen basieren daher stets auf einer Einschätzung des Gesamtrisikos, welches sich aus der CIA Analyse ergibt. Durch eine geeignete Architekturauswahl lässt sich das Gesamtrisiko für den Betrieb der IKT-Infrastruktur verringern. Zusammenfassend ist festzustellen, dass unter dem betrachteten Mix der Technologien, den angenommenen Gefährdungen und grundsätzlich zu erwartenden Maßnahmen für die netzdienliche IKT gemäß IT-Grundschutz, BSI Schutzprofil für das intelligente Messsystem, welches mittels HAN/CLS Schnittstelle für ein Erzeugungs-/Lastmanagement genutzt werden könnte sowie dem vorläufigen Sicherheitskatalog der BNetzA für den Betrieb von ITK-Systemen der Stromnetzbetreiber nach IEC/ISO 27019 gemäß der Analyse der in der Studie betrachteten netzdienlichen IKT Kostentreiber vor allem im Backend der Versorger zu identifizieren sind. Die Heterogenität in der Anwendungslandschaft der Versorger bzgl. der installierten Systeme, vor allem im Backend, führt dazu, dass lediglich im Schnitt mit einem zusätzlichen Kostenaufwand durch die in der Studie betrachteten Systeme von bis zu 10 % auf die IKT-Kosten gerechnet werden kann.

Grundsätzliche Gefährdungen sind durch die adressierten Vorschriften ausreichend abgedeckt – Zusammenarbeit von Herstellern und Betreibern dringend erforderlich.

Kern einer Kostenreduktion beim Versorger ist hier vor allem ein mit Augenmaß durchgeführtes Management des PDCA (Plan-Do-Check-Act) Modells für das Information Security Management (ISMS). Dennoch ist in Einzelfällen damit zu rechnen, dass Angreifer mit einer hohen Motivation

⁴⁸ Gemäß M/490 Smart Grid Reference Architecture Group, Annex des Reports: Smart grid Coordination group Reference architecture for the Smart Grid, version 1, Jan Bruinenberg, Larry Colton, Emmanuel Darmois, John Dorn, John Doyle, Omar Elloumi, Heiko Englert, Raymond Forbes, Jürgen Heiles, Peter Hermans, Jürgen Kuhnert, Frens Jan Rumph, Mathias Usler, Patrick Wetterwald, CEN, CENELEC, ETSI, Tech. Report 2012.

E.7 Anforderungen an die Sicherheit der IKT und die zukünftigen Rahmenbedingungen

und einem hohen Professionalisierungsgrad, ähnlich wie im Fall Stuxnet geschehen, stets auch einen (subjektiv) hohen Schaden verursachen können. Es ist daher ein Vorschlag, unter der sich verändernden Struktur der IKT zur Energienetzkontrolle zyklisch eine neuerliche Risikobewertung der Gesamtlösungen, aber auch der Teilkomponenten vorzunehmen und Maßnahmenkataloge zu hinterfragen und ggf. zu ergänzen (etwa eine deutsche Version einer NISTIR 7628 oder NERC CIP). Ein zeitlicher Rahmen sollte durch Fachgremien hierfür abgestimmt und festgelegt werden.

Geeignete Vorschriften bzgl. definierter Rückfallzustände der einzelnen Technologien bzw. ihrer Teilkomponenten werden aktuell durch Hersteller festgelegt. Hier ist ein gemeinsames Vorgehen von Herstellern und Betreibern gefordert.

E.7.2 Analyse der regulatorischen und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen

Aufbauend auf den technischen und gesamtwirtschaftlichen Ergebnissen wird im Folgenden untersucht, welche Anreize und Wirkungen von den heutigen regulatorischen und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen ausgehen und ob ein Verteilernetzbetreiber die empfohlenen Strategien umsetzen könnte oder würde.

Die zur Beantwortung erforderliche qualitative Analyse konzentriert sich dabei wesentlich auf die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Hierbei wird vereinfachend unterstellt, dass ein Verteilernetzbetreiber eine Gewinnmaximierung verfolgt und die Investitionsentscheidungen in Abhängigkeit von regulatorischen Anreizen und Wirkungen entlang der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer optimiert.

Ordnungspolitische und regulatorische Relevanz haben insbesondere die folgenden durch die Integration von EE-Anlagen in die Verteilernetze verursachten Änderungen:

- Auslegung der Verteilernetze auf eine geringere als die maximale Leistung von EE-Anlagen durch die Berücksichtigung des **Erzeugungsmanagements**. Im heutigen ordnungspolitischen Rahmen sind Verteilernetze so auszulegen, dass auch die maximale Leistung von EE-Anlagen abgenommen werden kann.
- Erhöhung des **Betriebskostenanteils** durch innovative Planungskonzepte und den Einsatz intelligenter Netztechnologien. Im heutigen Regulierungsregime wirken sich wachsende Betriebskosten oder wachsende Investitionen unterschiedlich auf das Ergebnis eines Netzbetreibers aus.
- Steigende **Heterogenität** der Netzbetreiber durch hohe Kosten für die Integration von EE-Anlagen in den Netzen, die vom Netzausbau betroffen sind. Das heutige Regulierungsregime basiert auf einer vergleichenden Bewertung der Netzbetreiber, bei der strukturbedingte Unterschiede adäquat berücksichtigt werden müssen.

Im Folgenden werden die Anforderungen an den ordnungspolitischen und regulatorischen Rahmen diskutiert, der eine möglichst optimale Integration von EE-Anlagen in die Verteilernetze stimulieren soll.

E.7.2.1 Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzausbauplanung

Im heutigen Ordnungsrahmen besteht für den Verteilernetzbetreiber gemäß den Anforderungen nach § 12 EnWG in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG sowie §§ 8 und 9 EEG nicht die Option, den Einsatz eines Erzeugungsmanagements bereits in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen. Der

E.7 Anforderungen an die Sicherheit der IKT und die zukünftigen Rahmenbedingungen

Netzbetreiber ist verpflichtet das Netz zu jedem Zeitpunkt auf die maximale Einspeisung in auch nur wenigen Stunden auszuliegen. Gesamtwirtschaftliche Optimierungsmöglichkeiten über den gezeigten Lösungsansatz eines Erzeugungsmanagements in Kombination mit rONT sind daher bereits aus ordnungspolitischer Sicht nur bedingt möglich.

Die möglichst optimale Integration von EE-Anlagen setzt eine ordnungspolitische Anpassung der Netzausbaupflichtung voraus, die eine Reduktion des Netzausbaus durch die Berücksichtigung eines Erzeugungsmanagements in der Netzplanung ermöglicht.

Bezüglich der Ausgestaltung des Erzeugungsmanagements können aus den Analysen die folgenden Erkenntnisse gezogen werden:

- Eine Beschränkung des Erzeugungsmanagements auf Windkraft- und PV-Anlagen ist sinnvoll. Eine Abregelung von Biomasseanlagen führt – sofern die abgeregelte Energie mit den Kosten von EE-Anlagen bewertet würde – zu erhöhten Kosten.
- Die Begrenzung der abzuregelnden Energie von Windkraft- und PV-Anlagen auf rund 3 % der jeweiligen Jahresenergie reicht aus, um dem Netzbetreiber den erforderlichen Spielraum zu geben, sein Netz kostenoptimal auszubauen.
- Die Abregelung von Windkraft- und PV-Anlagen sollte nur dort stattfinden, wo es Netzausbau reduziert oder vermeidet.

Der Regulierungsrahmen sollte so weiterentwickelt werden, dass dem Netzbetreiber Anreize zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung des Netzausbaus entstehen. Dies kann durch die Ausrichtung der Kosten des Erzeugungsmanagements an den EE-Förderkosten geschehen.

Für eine gesamtwirtschaftlich optimale Abwägung zwischen Netzausbau und Erzeugungsmanagement ist es erforderlich, dass der Verteilernetzbetreiber die gesamtwirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung bei der Abwägung berücksichtigt und nicht die deutlich niedrigeren Großhandelspreise.

Durch die richtige Ausgestaltung des Erzeugungsmanagements kann der Netzbetreiber darüber hinaus auch Standortsignale an die Betreiber von EE-Anlagen senden. Bei einem Verzicht auf Vergütung bei Abregelung im Fall von Netzengpässen würden Investoren die möglichen Kostennachteile bereits bei der Standortwahl berücksichtigen. Auch hier könnte die bereits diskutierte 3 %-Grenze angewandt werden, bis zu der keine Vergütung gezahlt werden müsste. Volkswirtschaftlich könnte dies zu geringfügig steigenden Förderkosten führen. Auf der anderen Seite könnte Netzausbau vermieden werden, da Investoren erhöhte Kosten durch Netzausbau bereits in ihre Standortentscheidung einfließen lassen würden. Durch diese Maßnahme könnten die gesamtwirtschaftlichen Kosten (i.S. einer gemeinsamen Betrachtung von Netz und Erzeugung) minimiert werden.

E.7.2.2 Stimulanz effizienter Gesamtkosten

Grundsätzlich gilt im Rahmen der aktuellen Anreizregulierung, dass der Zeitpunkt einer Investitionsentscheidung maßgeblich für die finanziellen Rückflüsse aus der Erlösbergrenze ist. Sofern keine zwischenzeitliche Anpassung der Erlösbergrenze stattfindet, wird eine Investition frühestens nach drei Jahren, wenn die Investition in einem Basisjahr erfolgt, aber spätestens nach

acht Jahren im betriebsnotwendigen Anlagevermögen Berücksichtigung finden und die Rückflüsse aus der Erlösobergrenze beginnen. Aus diesem Grund wird in der Analyse zwischen der Zeit außerhalb des regulierten Anlagevermögens (Phase I) und dem Zeitraum innerhalb des regulierten Anlagevermögens (Phase II) (s. Abbildung 77) unterschieden.

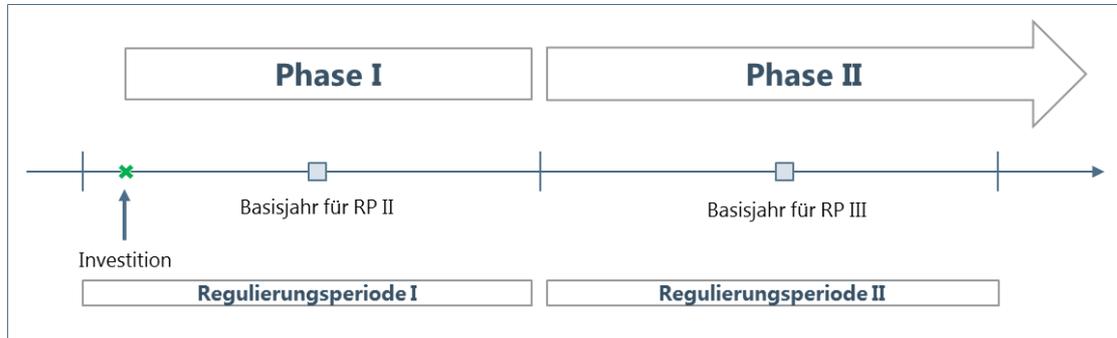


Abbildung 77: Übersicht Phase der qualitativen Analyse

Ausgehend vom angenommenen Gewinnmaximierungskalkül eines Verteilernetzbetreibers und ohne Berücksichtigung von weiteren Effekten (wie z.B. Steuern), wird vereinfachend angenommen, dass sich der Gewinn des Verteilernetzbetreibers aus der Erlösobergrenze (i. S. § 4 ARegV) abzüglich der realen Kosten (i. S. von anfallenden Kapital- und Betriebskosten) ergibt. Ein Verteilernetzbetreiber verfolgt somit das Ziel, den Gewinn über die in der Abbildung 78 abgebildete Formel zu optimieren.

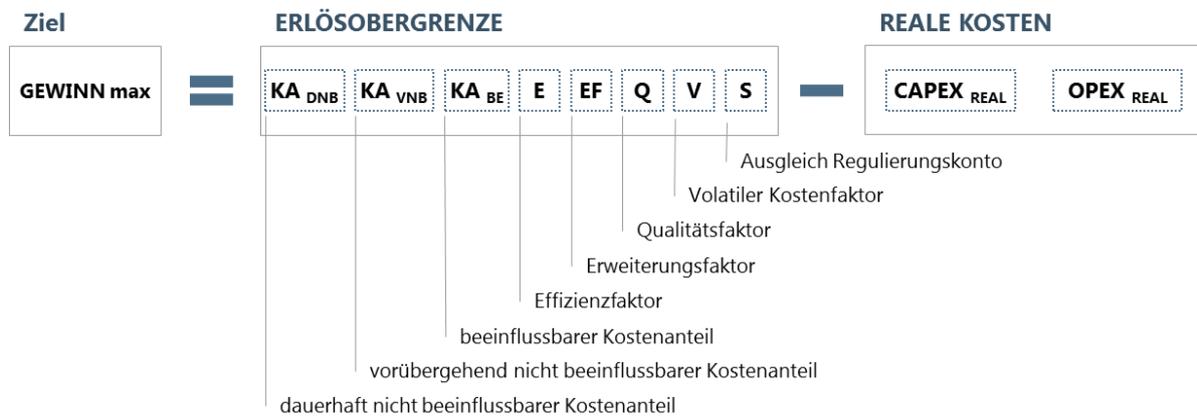


Abbildung 78: Modelltheoretischer Gewinnmaximierungsansatz

Hierbei gilt für jeden Verteilernetzbetreiber, dass dieser nur durch eine Absenkung der Kosten unter die Erlösobergrenze seinen Gewinn erhöhen kann.

■ Phase I – Investitionen außerhalb des regulierten Anlagevermögens

In der Phase I stehen dem Verteilernetzbetreiber im Wesentlichen zwei regulatorische Instrumente zur Verfügung, um die jährlichen Kosten (i. S. von zusätzlichen Kapital- und Betriebskosten) auch innerhalb einer Regulierungsperiode über einen zusätzlichen Erlös zu erhalten. Diese Instrumente sind zum einen die Investitionsmaßnahme gemäß § 23 ARegV und zum anderen der Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV. Bevor eine Investition gemäß § 4 ARegV im betriebsnotwendigen Anlagevermögen zur Bestimmung der Erlösobergrenze Berücksichtigung findet, hat der Verteilernetzbetreiber die Möglichkeit, abhängig von dem jeweiligen zur Anwendung kommenden Regulierungsansatz (wie vereinfachtes vs. vollständiges Verfahren) sowie

der Form des Projektes (wie Ersatz- vs. Neuinvestitionen), auf diese zwei regulatorischen Instrumente zurückzugreifen.

Investitionen in intelligente Netztechnologie erfordern die Berücksichtigung ausreichender Betriebskosten im Rahmen der Investitionsmaßnahmen.

Der Verteilernetzbetreiber hat auf Basis von § 23 ARegV grundsätzlich die Möglichkeit, für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen eine Berücksichtigung als Investitionsmaßnahme zu beantragen. Eine Anerkennung einer Investition als Investitionsmaßnahme führt dazu, dass die Erlösobergrenze auch während der Regulierungsperiode umgehend angepasst und damit ein Rückfluss zur Finanzierung der Investition ausgelöst werden kann. In diesem Fall kann der Verteilernetzbetreiber neben den anfallenden Kapitalkosten auch die Betriebskosten bereits vor einer Berücksichtigung im betriebsnotwendigen Anlagevermögen erstattet bekommen. Im Fall der Betriebskosten werden grundsätzlich nach § 23 Abs. 1 ARegV maximal 0,8 % der ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten akzeptiert. Abweichend hiervon kann die Bundesnetzagentur nach § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV eine abweichende Betriebskostenannahme für spezielle Anlagengüter treffen.

Wenn das Regulierungssystem daher vorsieht auch das Instrument der Investitionsmaßnahmen für die Integration von Erneuerbaren Energien über intelligente Technologien bei Verteilernetzbetreibern einzusetzen, ist für eine adäquate Kostenkompensation bei einer Investition in rONT eine Akzeptanz höherer Betriebskosten unausweichlich. Nach Auskunft von Marktteilnehmern und Herstellern ist im Fall von regelbaren Ortsnetztransformatoren mit höheren Betriebskosten zu rechnen. Auch durch den Einsatz von IKT erhöhen sich die Betriebskosten. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Betriebskosten einen Anteil von bis zu 7 % an den Investitionskosten betragen. Eine geplante Investitionsmaßnahme mit den bestehenden 0,8 % Betriebskostenanteilen würde damit die Anreize für eine Umsetzung im Sinne der gesamtwirtschaftlichen Lösung gegenüber einem konventionellen Lösungsansatz deutlich reduzieren, da die anfallenden Betriebskosten nicht ausreichend berücksichtigt würden.

Der Erweiterungsfaktor ist grundsätzlich ein Mittel zur technologieutralen Förderung von Erweiterungsinvestitionen. Er muss allerdings zur Berücksichtigung der erwarteten Zusatzkosten zur Integration von EE-Anlagen weiterentwickelt werden.

Die Anpassung der Erlösobergrenze zur Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors ist auf Basis von § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV für einen Verteilernetzbetreiber möglich. Auf Basis des „Leitfaden[s] zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV“ der Bundesnetzagentur (Stand Mai 2011) kann jeder Verteilernetzbetreiber die Berechnungsgrundlagen zur Anpassung der Erlösobergrenze im Fall einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe im Laufe einer Regulierungsperiode nachvollziehen. Eine nachhaltige Veränderung wird immer dann unterstellt, wenn sich die Änderung der festgelegten Parameter nach § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV sowie der Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors mit einem mindestens 0,5 % Anstieg in den Gesamtkosten, ohne die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, bemerkbar macht. Diese festgelegten Parameter sind dabei

- die Anschlusspunkte / die Ausspeisepunkte;
- die Fläche;
- die Jahreshöchstlast und

- Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen.

Durch die ergänzende Berücksichtigung der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen wird dem Aspekt der zusätzlichen Belastung durch die Integration der Erneuerbaren Energien in einer ersten Form Rechnung getragen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass knapp 50 % der heutigen EE-Anlagen kleiner als 7 kW sind. Dies lässt den Schluss zu, dass die mit dem EE-Zubau verbundenen Kosten gerade in der Niederspannung nicht vollständig von der Höhe der Einspeisepunkte abhängen werden. Eine Abbildung der EE-verursachten Netzausbaukosten durch Fläche und Jahreshöchstlast ist weiterhin nicht gegeben.

Der Erweiterungsfaktor steht einem optimalen Netzausbau grundsätzlich nicht entgegen, da dieser eine technologieneutrale Anpassung der Erlösobergrenze vorsieht und vor allem Lösungen mit den geringsten Gesamtkosten stimuliert.

- Phase II – Investitionen werden Bestandteil des regulierten Anlagevermögens

Das Ausgangsniveau der Erlösobergrenze wird auf der Grundlage der übermittelten Unternehmensdaten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres (§ 6 ARegV), dem sogenannten Basisjahr, ermittelt. Mit einem jedem Basisjahr werden somit die Investitionen zur Integration der Erneuerbaren Energien in das regulierte Anlagevermögen des Verteilernetzbetreibers übernommen. Dieser erhält dann neben den dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kostenbestandteilen auch einen Erlösanteil für die aufwandsgleichen (§ 5 StromNEV) sowie kalkulatorischen Kosten.

Die kalkulatorischen Kosten setzen sich gemäß § 6 bis § 8 StromNEV aus der Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, Fremd- und Eigenkapitalzinsen sowie der kalkulatorischen Gewerbesteuer zusammen. Zur Berechnung dieser kalkulatorischen Kostenpositionen wird auf das betriebsnotwendige Anlagevermögen beziehungsweise das betriebsnotwendige Eigenkapital zurückgegriffen.

Durch die Ausgestaltung der Anreizregulierung sollten intelligente Lösungen zur kostengünstigen Integration von EE-Anlagen in die Verteilernetze verstärkt stimuliert werden.

Kapitalintensive Lösungen erhöhen das regulierte Anlagevermögen. Verteilernetzbetreiber bekommen ihr Eigenkapital gemäß der regulierten Eigenkapitalrendite verzinst. Eine weniger kapitalintensive Lösung führt zu höheren Betriebskosten, die als aufwandsgleiche Kosten in die Erlösobergrenze einfließen. Mittel- und langfristig kann ein Unternehmen seine Gewinne leichter durch kapitalintensive Investitionen erhöhen als durch betriebskostenintensive Lösungen. Innerhalb einer Regulierungsperiode lassen sich die Gewinne auch durch eine Absenkung der Gesamtkosten reduzieren.

Die Analyse hat gezeigt, dass der Betriebskostenanteil bei den intelligenten Lösungen in der Regel gegenüber dem konventionellen Netzausbau zunimmt. Vor allem beim Einsatz des Erzeugungsmanagements, das als separate Maßnahme – vor allem aber in Kombination mit rONT – die Kosten der Integration von EE-Anlagen deutlich reduzieren kann, führt zu einem starken Anstieg von Betriebskosten. Bei der Weiterentwicklung der Anreizregulierung muss darauf geachtet werden, dass alle Lösungsvarianten, die zu minimalen Gesamtkosten führen, gleichermaßen stimuliert werden. Das wird mit der heutigen Ausgestaltung der Anreizregulierung noch nicht ausreichend erreicht.

E.7 Anforderungen an die Sicherheit der IKT und die zukünftigen Rahmenbedingungen

Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass neue Technologien in der Regel höhere betriebliche Risiken besitzen. Diese erhöhten Risiken sind nur unzureichend in der Verzinsung des eingesetzten Kapitals wiedergespiegelt. Während Fremdkapitalgebern eine Anerkennung von marktüblichen Risikoaufschlägen entsprechend des § 5 Abs. 2 StromNEV gewährt werden kann, ist ein Verteilernetzbetreiber auf die Anpassungen im Zusammenhang mit § 7 Abs. 6 StromNEV zu Beginn einer jeden Regulierungsperiode angewiesen. Diese Anpassung allerdings steht weniger im direkten Zusammenhang mit der spezifischen Investitionstätigkeit, sondern mit der marktüblichen Verzinsung des Eigenkapitals. Für die aufwandsgleichen Betriebskosten, die höher sind als bei konventionellen Betriebsmitteln, wird ein Risikoaufschlag grundsätzlich nicht berücksichtigt.

E.7.2.3 Zunehmende Heterogenität der Netzbetreiber

Ein wesentliches Element der heutigen Anreizregulierung ist der Effizienzvergleich. Der Effizienzvergleich ist maßgeblich für die Ermittlung der Entwicklung der Erlösobergrenze während der Dauer der Regulierungsperiode. Verteilernetzbetreiber entscheiden nicht nur auf Basis der Maximierung des betriebsnotwendigen Anlagevermögens, sondern ziehen auch die Wirkungen aus dem Effizienzbenchmark in die Investitionsentscheidung mit ein. Hierbei ist anzumerken, dass dies im Wesentlichen nur für Verteilernetzbetreiber außerhalb des vereinfachten Verfahrens zutrifft. Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren können nicht über ihre Investitionsentscheidungen ihren Effizienzwert beeinflussen. Sie versuchen über die Maximierung des betriebsnotwendigen Vermögens die Erlösobergrenze zu maximieren.

Der Effizienzvergleich muss der zunehmenden Heterogenität der Verteilernetzbetreiber gerecht werden und darf durch die Wahl der Strukturparameter nicht zu einer einseitigen Bevorzugung des konventionellen Netzausbaus führen.

Verteilernetzbetreiber außerhalb des vereinfachten Verfahrens nehmen hingegen mit der Investitionsentscheidung Einfluss auf den anzuwendenden Effizienzwert. Ferner beeinflussen diese mit ihrer Entscheidung die endogenen Strukturparameter des Effizienzbenchmarks nach § 12 ARegV. Durch den konventionellen Netzausbau können die Strukturparameter, wie Stromkreislängen oder Netzlängen, erhöht werden und damit Einfluss zur Verbesserung des Effizienzergebnisses genommen werden. Die Abwägung zwischen dem konventionellen und einem „intelligenten“ Netzausbau würde deshalb durch die Art des Effizienzbenchmarking beeinflusst.

Der durch die Integration von EE-Anlagen verursachte Investitionsbedarf ist nicht homogen über die Netzbetreiber verteilt. Nur 8 % der Niederspannungsnetze und 39 % der Mittelspannungsnetze ist von dem Netzausbau betroffen. Bezogen auf die Netzbetreiber bedeutet das, dass 35 % der Netzbetreiber vom Ausbau in der Niederspannung und 64 % vom Ausbau in der Mittelspannung betroffen sind.

Durch die Weiterentwicklung der Anreizregulierung muss eine gleiche Behandlung von Netzbetreibern mit einer ähnlichen Aufgabe bzgl. der Integration von EE-Anlagen sichergestellt werden.

Der Netzausbaubedarf unterscheidet sich signifikant zwischen den Netzen und den Netzbetreibern – sowohl regional als auch bzgl. der betroffenen Spannungsebenen. Hier ist vor allem darauf zu achten, dass Netzbetreiber mit einer ähnlichen EE-Integrationsaufgabe gleich und sachgerecht behandelt werden. Dies schließt unter anderem eine adäquate regulatorische Behandlung der unterschiedlichen Kosten ein:

- Höhe und Zeitpunkt der Erlösanpassung;
- Effizienzbeurteilung und Umsetzung in Produktivitätsanforderungen;
- Risiken und Gewinnchancen bei unterschiedlichen Lösungsansätzen zur Reduktion des Netzausbaus.

In der Studie wurden zum Zwecke der Simulation Modellnetzklassen entwickelt, um Netzbetreiber mit ähnlichen Aufgaben in Bezug auf den heutigen und zukünftigen EE-Zubau einander zuordnen zu können. Die durch die umfangreichen Berechnungen gewonnenen Erkenntnisse könnten einen Beitrag zur sachgerechten Gruppierung der Netzbetreiber auch für Regulierungszwecke liefern.

E.8 Zwischenfazit zum Netzausbau mit intelligenten Betriebsmitteln

Die Studie untersucht, ob durch die Anwendung innovativer Planungskonzepte sowie durch den Einsatz intelligenter Technologien der Netzausbaubedarf reduziert werden kann. Es wurden vier Maßnahmen einzeln und in Kombination untersucht, um zu ermitteln, wie die durch die Integration von EE-Anlagen verursachten Kosten in den Verteilernetzen reduziert werden können:

- Erzeugungsmanagement in der Netzplanung;
- Blindleistungsmanagement in der Netzplanung;
- Lastmanagement in der Netzplanung;
- Einsatz intelligenter Netztechnologien, d.h. rONT und Spannungslängsregler.

Durch „intelligenten“ Netzausbau können die Integrationskosten von EE-Anlagen deutlich gesenkt werden. Die höchsten Kosteneinsparungen resultieren aus einer Kombination aus Erzeugungsmanagement und rONT.

Bezüglich der Ausgestaltung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung können aus den Analysen die folgenden Erkenntnisse gezogen werden:

- Eine Beschränkung des Erzeugungsmanagements, welches in der Netzplanung berücksichtigt wird, auf Windkraft- und PV-Anlagen ist sinnvoll. Eine Abregelung von Biomasseanlagen würde – sofern die abgeregelte Energie mit den Kosten von EE-Anlagen bewertet würde – zu erhöhten Kosten führen.
- Die Begrenzung der abzuregelnden Energie von Windkraft- und PV-Anlagen auf max. 3 % der Jahresenergie je Anlage reicht aus, um dem Netzbetreiber einen ausreichenden Spielraum zu geben, sein Netz kostenoptimal auszubauen.
- Die durchschnittlichen jährlichen Kosten bis 2032 können um bis zu 15 % gesenkt werden. Dabei kann der Bedarf an zusätzlicher Leistungslänge insgesamt knapp halbiert und in der Niederspannungsebene sogar um bis zu 58 % gesenkt werden.

- Durch das Erzeugungsmanagement werden vor allem die zusätzlichen Netzausbaukosten im Norden und Osten reduziert. Es trägt damit zu einer Vergleichmäßigung des Netzausbaus bei.

Das erweiterte Blindleistungsmanagement über einen $\cos(\varphi)$ von 0,9 hinaus und das netzdienliche Lastmanagement liefern nur einen untergeordneten Beitrag zur Absenkung der durch die Integration von EE-Anlagen induzierten Netzausbaukosten. Die geringe Wirkung des Lastmanagements ist darauf zurückzuführen, dass Netzausbaubedarf vor allem in Netzen mit vergleichsweise geringer Last besteht und die Beeinflussung dieser geringen Last nur einen kleinen Beitrag zur Reduktion des Netzausbaubedarfs leisten kann.

Ein signifikanter Beitrag zur Reduktion des Netzausbaubedarfs kann auch durch intelligente Netztechnologien erreicht werden. Im Rahmen dieser Studie wurden die intelligenten Netztechnologien untersucht, die bereits heute verfügbar sind und für die eine ausreichende Durchdringung in den nächsten Jahren erwartet werden kann. Dies sind der rONT und der Spannungslängsregler.

rONT haben den größten Effekt auf den Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene.

Der Einsatz von autarken rONT ist in 95 % der Fälle aufgrund einer vollständigen Wirkungserfüllung und der geringen Kosten ausreichend. Nur bei besonderen Netzkonstellationen, wie z.B. inhomogenen Abgängen, ist eine Anwendung der komplexen Varianten „Netzknoten“, „Leitsystem“ und „Leitsystem+“ zielführend. Eine spätere Nachrüstung von „Autark“ zu den komplexeren Varianten ist ohne Doppelinvestition möglich.

Die umfangreichen Analysen haben ergeben:

- Ein rONT verursacht etwa die doppelten Kosten eines einfachen Ortsnetztransformators, erhöht aber die zur Verfügung stehenden Spannungsbänder in der Nieder- und Mittelspannungsebene.
- Die größte Kosteneinsparung entsteht bei einem Zubau von rONT überall dort, wo Spannungsverletzungen im Niederspannungsnetz auftreten. Zur Erreichung der maximalen Kosteneinsparung müssen 46.338 Ortsnetztransformatoren als rONT ausgestattet sein. Dies sind 8,4 % aller vorhandenen Ortsnetztransformatoren.
- Eine vollständige Durchdringung mit rONT führt zu einer Verringerung der durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten um knapp 10 %. Der Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene wird dadurch fast vollständig vermieden.

Durch eine Kombination unterschiedlicher „intelligenter“ Maßnahmen können die Netzausbaukosten noch weiter gesenkt werden. Die Analyse kommt zu den folgenden Ergebnissen:

- Der größte Effekt auf den Netzausbau geht von einer Kombination aus Erzeugungsmanagement und rONT aus.
- Der prioritäre rONT Einsatz, d.h. zunächst der prioritäre Ausbau mit rONT und dann ein nachgeschaltetes Erzeugungsmanagement, führen zu der geringsten zusätzlichen Leitungslänge. Die Kosten sind allerdings höher als im Fall des prioritären Erzeugungsmanagements.
- Das prioritäre Erzeugungsmanagement, d.h. der prioritäre Einsatz des Erzeugungsmanagements und der nachgelagerte Ausbau mit rONT, führt zu den niedrigsten Zusatzkosten. Die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten können gegenüber dem

konventionellen Netzausbau um 20 % und gegenüber dem reinen Erzeugungsmanagement um ca. 5 % gesenkt werden. Eine differenzierte Abstimmung zwischen Erzeugungsmanagement und rONT-Ausbau könnte die Kostenvorteile weiter erhöhen.

- Im Fall des prioritären Erzeugungsmanagements sind lediglich knapp 10.000 rONT erforderlich. Dennoch wird auch in diesem Fall der spannungsbedingte Netzausbau in der Niederspannung fast vollständig eliminiert.
- Die Kosten für die Abregelung der EE-Anlagen machen etwa 28 % der gesamten durchschnittlichen Zusatzkosten aus. Damit steigt der Anteil der Betriebskosten gegenüber dem konventionellen Netzausbau deutlich an.

Die entwickelten Lösungen zur optimalen Reduktion der EE-getriebenen Netzausbaukosten basieren auf einem stärkeren Einsatz von IKT. Bei einer Beschränkung auf netzdienliche IKT sind allerdings nur moderate IKT-Zusatzkosten gegenüber den Netzausbaukosten zu erwarten. In der Regel übersteigen die IKT-Kosten kaum 4 % der Netzausbaukosten. Lediglich bei einem auf alle Windkraft- und PV-Anlagen – d.h. auch auf sehr kleine Anlagen mit einer Leistung von weniger als 7 kW – angewandten Erzeugungsmanagement steigen die IKT-Kosten auf rund 10 % der Zusatzkosten. Durch die Zusammenführung der technischen Spezifikationen der verschiedenen Lösungen zu einer Standardlösung können zusätzliche Kosteneinsparpotenziale geschaffen werden. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass die individuellen Kosten zur Integration in die jeweiligen Leitsysteme nicht allgemein abgeschätzt werden können und deshalb nicht Bestandteil dieser Kosten sind. Diese können individuell deutlich höher als die übrigen Investitionskosten für IKT ausfallen.

Bei den jährlichen Kosten ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass die grundlegenden IKT-Sicherheitskosten im Zusammenhang mit dem IT/OT Backend nicht quantifiziert werden. Ausgehend von dem Grundschutz durch die bestehenden Informations- und Kommunikationstechnologien, Maßnahmen gemäß IT-Grundschutz, BSI Schutzprofil für das intelligente Messsystem sowie dem vorläufigen Sicherheitskatalog der BNetzA für den Betrieb von IKT-Systemen (nach IEC/ISO 27019) wird davon ausgegangen, dass sich die Zusatzkosten durch die neuen Lösungen gegenüber den oben genannten Grundmaßnahmen auf ca. 10 % der gesamten zusätzlichen IKT-Kosten eines durchschnittlichen Netzbetreibers belaufen.

Die Sicherheit der Energieversorgung ist durch die wachsende Rolle der IKT an der Energieversorgung nicht gefährdet. Zum einen wird die IKT mit sehr hohen Sicherheitsstandards betrieben. Darüber hinaus beinhalten die analysierten Lösungsvarianten einen Betriebsmodus, der gewährleistet, dass auch beim Ausfall der IKT das Netz sicher betrieben werden kann. Insbesondere ist bei einem Ausfall der Kommunikation beim rONT der Fallback in die autarke Regelung und beim dynamischen Erzeugungsmanagement ein Fallback zum statischen Erzeugungsmanagement möglich.

Zur erfolgreichen Umsetzung der intelligenten Lösungen ist eine Anpassung des ordnungspolitischen und regulatorischen Rahmens erforderlich. Die wesentlichen Eckpfeiler zur Weiterentwicklung sind:

- Anpassung der Netzausbaupflicht der Verteilernetzbetreiber, die einen reduzierten Netzausbau unter Anwendung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung ermöglicht.
- Ausrichtung der Kosten des Erzeugungsmanagements an den EE-Förderkosten, um Anreize zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung der Netzausbaukosten entwickeln zu können.

- Berücksichtigung ausreichender Betriebskosten bei der Anwendung von Investitionsmaßnahmen für intelligente Netztechnologien.
- Der Erweiterungsfaktor sollte die erwarteten Zusatzkosten für den EE-bedingten Netzausbau abbilden.
- Stimulation intelligenter Lösungen, die zur Reduktion der Gesamtkosten beitragen – auch wenn dadurch der Anteil der Betriebskosten steigt.
- Adäquate Berücksichtigung der Heterogenität der Verteilernetzbetreiber bei der Effizienzbestimmung. Gegebenenfalls kann die im Rahmen dieser Studie entwickelte Gruppierung der Verteilernetzbetreiber in Modellklassen einen Beitrag dazu leisten.

F Handlungsempfehlungen

Das Erzeugungsmanagement sollte bereits in der Netzausbauplanung Berücksichtigung finden, um einen Netzausbau für die „letzte Kilowattstunde“ zu vermeiden.

Die Berücksichtigung einer gezielten Reduktion der Einspeisung von EE-Anlagen in der Netzplanung kann zu deutlichen Einsparungen beim Netzausbau führen und die Gesamtkosten um mindestens 15 % absenken. Sowohl eine fernsteuerbare als auch eine feste Reduktion der Einspeisung sollten bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werden. Zur entsprechenden Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung ist eine Anpassung des Ordnungsrahmens in Bezug auf die Anforderungen nach §§ 12 und 14 EnWG erforderlich.

In der Netzplanung sollte nur die Abregelung von Windkraft- und PV-Anlagen berücksichtigt werden. Darüber hinaus könnte zunächst ein beschränktes Maß an abregelbarer Energie von EE-Anlagen festgelegt werden. Ein solches Maß (beispielsweise 3 % je Anlage) kann dem Netzbetreiber einen sinnvollen Spielraum zur kostenoptimalen Abregelung der EE-Anlagen in der Netzplanung ermöglichen, ohne die Einspeisung einzelner Anlagen zu stark zu kürzen. Vorgaben zur Beschränkung der abregelbaren Energie kann im Laufe der Zeit mit wachsender Erfahrung angepasst werden.

Die operative Umsetzung sollte hinsichtlich der Abschaltreihenfolge nach ökonomischen Gesichtspunkten erfolgen und kann auf den Grundsätzen des Leitfadens zum Einspeisemanagement der Bundesnetzagentur basieren. Diese müssen im Hinblick auf ihre Umsetzbarkeit geprüft und gegebenenfalls weiterentwickelt werden.

Die dargestellten Einsparpotenziale durch Erzeugungsmanagement in der Netzplanung wurden unter Berücksichtigung von Bestandsanlagen ermittelt. Um diese Einsparpotenziale zu generieren, sollte daher auch die gezielte Abregelung von Bestandsanlagen in der Netzplanung möglich sein.

Die Anwendung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung führt zu einer Reduktion des Netzausbaus. Dadurch ist erforderlich, dass die operative Umsetzung im Betrieb auch zuverlässig funktioniert. Eine zuverlässige Abregelung der EE-Anlagen muss gewährleistet sein und sollte vom Netzbetreiber eingefordert werden können.

Die Entscheidung über die Ausgestaltung der Planungskonzepte und über die zur Anwendung kommenden intelligenten Technologien sollte beim Netzbetreiber liegen.

Durch eine sachgerechte Kombination aus in der Netzplanung berücksichtigtem Erzeugungsmanagement und der Installation von regelbaren Ortsnetztransformatoren können die Kosten für den Netzausbau um mindestens 20 %, die notwendigen Netzausbaumaßnahmen sogar um mindestens 60 % gesenkt werden.

Die Auswahl der richtigen Konzepte und intelligenten Technologien hängt aber stark von den Gegebenheiten im jeweiligen Netz ab und sollte vom Netzbetreiber entschieden werden.

Die Umsetzung des Erzeugungsmanagements beinhaltet das Maß innerhalb der vorgegebenen Obergrenze, in dem EE-Anlagen pauschal oder selektiv angesteuert werden sowie Zeitpunkt und Höhe der abzuregelnden Leistung sollte durch den Netzbetreiber vorgegeben werden. Auch sollte der Netzbetreiber weiterhin die Anforderungen an die IKT-Ausstattung vorgeben dürfen, ohne allerdings unzulässige Einschränkungen anderer Marktteilnehmer vorzunehmen. Ebenso sollte die Entscheidung, ob und welche Bestandsanlagen mit fernsteuerbarer IKT bzw. mit einer festen Einspeisebegrenzung nachgerüstet werden sollen, beim Netzbetreiber liegen.

Voraussetzung für die richtige Entscheidung durch den Netzbetreiber ist, dass dieser die vollständigen Kosten und Nutzen der Anwendung trägt. Um ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Niveau des Netzausbaus zu erreichen, ist es erforderlich, dass sich die Kosten für die Beschaffung der Ersatzenergie aus EE-Anlagen auch nach den Kosten von virtuellen „EE-Ersatzanlagen“ richten. Auch die Kosten für die IKT-Nachrüstung von EE-Anlagen sollten vom Netzbetreiber getragen werden.

Die Regulierung sollte die Auswahl der jeweils geeigneten Planungskonzepte sowie intelligenten Technologien nach gesamtwirtschaftlicher Kosteneffizienz fördern.

Durch die Anwendung innovativer Planungskonzepte können zwar die Gesamtkosten des Netzausbaus deutlich gesenkt werden. Es findet aber in der Regel auch eine deutliche Verschiebung zu höheren Betriebskosten statt. So erhöht sich der Anteil der Betriebskosten an den Ausbaurückstellungen auf bis zu 40 %, verglichen mit rund 16 % beim konventionellen Netzausbau.

Das heutige Anreizsystem ist auf die Einnahmen durch die Eigenkapitalrendite und auf die kurzfristigen Gewinne durch die Kürzung von Betriebskosten ausgerichtet. Maßnahmen, die zu langfristig sinkenden Kapitalkosten und steigenden Betriebskosten führen, sind für einen Verteilernetzbetreiber im aktuellen Regulierungsrahmen weniger interessant, selbst wenn durch diese Maßnahmen die Gesamtkosten sinken. Vom heutigen Regulierungsregime geht deshalb nur bedingt ein ausreichendes Signal zur Kostenoptimierung aus, das zur Erreichung der Einsparungspotentiale bei den Um- und Ausbaurückstellungen in den Verteilernetzen erforderlich wäre.

Das heutige Regulierungsregime sollte weiterentwickelt werden, um jede Kosteneffizienz zu stimulieren, unabhängig davon, ob diese durch Kapital- oder Betriebskostensenkungen erreicht wird. Nur wenn seitens der Regulierung ein deutliches Signal zu intelligenten Planungskonzepten gegeben wird, können die ermittelten Vorteile erreicht werden. Dazu muss das betriebswirtschaftliche Optimum für den Netzbetreiber mit dem gesamtwirtschaftlichen Optimum in Übereinstimmung gebracht werden. Aufgrund der langfristigen Lebensdauern und Abschreibungszeiträumen sollte auch der langfristige Nutzen innovativer Konzepte ausreichend berücksichtigt werden.

Netzbetreiber sind von der Energiewende unterschiedlich stark betroffen – das Regulierungssystem muss dementsprechend differenzieren statt pauschalisieren.

Die durch den EE-Zubau induzierten Investitionen in den Verteilernetzen sind ungleichmäßig verteilt. Diese Netze werden von einer großen Anzahl von Netzbetreibern betrieben, deren Netzausbaubedarf damit jeweils sehr unterschiedlich ausfallen kann. Die durchgeführte Kategorisierung der Verteilernetzbetreiber kann gegebenenfalls als Grundlage für die Weiterentwicklung des Regulierungssystems dienen.

Wenngleich die Auswirkungen auf die Netzkosten im Durchschnitt moderat ausfallen – durchschnittliche Erhöhung der gesamten Netzkosten der Verteilernetzbetreiber um knapp 10 % bis 2032 – so sind die Auswirkungen auf einzelne Netze doch erheblich. Nur knapp 8 % der circa 500.000 Niederspannungsnetze in Deutschland und knapp 36 % der ca. 4.500 Mittelspannungsnetze sind überhaupt betroffen – diese zum Teil aber erheblich. So wird sich im Szenario „EEG 2014“ die Länge der Mittelspannungsnetze in den besonders betroffenen Modellnetzklassen bis 2032 durchschnittlich um ca. 65 % (konventioneller Netzausbau) und auch im Falle der Anwendung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung noch um immerhin ca. 44 % erhöhen.

Für die Auswirkung auf die Kosten der Netzbetreiber ist auch entscheidend, ob EE-Anlagen nachgerüstet werden müssen, ob sie einer festen Abregelung unterliegen etc. Für eine faire Behandlung der Netzbetreiber ist es deshalb entscheidend, dass diese Unterschiede bei der Festlegung der Erlösobergrenze sachgerecht berücksichtigt werden. Insbesondere muss die durch den Zubau an Erneuerbaren Energien verstärkte Heterogenität der Netzbetreiber bei der Entwicklung der Effizienzverfahren abgebildet werden – z. B. durch eine entsprechende Auswahl der Vergleichsparameter.

Eine stärkere Verankerung von intelligenter Netztechnik im Regulierungsrahmen ist notwendig.

Schließlich besteht auch Anpassungsbedarf bei den heutigen Regulierungsinstrumenten. So sollten insbesondere die rONT in die StromNEV aufgenommen werden. Ferner sollten die Betriebskosten im Instrument der Investitionsmaßnahmen entsprechend angepasst werden, da heute bereits zu erwarten ist, dass durch die vermehrte Anwendung von IKT mit einer Steigerung von Betriebskosten bei den Investitionen zu rechnen ist.

Besondere Aufmerksamkeit sollte das Erzeugungsmanagement erhalten. Wichtig ist dabei, dass bei der Betrachtung der Kosten für die Beschaffung der Ersatzenergie auf die durchschnittlichen Förderkosten von EE-Anlagen und nicht auf den Großhandelspreis abgestellt wird. Nur dadurch ist gewährleistet, dass EE-Anlagen nicht übermäßig abgeregelt werden und gesamtwirtschaftlich überhöhte Kosten entstehen. Es muss festgelegt werden, wie diese „virtuellen“ Kosten in der Festlegung der Erlösobergrenze und bei der Effizienzbestimmung berücksichtigt werden.

Aufgrund der wachsenden Bedeutung der Fernsteuerbarkeit der EE-Anlagen sollte bei Ausfall der IKT ein Rückfall auf einen leistungsreduzierten Default-Wert vorgesehen werden.

Die Anwendung einer parallelen Infrastruktur zur Umsetzung des Erzeugungsmanagements mit intelligentem Messsystem und dedizierter Steuerbox – etwa nach IEC 618650-7-420 o. Ä. – ist bis zur finalen Festlegung und Normierung bzw. Regulierung von notwendigen Technologien für ein Erzeugungsmanagement vermutlich nötig. Eine Überprüfung der netzdienlichen Anforderungen an eine Kommunikation ist zielführend zur Ermittlung einer möglichen Synergie. Regelmäßige zyklische Überprüfungen der IKT-Ausbaupfade bzgl. neuer Technologieentwicklungen und -optionen und die Analyse der Maßnahmenkataloge für die Sicherheit der kritischen Infrastruktur bzgl. der IKT-Aspekte durch die verantwortlichen Gremien sind unbedingt erforderlich. Zur Sicherstellung der Netzintegrität auch im Falle des Ausfalls der IKT sollte ein automatischer Rückfall auf einen reduzierten Default-Wert vorgesehen werden. Im Rahmen der ferngesteuerten EE-Anlagen könnte die der Planung zugrunde liegende maximale Einspeisung sein.

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
CAPEX	Capital Expenditures (Kapitalkosten)
CDER	Customer Distributed Energy Resources
CEMS	Customer Energy Management System
CIM	Common Information Model
DMS	Distribution Management System
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ES	Entnahmestelle
GWAC	Grid Wise Architecture Council
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
HTL	Hochtemperaturleiter
IED	Intelligent Electronic Device
MMS	Manufacturing Message Specifications
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OPEX	Operating Expenditures (Betriebskosten)
PV	Photovoltaik
RDF	Resource Description Framework
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
RTU	Remote Terminal Unit
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SMGW	Smart Meter Gateway
SpLR	Spannungslängsregler
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
VNB	Verteilernetzbetreiber
WAMS	Wide Area Measurement Systeme
XML	Extensible Markup Language

Glossar

Abgang

Ein Abgang ist eine Leitung, welche von einer Umspann- oder Ortsnetzstation abgeht.

Abgangslänge

Die Abgangslänge ist die Leitungslänge eines einzelnen Abgangs.

Ausbaumaßnahme

Eine Ausbaumaßnahme ist ein Zubau von Netzbetriebsmitteln zur Erhöhung der Netzkapazität.

Blindleistungsmanagement

Durch Steuerung der Blindleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen ist eine Beeinflussung der Spannung in elektrischen Netzen möglich. Diesen Effekt machen sich Netzbetreiber zu eigen, um spannungsbedingte Grenzwertverletzungen zu reduzieren oder zu beheben. Nach den „Technischen Anschlussbedingungen⁴⁹“ der Netzbetreiber müssen Erzeugungsanlagen Blindleistung bereitstellen. Die Art und Weise, wie der Netzbetreiber diese Blindleistungskapazität einsetzt, wird als Blindleistungsmanagement beschrieben.

Bruttostromerzeugung

Unter Bruttostromerzeugung versteht man die gesamte erzeugte elektrische Energie inklusive des Eigenbedarfs der Erzeuger (überwiegend bei thermischen Kraftwerken).

Customer Distributed Energy Resources (CDER)

Die CDER sind dezentrale Energieerzeuger (engl. Distributed Energy Resources, DER), die direkt beim Kunden installiert sind. Dies sind sehr kleine Erzeugungsanlagen, die sich im Besitz von Privatpersonen befinden.

Customer Energy Management System (CEMS)

Das CEMS dient der Kommunikation mit Geräten im Haus des Kunden. Es hat Schnittstellen zum Messgerät zur Auslesung der Energiedaten des Kunden sowie zur Betriebsdomäne, um Informationen wie Preise für einen effizienten Energiekonsum zu erhalten.

Common Information Model (CIM)

Das CIM modelliert Objekte und Datenaustauschformate der Übertragung, Verteilung und Erzeugung von Elektroenergie sowie zwischen Handelsplattformen und wird als UML Modell genormt. Das CIM stellt die Basis für andere Normungsvorhaben der International Electrotechnical Commission (IEC) dar.

⁴⁹ Vgl. hierzu VDE-AR-4105 und BDEW-Richtlinie „Anschluss von Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz“.

Distribution Management System (DMS)

Das DMS bezeichnet ein Energie-Management-System, das die Betriebsabläufe und Optimierungen im Verteilernetz optimiert, nachverfolgt und durchführt.

Erneuerbare Energien (EE)

Zu den Erneuerbaren Energien zählen Wasserkraft, Windenergie, Energie aus solarer Strahlung sowie Erdwärme und nachwachsende Rohstoffe.

Entnahmestelle (ES)

Eine Entnahmestelle ist ein Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene durch Letztverbraucher oder Weiterverteiler. Nach § 27 der StromNEV sind Netzbetreiber dazu verpflichtet die Anzahl der Entnahmestellen je Netz- und Umspannebene zu veröffentlichen.

Entwicklungspfad

Ein Entwicklungspfad beschreibt den zeitlichen Verlauf einer Eingangsgröße innerhalb eines Szenarios.

Erzeugungsmanagement

Das Erzeugungsmanagement ist die gezielte Steuerung bzw. Regelung der Wirkleistungseinspeisung (dezentraler) Erzeugungsanlagen. Je nach Ausgestaltung des Erzeugungsmanagements ist ein netzdienlicher Einsatz der Erzeugungsanlagen mit dem Ziel der Reduzierung von Netzengpässen möglich (siehe netzdienliches Erzeugungsmanagement).

Gateway

Ein Gateway ist die zentrale Kommunikationseinheit in einem intelligenten Messsystem, welche spartenübergreifend Messdaten von Zählern empfängt, speichert, für autorisierte Marktteilnehmer aufbereitet und versendet.

GOOSE

Generic Object Oriented Substation Events. GOOSE ist ein von der International Electrotechnical Commission (IEC) in dem Standard IEC 61850 spezifiziertes echtzeitfähiges Netzwerkprotokoll. Es dient der Steuerung von Geräten über Ethernet-Netzwerke.

Grid Wise Architecture Council (GWAC)

Das GWAC ist ein Team mit Mitgliedern aus branchenführenden Unternehmen zur Identifizierung von Standardisierungsbedarf bei Systemkomponenten, um signifikante Level der Interoperabilität dieser Systeme zu erreichen.

Hochspannungsnetze

Hochspannungsnetze sind Verteilernetze der höchsten Spannungsebene. In Deutschland werden sie mit einer Betriebsspannung von 110 kV betrieben. Die Aufgabe der Hochspannungsnetze ist überregionale Verteilung elektrischer Energie.

Horizontale Verteilung

Die horizontale Verteilung beschreibt von Erzeugungsanlagen und Verbraucherlasten die geographische Verteilung auf Regionen.

Intelligent Electronic Device (IED)

Prozessor-basierter Controller für Energiesysteme, wie beispielsweise Transformatoren und Leistungsschalter.

Installierte Leistung

Die installierte Leistung einer Erzeugungsanlage ist die maximale Leistung, die eine Erzeugungsanlage einspeisen kann. Besteht eine Anlage aus Komponenten, welche auf unterschiedliche Leistungen bemessen sind, determiniert die geringste Bemessungsleistung die installierte Leistung der gesamten Anlage.

Intelligente Netztechnologien

Intelligente Netztechnologien sind Betriebsmittel, welche im Netzbetrieb zur Steuerung und Regelung verwendet werden können. Zu den intelligenten Netztechnologien gehören u.a. rONT und Spannungslängsregler.

Jahreshöchstlast

Die Jahreshöchstlast ist die maximal entnommene Wirkleistung von Verbrauchern innerhalb eines Jahres.

Konventioneller Netzausbau

Der konventionelle Netzausbau ist der Ausbau des Netzes mit passiven Netzkomponenten, wie Transformatoren und Leitungen. Beim konventionellen Netzausbau wird der Einsatz betrieblicher Maßnahmen, wie beispielsweise Erzeugungsmanagement nicht berücksichtigt.

Lastmanagement

Durch die Zunahme des Anteils flexibler Lasten in elektrischen Netzen ist eine Steuerung bzw. Regelung des Wirkleistungsbezugs möglich. Flexible Lasten zeichnen sich dadurch aus, dass der Wirkleistungsbezug nicht unmittelbar dem Bedarf folgen muss, sodass eine zeitliche Verschiebung des Wirkleistungsbezugs ermöglicht wird. Wie diese Flexibilität der Lasten genutzt wird, wird durch das Lastmanagement beschrieben. Beispielsweise ist ein netzdienlicher Einsatz zur Reduzierung von Netzengpässen möglich.

Manufacturing Message Specifications (MMS)

MMS ist ein international standardisiertes Übertragungssystem zum Austausch von Echtzeit-Daten und Informationen zur Überwachung und Steuerung zwischen vernetzten Geräten und Computer-Anwendungen. MMS ist dabei unabhängig von der durchzuführenden Funktion und dem Entwickler des Geräts oder der Anwendung.

Mittelspannungsnetze

Die Mittelspannungsnetze sind Verteilernetze der mittleren Spannungsebenen. Die Mittelspannungsnetze werden in der Regel in Deutschland mit einer Spannung von 10 kV oder 20 kV betrieben. Die Aufgabe der Mittelspannungsnetze ist die regionale Verteilung der elektrischen Energie.

Modellnetze

Ein Modellnetz stellt ein typisiertes (nicht reales) elektrisches Netz dar. Die Modellnetze können aus den Daten der Modellnetzklassen abgeleitet werden. Innerhalb der Monte-Carlo-Simulation werden die Modellnetze zur Bestimmung des Ausbaubedarfs generiert.

Modellnetzklasse

In einer Modellnetzklasse werden Verteilernetzbetreiber mit ähnlichen Versorgungsaufgaben zusammengefasst. Diese Modellnetzklassen werden anschließend durch Modellnetze beschrieben.

Monte-Carlo-Simulation

Eine Monte-Carlo-Simulation ist ein stochastisches Verfahren. Dieses Verfahren basiert auf einer hinreichend hohen Anzahl an Zufallsexperimenten (Iterationen). Die Eingangsgrößen dieser Zufallsexperimente können hierbei durch beliebige Wahrscheinlichkeitsverteilungen beschrieben werden. In jeder Iteration wird jeder Eingangsgröße ein zufälliger Wert zugewiesen, welche spezifizierten Wahrscheinlichkeitsverteilungen gezogen werden. Mit Hilfe der Eingangsgrößen werden die jeweils Ausgangsgrößen ermittelt. Durch die hinreichend hohe Anzahl der Zufallsexperimente, ist es zulässig die Ausgangsgrößen wieder als Verteilungsfunktionen zu beschreiben. Somit erlaubt die Monte-Carlo-Simulation die experimentelle Analyse komplexer stochastischer Zusammenhänge.

Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung stellt einen Teil der Netzplanung dar. In der Netzausbauplanung wird die Entwicklung des bestehenden Netzes zur Bewältigung sich zukünftig ändernder Versorgungsaufgaben ermittelt. Das Ergebnis der Netzausbauplanung besteht aus dem zeitlichen Ablauf erforderlicher Netzausbaumaßnahmen.

Netzbereich

Ein Netzbereich ist ein zusammenhängender Ausschnitt eines Netzes.

Netzdienlicher Einsatz

Von einem netzdienlichen Einsatz eines Betriebsmittels ist die Rede, wenn betriebliche Maßnahmen derart eingesetzt werden, dass die Netzkapazität erhöht wird.

Netzdienliches Erzeugungsmanagement

In der Netzausbauplanung wird die gezielte Abregelung der Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien für wenige Stunden des Jahres zugelassen, um eine für höchst selten auftretende

Belastungsspitzen erforderliche Netzauslegung auf 100 % der Einspeiseleistung zu reduzieren oder zu vermeiden.

Netzimpedanz

Die Netzimpedanz ist der komplexe Widerstand mit dessen Hilfe das Verhalten des Netzes an einem Standort abgebildet wird.

Netzkapazität

Die Netzkapazität beschreibt die Leistung, welche in einem Netz maximal angeschlossen werden kann, ohne die geforderte Versorgungszuverlässigkeit zu gefährden.

Netzmengengerüst

Das Netzmengengerüst beschreibt die Menge aller Betriebsmittel eines Netzes.

Netztopologie

Die Netztopologie beschreibt den Aufbau eines Netzes. Typische Netztopologien sind: Ring-, Strang-, Strahlen- und Maschennetze.

Niederspannungsnetze

Die Niederspannungsnetze sind die Verteilernetze mit der niedrigsten Spannung. In Deutschland beträgt die Spannung 400 V. Die Aufgabe der Niederspannungsnetze ist die direkte Versorgung der Endkunden mit elektrischer Energie.

Ortsnetztransformatoren

Ein Ortsnetztransformator ist ein Transformator zwischen der Mittel- und Niederspannungsebene. Ein Ortsnetztransformator speist ein Niederspannungsnetz.

Planungsgrundsätze

Die Mindestanforderungen und Strategien zur Auswahl von Netzausbaumaßnahmen bei der Planung elektrischer Netze werden in den Planungsgrundsätzen zusammengefasst.

Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)

Ein regelbarer Ortsnetztransformator ist ein Transformator der in der Lage ist das Übersetzungsverhältnis während des Betriebs zu variieren. Damit besteht die Möglichkeit die Spannung, beispielsweise an der Sammelschiene oder an einem entfernten Punkt, gezielt anzupassen.

Resource Description Framework (RDF)

Das Resource Description Framework wurde ursprünglich vom World Wide Web Consortium (W3C) als Standard zur Beschreibung von Metadaten konzipiert. RDF gilt mittlerweile als grundlegender Baustein des Semantischen Webs und RDF-Daten können in verschiedenen Formaten wie beispielsweise XML, Turtle oder N3 ausgedrückt werden.

Remote Terminal Unit (RTU)

Steuerungstechnisches Instrument zur Fernsteuerung der Energieverteilung und -erzeugung.

Smart Grid Architecture Model (SGAM)

Das SGAM Framework und seine Methodologie ermöglichen es, das Design und die Architektur von Anwendungsfällen im Smart Grid auf technologie- und lösungsneutrale Weise darzustellen.

Smart Grid

Ein Smart Grid oder auch intelligentes Stromnetz ist die Bezeichnung für ein Stromnetz, in dem das Verhalten und die Aktionen aller an ihm angeschlossenen elektrischen Einheiten (Versorger und Verbraucher) vorhergesagt und intelligent auf sie reagiert wird. Dabei wird das Ziel einer zuverlässigen, ökonomischen und nachhaltigen Stromversorgung verfolgt.

Spannungslängsregler (SpLR)

Der Spannungslängsregler beeinflusst die Netzspannung durch das Einprägen einer Spannung mittels eines Längstransformators. Er wird, anders als der regelbare Ortsnetztransformator, unabhängig von einem Transformator in das Verteilernetz geschaltet und kann sowohl in der Mittelspannungsebene als auch in der Niederspannungsebene eingesetzt werden. In Kombination mit einem bestehenden Ortsnetztransformator weist er eine vergleichbare Funktion wie der rONT auf.

Stromkreislänge

Die Stromkreislänge ist die Gesamtlänge aller Kabel und Freileitungen eines oder mehrerer Netze. Nach § 27 der StromNEV sind die deutschen Netzbetreiber verpflichtet Stromkreislängen der Kabel und Freileitungen aufgeschlüsselt nach Spannungsebenen zu veröffentlichen.

Stützstelle (Stützjahr)

Eine Stützstelle begrenzt einen Zeitraum, bis zu dem Netzausbau simuliert wird. Bis zu dieser Stützstelle ist der Entwicklungspfad der EE-Anlagen bekannt. Im Rahmen dieser Studie handelt es sich um die Jahre 2017 und 2022.

Technisches Mengengerüst

Siehe Netzmengengerüst

Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz oder auch Transportnetz ist für den weiträumigen Transport elektrischer Energie verantwortlich. Innerhalb des kontinentaleuropäischen Verbundes wird das Übertragungsnetz synchron betrieben. Die Spannung des Übertragungsnetzes beträgt i.d.R. 380 kV bzw. 220 kV.

Verkabelungsgrad

Der Verkabelungsgrad ist der Anteil der Kabel an der gesamten Leitungslänge eines Netzes.

Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe beschreibt die elektrischen Eigenschaften aller Verbraucher und Einspeisungen eines Netzbereiches.

Verteilernetze

Die Verteilernetze sind die Netze, die für die Verteilung von elektrischer Energie bis zum Endkunden hin genutzt werden. Im Gegensatz zum Übertragungsnetz existiert eine Vielzahl galvanisch getrennter Verteilernetze in Deutschland (Europa). In Deutschland zählen die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze zum Verteilernetz.

Vertikale Verteilung

Die vertikale Verteilung ist die Verteilung der Lasten bzw. Erzeugungsanlagen auf die verschiedenen Spannungsebenen.

Weibull-Verteilung

Die Weibull-Verteilung ist eine stetige Wahrscheinlichkeitsverteilung, die sich auf die Menge der positiven reellen Zahlen beschränkt. Sie ist nach dem schwedischen Mathematiker Waloddi Weibull benannt. Die Dichtefunktion der Weibull-Verteilung wird über die folgende Formel beschrieben:

$$f(x) = \lambda \cdot k \cdot (\lambda \cdot x)^{k-1} \cdot e^{-(\lambda \cdot x)^k} \text{ mit } \lambda, k > 0.$$

Mit Hilfe der zwei Parameter λ und k kann die Form der Verteilungsfunktion flexibel angepasst werden.

Wide Area Measurement Systeme (WAMS)

Das Technologiefeld WAMS fasst Technologien im Feld zur Messung, Übertragung, Archivierung und Visualisierung zeitsynchronisierter Phasorenmesswerte mit hoher Auflösung zusammen. Diese Werte werden genutzt, um Maßnahmen zur Systemstabilisierung zu treffen (siehe Tabelle 21 im Bericht).

XML

Extensible Markup Language. Die Extensible Markup Language wurde vom World Wide Web Consortium (W3C) herausgegeben und definiert eine Metasprache, auf deren Basis durch strukturelle und inhaltliche Einschränkungen anwendungsspezifische Sprachen definiert werden. Sie ist sowohl von Menschen als auch Maschinen lesbar.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Berichtsstruktur	3
Abbildung 2: Gesamtleitungslängen der Spannungsebenen in deutschen Verteilernetzen (Stand 2012)	5
Abbildung 3: Von Verteilernetzbetreibern betriebene Netze nach Stromkreislängen	6
Abbildung 4: Durchschnittliche Leistung von EE-Anlagen je Entnahmestelle und Verteilernetzbetreiber (Niederspannung)	7
Abbildung 5: Installierte Leistungen an Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen im Szenario „EEG 2014“ (interpoliert) und im Szenario A des Netzentwicklungsplans	9
Abbildung 6: Übersicht Szenarien – Installierte Leistungen an EE-Anlagen in Deutschland im Jahre 2032	10
Abbildung 7: Prozentuale Aufteilung des jährlichen Zubaus von Photovoltaikanlagen auf die einzelnen Spannungsebenen in den Jahren 1990-2012	13
Abbildung 8: Prozentuale Aufteilung des jährlichen Zubaus an Windkraftanlagen auf die einzelnen Spannungsebenen in den Jahren 2000-2012	13
Abbildung 9: Prognostizierte prozentuale Aufteilung der installierten Leistungen von Photovoltaikanlagen je Spannungsebene für das Szenario „NEP“	14
Abbildung 10: Prognostizierte prozentuale Aufteilung der Windkraftanlagen je Spannungsebene für das Szenario „NEP“	14
Abbildung 11: Übersicht methodisches Vorgehen	17
Abbildung 12: Modellnetzklassen für die Niederspannungsebene, einschließlich der Anzahl der zugeordneten Verteilernetzbetreiber mit homogener Versorgungsaufgabe	19
Abbildung 13: Modellnetzklassen für die Mittelspannungsebene, einschließlich der Anzahl der zugeordneten Verteilernetzbetreiber mit homogener Versorgungsaufgabe	20
Abbildung 14: Entwicklungspfad der Versorgungsaufgaben von deutschen Verteilernetzbetreibern bis 2032 für das Szenario „EEG 2014“	21
Abbildung 15: Geografische Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Modellnetzklassen	22
Abbildung 16: Typisierte Nieder- und Mittelspannungsnetze	23
Abbildung 17: Verteilungsfunktion der Abgangslängen in Niederspannungsnetzen	25
Abbildung 18: Leitungs- und stationsscharfes Netzmodell deutscher Hochspannungsnetze	26
Abbildung 19: Datengrundlage für Netzsimulationen	27
Abbildung 20: Zubau von EE-Anlagen im Hochspannungsnetz	30
Abbildung 21: Ablaufdiagramm der Netzsimulationen (Nieder- und Mittelspannung)	31
Abbildung 22: Konventioneller Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2032 in deutschen Verteilernetzen	39
Abbildung 23: Zeitlicher Entwicklungspfad des Netzausbaus in der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene	40
Abbildung 24: Zeitlicher Entwicklungspfad des Netzausbaus in der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene in km	41
Abbildung 25: Aufteilung des Netzausbaubedarfs auf Regionen Süd, Ost, West und Nord (Szenario „NEP“)	42
Abbildung 26: Aufteilung des Netzausbaubedarfs in der Hochspannungsebene bis 2032 auf Bundesländer (Szenario „EEG 2014“)	43
Abbildung 27: Netzausbaubedarf in einer stark von Photovoltaikanlagen geprägten Mittelspannungsmodellnetzklasse	44

Abbildung 28: Netzausbaubedarf der Modellnetzklassen (Mittelspannung, Szenario "EEG 2014")	45
Abbildung 29: Netzausbaubedarf der Modellnetzklassen (Niederspannung, Szenario „EEG 2014“)	46
Abbildung 30: Verteilung des Netzausbaubedarfs auf ländliche und städtische Nieder- und Mittelspannungsnetze (Szenario „NEP“)	47
Abbildung 31: Anteil der von Netzausbau betroffenen Netzbetreiber (Szenario „EEG 2014“)	47
Abbildung 32: Anteil von Niederspannungsnetzbetreibern mit Netzausbaubedarf in allen Niederspannungsnetzen	48
Abbildung 33: Kumulierter Investitionsbedarf in Verteilernetze bis 2032 bei konventionellem Netzausbau	49
Abbildung 34: Zeitliche Entwicklung der jährlichen Zusatzkosten für die Szenarien „EEG 2014“, „NEP“ und „Bundesländer“	50
Abbildung 35: Regionale Zuordnung des Investitionsbedarfs bis zum Jahr 2032 bei einem konventionellen Netzausbau	51
Abbildung 36: Durchschnittlicher prozentualer Anstieg der Netzentgelte für Kunden ohne registrierte Leistungsmessung in der Niederspannung in 2022	54
Abbildung 37: Reduzierter Netzausbaubedarf durch zusätzliche Prognosesicherheit in der Niederspannungsebene (Szenario „NEP“)	56
Abbildung 38: Reduzierter Netzausbaubedarf durch zusätzliche Prognosesicherheit in der Hochspannungsebene im (Szenario „NEP“)	56
Abbildung 39: EE-Zubau in den beiden alternativen Szenarien im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“	58
Abbildung 40: Regionale Verteilung der installierten Leistung an EE-Anlagen für die Szenarien „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ und „Skaliertes Bundesländerszenario“ im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“	59
Abbildung 41: Vergleich des Netzausbaubedarfs in den beiden alternativen Szenarien im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“	60
Abbildung 42: Netzausbaubedarf in den beiden alternativen Szenarien in der Niederspannung bis zum Jahr 2032 im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“	61
Abbildung 43: Netzausbaubedarf in den beiden alternativen Szenarien in der Mittelspannung bis zum Jahr 2032 im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“	61
Abbildung 44: Netzausbaubedarf in den beiden alternativen Szenarien in der Hochspannung bis zum Jahr 2032 im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“	62
Abbildung 45: Betrachtete Lösungsansätze zur Integration Erneuerbarer Energien in Verteilernetze	64
Abbildung 46: Jahresdauerlinie eines Windparks in Rheinhessen in Deutschland	66
Abbildung 47: Volllaststunden der EE-Anlagen in Deutschland 2012	66
Abbildung 48: Steuerbarkeit von Windkraft- und PV-Anlagen	68
Abbildung 49: Funktionen für das Erzeugungsmanagement	69
Abbildung 50: Verteilung der Anlagengröße für EEG-Anlagen	71
Abbildung 51: Erzeugungsmanagement über eine parallele Infrastruktur (links) oder das SMGW (rechts)	74
Abbildung 52: Auswirkung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung auf den Netzausbaubedarf in Verteilernetzen (Szenario „EEG 2014“)	76

Abbildung 53: Zusätzlicher Netzausbaubedarf bei Beschränkung von Erzeugungsmanagement auf große Windkraft- und PV-Anlagen gegenüber konventionellem Netzausbau (Szenario „EEG 2014“)	77
Abbildung 54: Auswirkung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung auf jährliche Zusatzkosten (Szenario „EEG 2014“)	78
Abbildung 55: Jährliche Zusatzkosten durch Erzeugungsmanagement in der Netzplanung (Szenario „EEG 2014“)	79
Abbildung 56: Netzausbaubedarf im Verteilernetz bei Variation des $\cos(\varphi)$ aller Anlagen (Szenario „NEP“)	82
Abbildung 57: Einfluss von Blindleistungsmanagement auf relative Spannungserhöhung	83
Abbildung 58: Funktionen für das direkte Lastmanagement	85
Abbildung 59: Simulationsergebnisse und Netzausbaubedarf bei Variation der Verbraucherlast (Szenario „NEP“)	86
Abbildung 60: Aufteilung des Spannungsbandes ohne regelbare Ortsnetztransformatoren	88
Abbildung 61: Aufteilung des Spannungsbandes mit regelbaren Ortsnetztransformatoren	88
Abbildung 62: Funktionen zur Spannungsregelung	91
Abbildung 63: Variantenabhängige Komponenten zur Spannungsregelung	92
Abbildung 64: Eingebaute Komponenten bei regelbaren Ortsnetztransformatoren	93
Abbildung 65: Zuordnung der Funktionen in der Spannungsregelung zu den Ausgestaltungsvarianten	97
Abbildung 66: Empfohlene Nachrüstmöglichkeiten der technischen Varianten bzgl. rONT und SplR	98
Abbildung 67: Auswirkung eines umfänglichen rONT Einsatzes auf den Netzausbaubedarf bis 2032 (Szenario „EEG 2014“)	99
Abbildung 68: Auswirkung eines nicht umfänglichen rONT-Ausbaus auf den Netzausbaubedarf in deutschen Verteilernetzen (Szenario „EEG 2014“)	100
Abbildung 69: Durchschnittliche jährliche Kosten bei einer Durchdringung mit regelbaren Ortsnetztransformatoren von 8,4 % (Szenario „EEG 2014“)	101
Abbildung 70: Zusammenhängende Funktionen aller Lösungen im SGAM	103
Abbildung 71: Reduzierung des Netzausbaubedarfs bei kombiniertem Einsatz intelligenter Netztechnologien	105
Abbildung 72: Vergleich der beiden Kombinationsmöglichkeiten von Erzeugungsmanagement und regelbaren Ortsnetztransformatoren (Szenario „EEG 2014“)	106
Abbildung 73: Jährliche Kosten bei Kombination von Erzeugungsmanagement und rONT bis 2032 im Vergleich zur Referenz (Szenario „EEG 2014“)	107
Abbildung 74: Gegenüberstellung jährlicher Kosten der Referenz und des Kombinationsansatzes eines Erzeugungsmanagements mit dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren	108
Abbildung 75: Anstieg der Netzentgelte (Bandbreite) je Region im Jahr 2022 für den Referenzfall (rein konventioneller Netzausbau) sowie der Kombination aus Erzeugungsmanagement und rONT (Szenario „EEG 2014“)	109
Abbildung 76: Fallback beim rONT von „Leitsystem+“ zu „Autark“	111
Abbildung 77: Übersicht Phase der qualitativen Analyse	117
Abbildung 78: Modelltheoretischer Gewinnmaximierungsansatz	117
Abbildung 79: Zuordnung der Akteure auf der Smart Grid Fläche des SGAM	144
Abbildung 80: Interoperabilitätsebenen	145

Abbildung 81: SGAM Geschäftsebene – links Erzeugungsmanagement, rechts Spannungsregelung	146
Abbildung 82: Erzeugungsmanagement via Kennlinie – SGAM Funktionen und Komponenten	147
Abbildung 83: Erzeugungsmanagement via Kennlinie – SGAM Informations- und Kommunikationsebene	147
Abbildung 84: Erzeugungsmanagement via Steuersignal ohne Messwerte – SGAM Funktionen	148
Abbildung 85: Erzeugungsmanagement via Steuersignal ohne Messwerte – SGAM Komponenten	148
Abbildung 86: Erzeugungsmanagement via Steuersignal mit Messwerten – SGAM Funktionen	149
Abbildung 87: Erzeugungsmanagement via Steuersignal mit Messwerten – SGAM Komponenten	150
Abbildung 88: Erzeugungsmanagement via Steuersignal mit und ohne Messwerte – SGAM Informations- und Kommunikationsebene	150
Abbildung 89: Autarke Spannungsregelung – SGAM Funktionen und Komponenten	151
Abbildung 90: Spannungsregelung an entfernten Netzknoten – SGAM Funktionen	152
Abbildung 91: Spannungsregelung an entfernten Netzknoten – SGAM Komponenten	152
Abbildung 92: Spannungsregelung via Leitsystem – SGAM Funktionen und Komponenten	153
Abbildung 93: Spannungsregelung an entfernten Netzknoten über Leitsystem – SGAM Funktionen	154
Abbildung 94: Spannungsregelung an entfernten Netzknoten über Leitsystem – SGAM Komponenten	154
Abbildung 95: Spannungsregelung nicht autark – SGAM Informations- und Kommunikationsebene	155
Abbildung 96: Erzeugungsmanagement und Spannungsregelung gemeinsam auf Komponentenebene im SGAM155	
Abbildung 97: Systemmodell des „European Electricity Grid Initiative and Implementation plan“ aus dem Future Energy Grid	156
Abbildung 98: Technologiefelder im Future Energie Grid. Darstellung der Kategorisierung in Systemebenen und Domänen der Energiewirtschaft.	157
Abbildung 99: Technologische Migrationspfade bis zu den identifizierten Entwicklungsschritten	160
Abbildung 100: Smart Grid Architecture Model SGAM	163
Abbildung 101: NISTIR 7628 Logical Reference Model - Gesamtübersicht	164
Abbildung 102: Mapping NISTIR 7628 Logical Reference Model ins SGAM auf dem Function Layer	165
Abbildung 103: Steuerung von Anlagen dargestellt in der High-Level Interface Ansicht des NISTIR 7628	166
Abbildung 104: Steuerung von Anlagen dargestellt im SGAM	167
Abbildung 105: Theorie der Potenziale	170
Abbildung 106: Exemplarische Darstellung der Selektion von Bodenflächen	171
Abbildung 107: Übersicht Aggregation Bodenflächen	172
Abbildung 108: Übersicht Mindestabstände zu identifizierten Ausschlussobjekten	173
Abbildung 109: Übersicht Analyseschritte 1 und 2	173
Abbildung 110: Übersicht Arbeitsschritt Verschneidung von GIS Daten mit identifizieren Potenzialflächen	174
Abbildung 111: Zusammenfassung Rückgang realisierbares Potenzial	175
Abbildung 112: Netzausbaubedarf bei Anwendung des Erzeugungsmanagements für „alle Anlagen“ bis 2032 („EEG 2014“)	180

Abbildung 113: Netzausbaubedarf bei Anwendung des Erzeugungsmanagements für „alle Anlagen außer Biomasseanlagen“ („EEG 2014“)	182
Abbildung 114: Netzausbaubedarf bei Anwendung des Erzeugungsmanagements für „alle Anlagen ab 7 kW“ („EEG 2014“)	184
Abbildung 115: Netzausbaubedarf bei Anwendung des Erzeugungsmanagements für „alle Anlagen ab 30 kW“ („EEG 2014“)	186
Abbildung 116: Änderung im Netzausbaubedarf im Vergleich zum Referenzergebnis (konventioneller Netzausbau ohne Erzeugungsmanagement) sowie der nicht eingespeiste Strom bis zum Jahr 2032 („EEG 2014“)	188
Abbildung 117: Bestimmung der nicht eingespeisten Energie beim Erzeugungsmanagement	189

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erwartungswert der installierten Leistungen je Bundesland und Technologie für jedes Szenario im Jahre 2032	11
Tabelle 2: Erwartungswert der Netzstrukturparameter der Modellnetzklassen in der Niederspannungsebene	24
Tabelle 3: Erwartungswert der Netzstrukturparameter der Modellnetzklassen in der Mittelspannungsebene	24
Tabelle 4: Erwartungswert der installierten Leistung an PV-Anlagen in Modellnetzklassen der Niederspannungsebene (Szenario „EEG 2014“)	29
Tabelle 5: Erwartungswert der installierten Leistung an PV-Anlagen in Modellnetzklassen der Mittelspannungsebene (Szenario „EEG 2014“)	29
Tabelle 6: Erwartungswert der installierten Leistung an Windkraftanlagen in Modellnetzklassen der Mittelspannungsebene (Szenario „EEG 2014“)	30
Tabelle 7: Annahmen zu spezifischen Kosten von Netzbetriebsmitteln (Quelle: Interne Daten/Herstellerangaben)	33
Tabelle 8: Übersicht Bestandteile der spezifischen Investitionskosten (Quelle: Interne Daten/Herstellerangaben)	34
Tabelle 9: Übersicht Annahme zur Berechnung der jährlichen Zusatzkosten	35
Tabelle 10: Annahmen für die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern (Quelle: StromNEV / Interne Recherche)	36
Tabelle 11: Identifizierter Investitionsbedarf bis 2022 und Anteil an Gesamtinvestitionen bis 2032	49
Tabelle 12: Regionale EE-bedingte Netzausbauinvestitionen in Verteilernetze bezogen auf Einwohner (konventioneller Netzausbau, Szenario „EEG 2014“, kumulierte Investition bis 2032)	52
Tabelle 13: Mittleres jährliches Netzentgelt je Region je Entnahmestelle in der Niederspannung für Kunden ohne Leistungsmessung	53
Tabelle 14: Jährliche Zusatzkosten je Region bei einem konventionellen Netzausbau im Jahr 2022	54
Tabelle 15: Annahmen der Kosten für Komponenten für das Erzeugungsmanagement (Quelle: Interne Recherche, Expertenbefragung)	73
Tabelle 16: Kosten des regelbaren Ortsnetztransformators nach Ausgestaltungsvarianten (Quelle: Interne Recherche, Expertenbefragung)	95
Tabelle 17: Kosten des Spannungslängsreglers nach Ausgestaltungsvarianten (Quelle: Interne Recherche, Expertenbefragung)	95
Tabelle 18: Jährliche Mehrkosten je Netzebene je Region im Jahr 2022 (Szenario „EEG 2014“)	109
Tabelle 19: „Asset Management für Netzkomponenten“ im Future Energy Grid	158
Tabelle 20: "Wide Area Measurement Systeme" im Future Energy Grid	158
Tabelle 21: "Netzautomatisierung" im Future Energy Grid	159
Tabelle 22: "IKT-Konnektivität" im Future Energy Grid	159
Tabelle 23: "Anlagenkommunikations- und Steuerungsmodule" im Future Energy Grid	160
Tabelle 24: Ableitung SG-CySecReq	167
Tabelle 25: Zusammenfassung Ergebnisse realisierbares Potenzial	175
Tabelle 26: Ausbaubedarf in einzelnen Modellnetzklassen in der Niederspannungsebene bis 2032 (Szenario „NEP“)	177
Tabelle 27: Ausbaubedarf in einzelnen Modellnetzklassen in der Mittelspannungsebene bis 2032 (Szenario „NEP“)	177

Tabelle 28: Erforderlicher thermischer und spannungsbedingter Netzausbaubedarf in deutschen Verteilungsnetzen bis zum Jahr 2032 (Szenario „EEG 2014“)	177
Tabelle 29: Detailergebnisse konventioneller Netzausbau	178
Tabelle 30: Detailergebnis Netzausbaubedarf je Modellnetzklasse bis 2032	179
Tabelle 31: Netzausbaubedarf bei Erzeugungsmanagement für das Szenario „NEP“ und „Bundesländer“ bei Berücksichtigung aller dezentralen Anlagen	181
Tabelle 32: Netzausbaubedarf bei Erzeugungsmanagement für die Szenarien „NEP“ und „Bundesländer“ bei Berücksichtigung aller dezentralen Anlagen ohne Biomasse	183
Tabelle 33: Netzausbaubedarf bei Erzeugungsmanagement für die Szenarien „NEP“ und „Bundesländer“ bei Berücksichtigung aller dezentralen Anlagen ab 7 kW	185
Tabelle 34: Netzausbaubedarf bei Erzeugungsmanagement für die Szenarien „NEP“ und „Bundesländer“ bei Berücksichtigung aller dezentralen Anlagen ab 30 kW	187
Tabelle 35: Ergebnisübersicht konventioneller Netzausbau und Erzeugungsmanagement in Kombination mit rONT	189
Tabelle 36: Angefragte Daten bei einem Verteilernetzbetreiber in Deutschland	190

Anhang

Anhang 1 SGAM Modell

Das Smart Grid Architecture Model (SGAM), das im Rahmen der Bearbeitung des EU-Mandats M/490 entwickelt wurde, dient der Konzeptualisierung von Smart Grids. In dem Modell werden Smart Grid Anwendungsfälle aus architektonischer Sicht betrachtet und das SGAM ist spezifisch und neutral im Hinblick auf Umsetzung und Technologie. Entsprechend können durch das SGAM Smart Grid Anwendungsfälle geprüft und deren Unterstützung durch Standards untersucht sowie Lücken in den Anwendungsfällen identifiziert werden. Darüber hinaus kann die Entwicklung zu zukünftigen Smart Grid Szenarios geschildert werden, da das Modell den Prinzipien der Universalität, Lokalisierung, Konsistenz, Flexibilität, Skalierbarkeit, Erweiterbarkeit und Interoperabilität folgt.⁵⁰

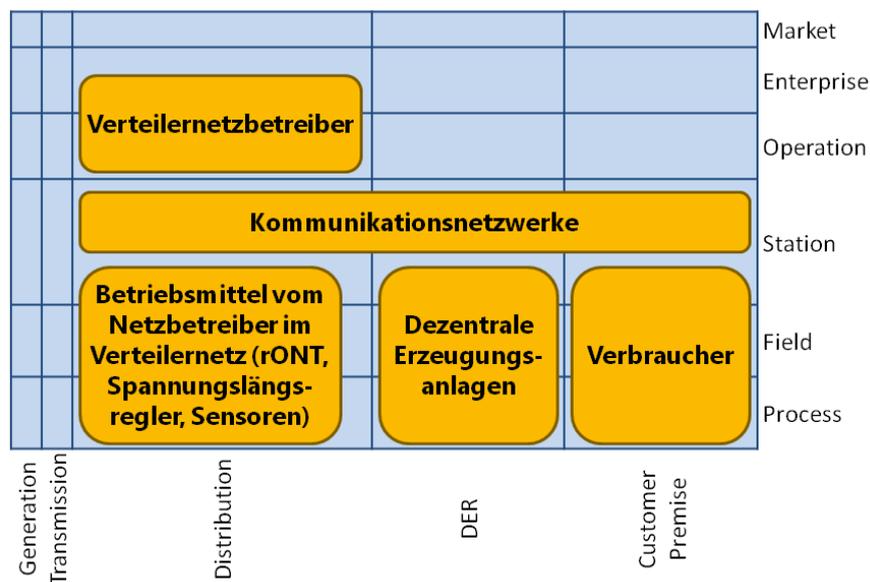


Abbildung 79: Zuordnung der Akteure auf der Smart Grid Fläche des SGAM

Das SGAM wird auf den drei Achsen der elektrischen Domänen, Interoperabilitätsebenen und Energiemanagementzonen beschrieben. Bei der Modellierung wird auf fünf Interoperabilitätsebenen jeweils die Smart Grid Fläche abgedeckt, die durch die elektrischen Domänen mit der klassischen Energieflusskette und die Zonen des Energiemanagements mit der hierarchischen Struktur aufgespannt wird. In Abbildung 79 ist die Smart-Grid Fläche mit der Zuordnung der in der Studie betrachteten Akteure abgebildet. Die elektrischen Domänen gehen von der Erzeugung (Generation) über die Übertragung (Transmission) und Verteilung (Distribution) der Energie bis hin zu den dezentralen Energieressourcen (DER) und dem gesondert betrachteten Kundenbereich (Customer Premise). Der Verteilernetzbetreiber und seine Betriebsmittel sind der Verteilungsdomäne zuzuordnen, dezentrale Erzeugungsanlagen sind dezentrale

⁵⁰ Quelle: J. Bruinenberg, L. Colten, E. Darmois, J. Dorn, J. Doyle, O. Elloumi, H. Englert, R. Forbes, J. Heiles, P. Hermans, J. Kuhnert, F. J. Rumph, M. Uslar, P. Wetterwald, „Smart Grid Reference Architecture“, Technical report, CEN, CENELEC, ETSI, 2012.

Energieressourcen und die Verbraucher – unabhängig ob Gewerbe, öffentliche Einrichtungen oder Privatpersonen – gehören zur Kundendomäne. Die hierarchische Struktur des Energiemanagements beginnt in der Prozesszone (Process), dieser Zone werden die Stufenschalter und Wechselrichter der Geräte zugeordnet. Eine Stufe höher liegt die Feldzone (Field) mit dem Equipment der Feldgeräte, wie den Sensoren und Kontrolleinheiten. Als Schnittstelle nach außen liegen in der Stationszone (Station) die Gateways der Feldgeräte zur Kommunikation sowie die Kommunikationsnetzwerke, die diese miteinander und mit dem System des Netzbetreibers verbinden. Die Systeme des Verteilernetzbetreibers liegen je nach Aufgabenbereich in der Betriebszone (Operation) und der Unternehmenszone (Enterprise). Da die in dieser Studie betrachteten Systeme des Verteilernetzbetreibers für den Betrieb des Verteilernetzes zuständig sind, sind sie entsprechend der Betriebszone zuzuordnen. Über der Unternehmenszone befindet sich darüber hinaus im SGAM noch der Markt (Market).



Abbildung 80: Interoperabilitätsebenen⁵¹

Die dritte Dimension ist die der Interoperabilitätsebenen. Interoperabilität beschreibt die Fähigkeit zur Zusammenarbeit, wobei die Zusammenarbeit auf verschiedenen Ebenen anwendbar ist. Abbildung 80 zeigt in der linken Hälfte die acht Interoperabilitätskategorien des Grid Wise Architecture Council (GWAC)⁵², die im SGAM auf den rechts dargestellten fünf Interoperabilitätsebenen zusammengefasst werden. Auf der Geschäftsebene wird im SGAM die Interoperabilität zwischen den Geschäftszielen von Akteuren sowie ökonomischen und regulatorischen Bestimmungen dargestellt. So kann beispielsweise ein Netzbetreiber nur dann einen Lastabwurf vertraglich vereinbaren, wenn ein Verbraucher diesem zustimmt. Die Grafiken im Hauptteil der Studie stellen die Interoperabilität der Funktionen auf Funktionsebene dar. Werden an einer Stelle beispielsweise Messdaten gesendet, so müssen diese woanders auch empfangen werden. Über die Informationsebene wird sichergestellt, dass die ausgetauschten Informationen zueinander passen. Es sollen beispielsweise nicht von einem Sensor Frequenzwerte gesendet und beim Empfänger Spannungswerte erwartet werden. Darüber hinaus muss das Datenmodell, mit dem Daten ausgetauscht werden, spezifiziert sein. Auf der Kommunikationsebene werden weiter das Protokoll und die Technologie zur Datenübertragung festgelegt. Auf der untersten

⁵¹ Darstellung nach: J. Bruinenberg, L. Colten, E. Darmois, J. Dorn, J. Doyle, O. Elloumi, H. Englert, R. Forbes, J. Heiles, P. Hermans, J. Kuhnert, F. J. Rumph, M. Uslar, P. Wetterwald, „Smart Grid Reference Architecture“, Technical report, CEN, CENELEC, ETSI, 2012.

⁵² Quelle: The GridWise Architecture Council, „GridWise Interoperability Context-Setting Framework“, Technical report, 2008.

Interoperabilitätsebene, der Komponentenebene, werden alle Komponenten dargestellt, die zur Realisierung der Funktionen nötig sind sowie deren elektrischen und kommunikationstechnischen Verbindungen.

Neben den Interoperabilitätskategorien gibt es Querschnittsthemen, die keiner einzelnen Ebene zugeordnet werden können, sondern mehrere oder sogar alle Ebenen betreffen. Eines dieser Querschnittsthemen ist die Sicherheit, die im Rahmen des Erweiterungsauftrages näher untersucht wurde und in Kapitel E.7.1 behandelt wird.

Die Verwendung des SGAM in dieser Studie hat zum einen den Vorteil, dass durch ein Übereinanderlegen der Interoperabilitätsebenen Lücken identifiziert werden können. Zu jeder Funktion müssen Komponenten identifiziert worden sein, die diese erfüllen. Darüber hinaus sollten für die Kommunikation verschiedener Systeme entsprechende Datenmodelle und Standards vorliegen, die von den Komponenten unterstützt werden. Neben den Lücken können zum anderen Synergien zwischen verschiedenen Ausgestaltungsvarianten einer Komponente und zwischen verschiedenen Komponenten identifiziert werden.

In diesem Kapitel werden das Erzeugungsmanagement sowie die Spannungsregelung in ihren einzelnen Ausgestaltungsvarianten detailliert im Smart Grid Architecture Model (SGAM) modelliert und anschließend auf Komponentenebene zusammengefasst.

Die oberste Ebene im SGAM ist der Business-Layer. Hier werden die Geschäftsziele dargestellt, die unabhängig von der Ausgestaltungsvariante je Lösungsansatz identisch sind. Das Erzeugungsmanagement dient dem Vermeiden von netzkritischen Situationen, die durch zu hohe Einspeisung der Wirk- oder Blindleistung verursacht werden. Der rONT und Spannungsregler setzen eine flexible Regelung der Spannung um, um Spannungsbandverletzungen zu vermeiden. Diese Geschäftsziele sind in Abbildung 81 dargestellt. Für die weiteren SGAM-Ebenen erfolgt eine Unterscheidung zwischen dem Erzeugungsmanagement und der Spannungsregelung.

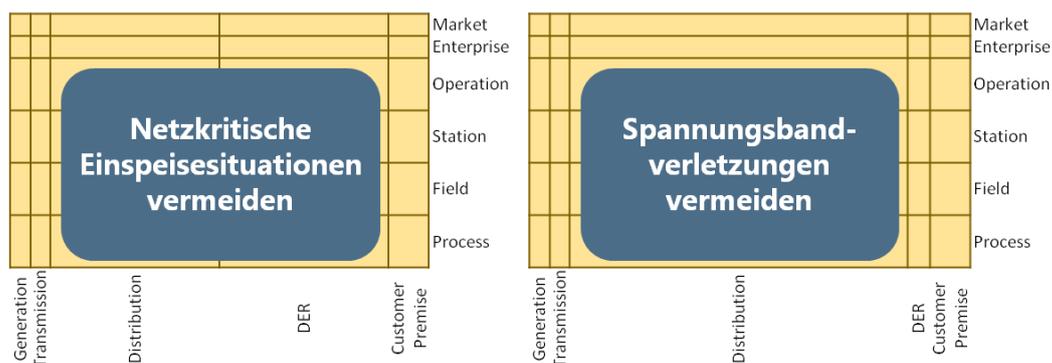


Abbildung 81: SGAM Geschäftsebene – links Erzeugungsmanagement, rechts Spannungsregelung

Erzeugungsmanagement im SGAM

Bei der Darstellung des Erzeugungsmanagements im SGAM wird zwischen drei Varianten unterschieden: Der Vorgabe von Kennlinien, der direkten Steuerung bei Bedarf sowie der direkten Steuerung und Übermittlung von Messwerten. Eine Gesamtübersicht der Funktionen aller Varianten erfolgte bereits im Hauptteil der Studie. In Abbildung 82 sind die Funktionen bei der Vorgabe von Kennlinien sowie die dafür nötigen Komponenten im SGAM dargestellt.

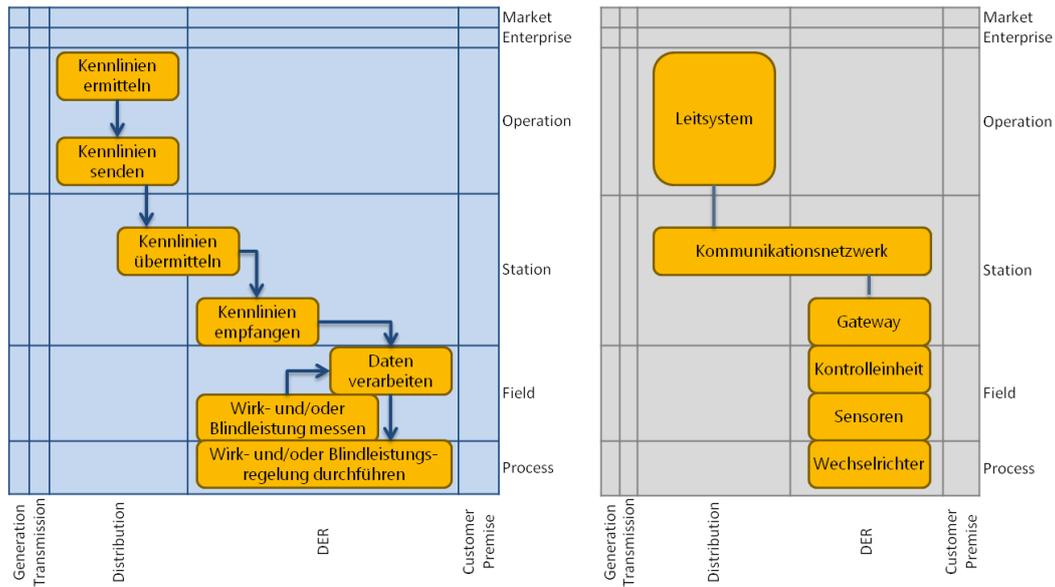


Abbildung 82: Erzeugungsmanagement via Kennlinie – SGAM Funktionen und Komponenten

Die vom Leitsystem des Verteilernetzbetreibers ermittelten Kennlinien werden über ein Kommunikationsnetzwerk an das Gateway der dezentralen Erzeugungsanlage übermittelt. In der Kontrolleinheit der dezentralen Anlage wird die Kennlinie hinterlegt und anhand der Messwerte von den Sensoren wird die durch die Kennlinie vorgegebene Einstellung am Wechselrichter umgesetzt. Für die Übermittlung der Kennlinie vom Verteilernetzbetreiber an die dezentrale Erzeugungsanlage existiert das *Common Information Model* (CIM) als Kommunikationsstandard, welches, wie in Abbildung 83 dargestellt, via Webservices, XML und RDF umgesetzt werden kann.

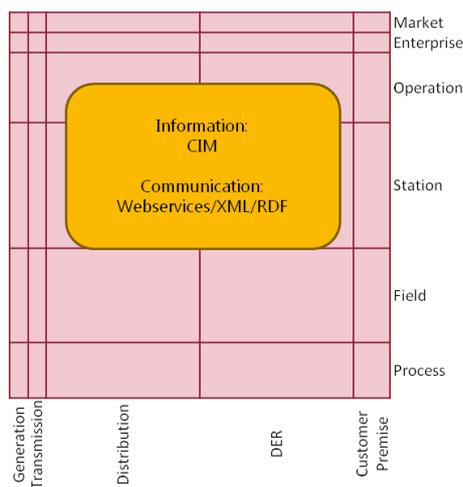


Abbildung 83: Erzeugungsmanagement via Kennlinie – SGAM Informations- und Kommunikationsebene

Die Funktionen des Erzeugungsmanagements durch direkte Steuersignale sind in Abbildung 84 dargestellt. Das Leitsystem ermittelt das gegebenenfalls nötige Steuersignal durch Messwerte von eigenen Messgeräten im Netz. An der dezentralen Anlage wird das Steuersignal lediglich empfangen und umgesetzt.

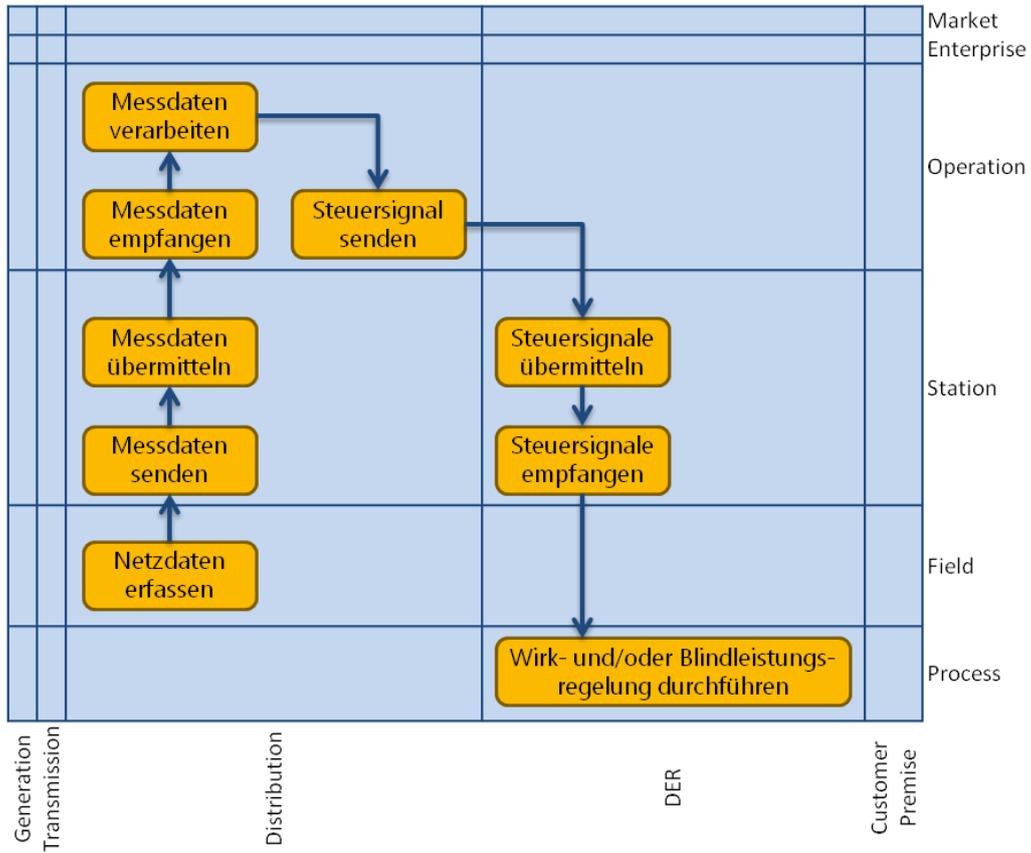


Abbildung 84: Erzeugungsmanagement via Steuersignal ohne Messwerte – SGAM Funktionen

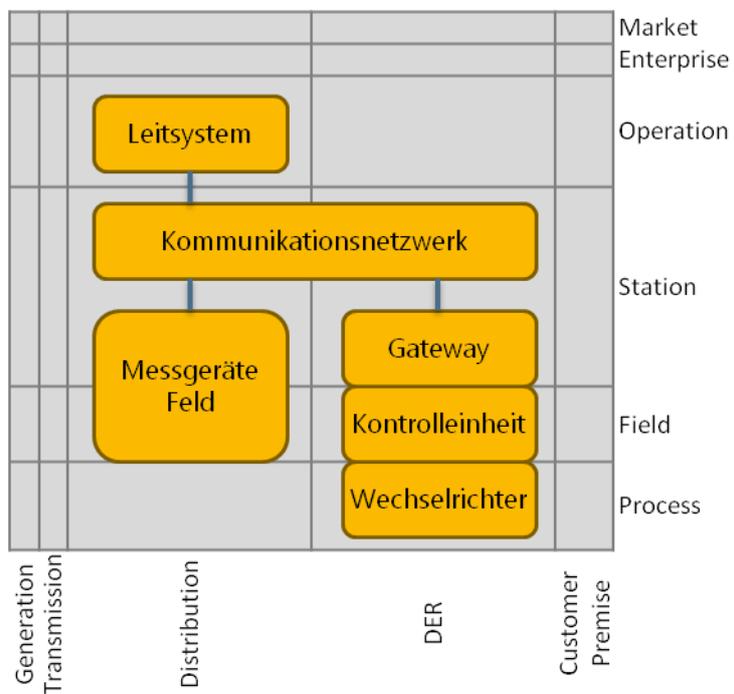


Abbildung 85: Erzeugungsmanagement via Steuersignal ohne Messwerte – SGAM Komponenten

Die für diese Variante nötigen Komponenten sind auf Anlagenseite ein Gateway, eine Kontrolleinheit sowie ein Wechselrichter, der die Wirk- oder Blindleistung gemäß dem Steuersignal anpassen kann. Die Komponentenebene des SGAM hierzu ist in Abbildung 85 dargestellt.

Werden darüber hinaus auch Messwerte von dem dezentralen Einspeiser an den Verteilernetzbetreiber übermittelt, so ergeben sich die in Abbildung 86 dargestellten Funktionen. Bei den Komponenten werden im Vergleich zur vorherigen Variante Sensoren an der Anlage nötig. Die Komponentenebene ist in Abbildung 87 dargestellt.

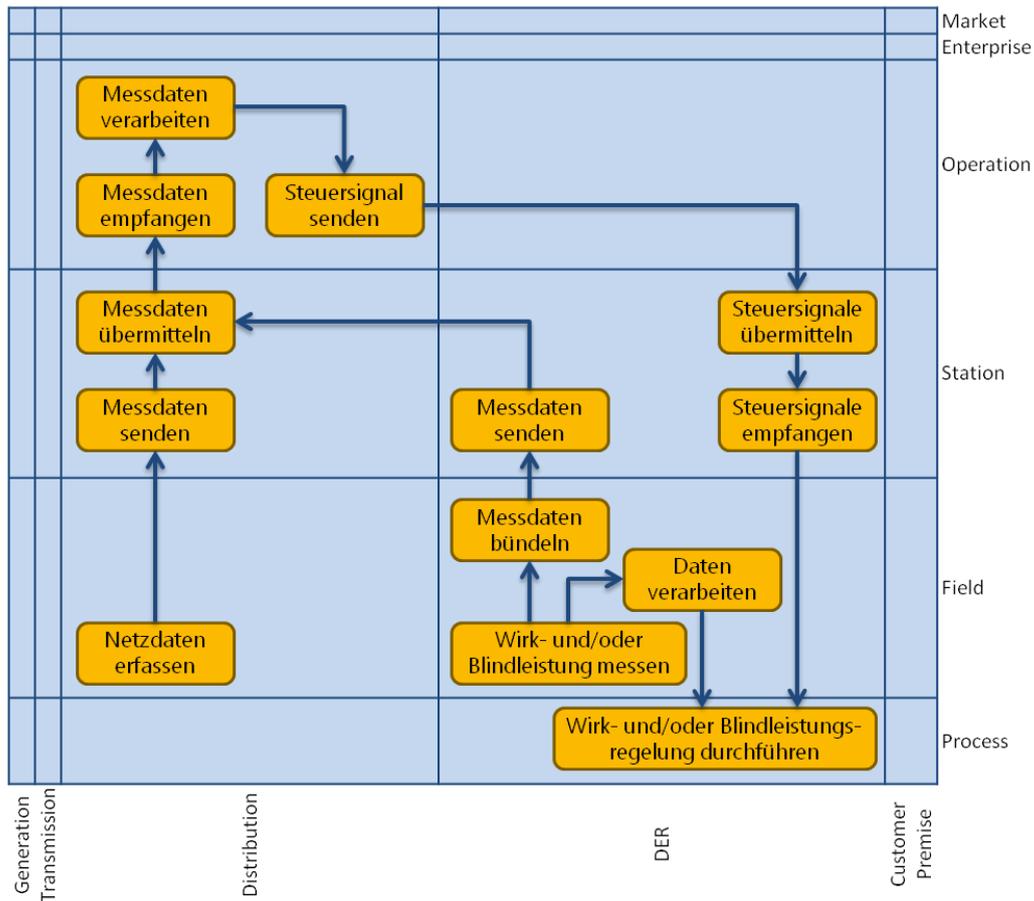


Abbildung 86: Erzeugungsmessung via Steuersignal mit Messwerten – SGAM Funktionen

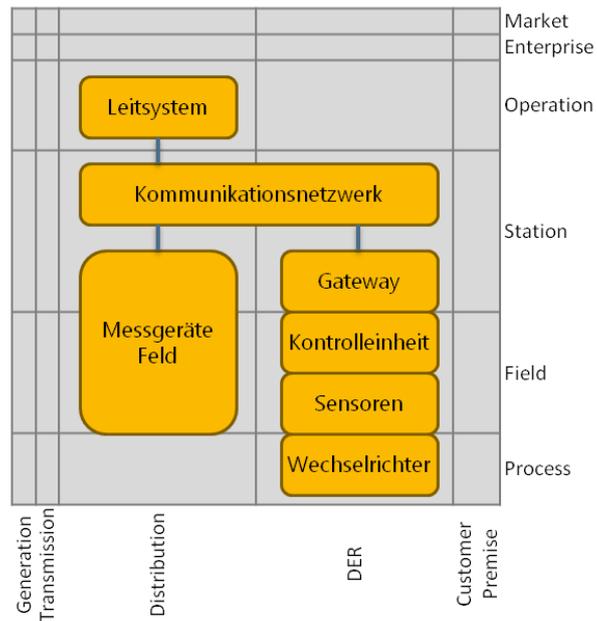


Abbildung 87: Erzeugungsmanagement via Steuersignal mit Messwerten – SGAM Komponenten

Die Kommunikations- und Informationsebene des SGAM ist bei beiden Varianten des Erzeugungsmanagements gleich – die Übermittlung des Steuersignals und gegebenenfalls der Messwerte erfolgt über MMS oder GOOSE und ist im IEC 61850 standardisiert. Diese zwei SGAM-Ebenen sind auf einer in Abbildung 88 zusammengefasst.

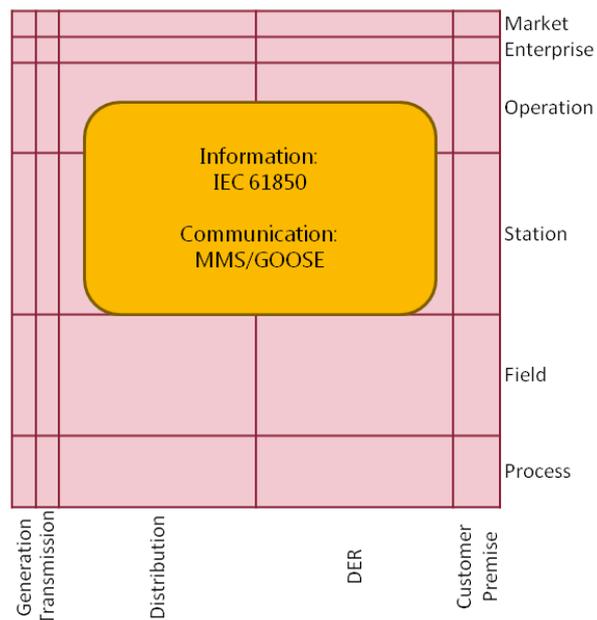


Abbildung 88: Erzeugungsmanagement via Steuersignal mit und ohne Messwerte – SGAM Informations- und Kommunikationsebene

Spannungsregelung im SGAM

Bei der Ausgestaltung der Spannungsregelung wurde zwischen vier Varianten unterschieden: Der autarken Regelung, der Einbindung von entfernten Netzknoten, der Steuerung durch das

Leitsystem sowie einer Regelung durch das Leitsystem mit zusätzlicher Messung an entfernten Netzknoten. Für die Darstellung im SGAM ist eine Unterscheidung zwischen rONT und Spannungslängsregler nicht nötig, da die flexible Spannungsregelung unabhängig davon ist, ob das Gerät zusätzlich einen Wechsel der Spannungsebene vornimmt.

Als erstes wird die autarke Regelung betrachtet. Bei Ihr wird die Spannung am Gerät durch Sensoren an der Sammelschiene gemessen, im Gerät werden diese Messwerte verarbeitet und der Stufenschalter entsprechend eingestellt. Die dazugehörigen Funktionen und Komponenten im SGAM sind in Abbildung 89 dargestellt. Da in dieser Ausgestaltungsvariante keine Kommunikation außerhalb des Geräts erfolgt, sind die Informations- und Kommunikationsebene im SGAM leer und werden hier nicht dargestellt.

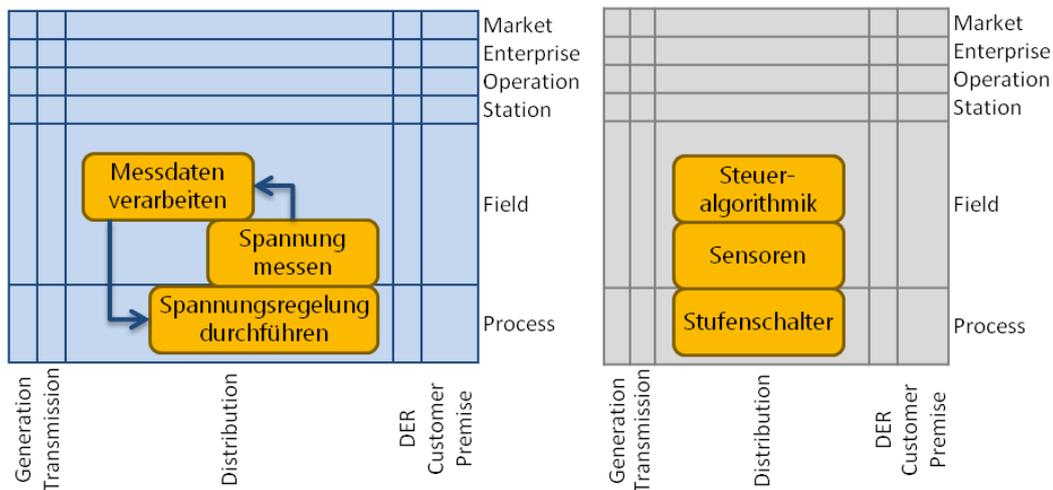


Abbildung 89: Autarke Spannungsregelung – SGAM Funktionen und Komponenten

Die zweite Ausgestaltungsvariante sieht ein zusätzliches Messen der Spannung an entfernten Netzknoten vor. Diese Messwerte werden anschließend an das Gateway des spannungsregelnden Gerätes kommuniziert, dort verarbeitet und die Regelung entsprechend durchgeführt. Die Funktionsebene ist Abbildung 90 zu entnehmen, die Komponenten Abbildung 91.

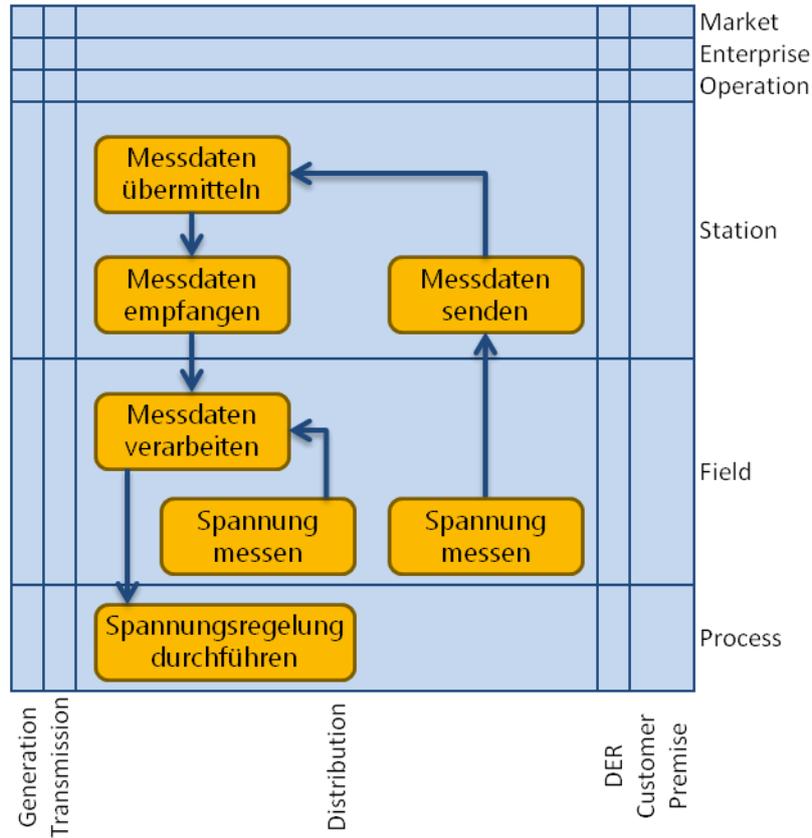


Abbildung 90: Spannungsregelung an entfernten Netzknoten – SGAM Funktionen

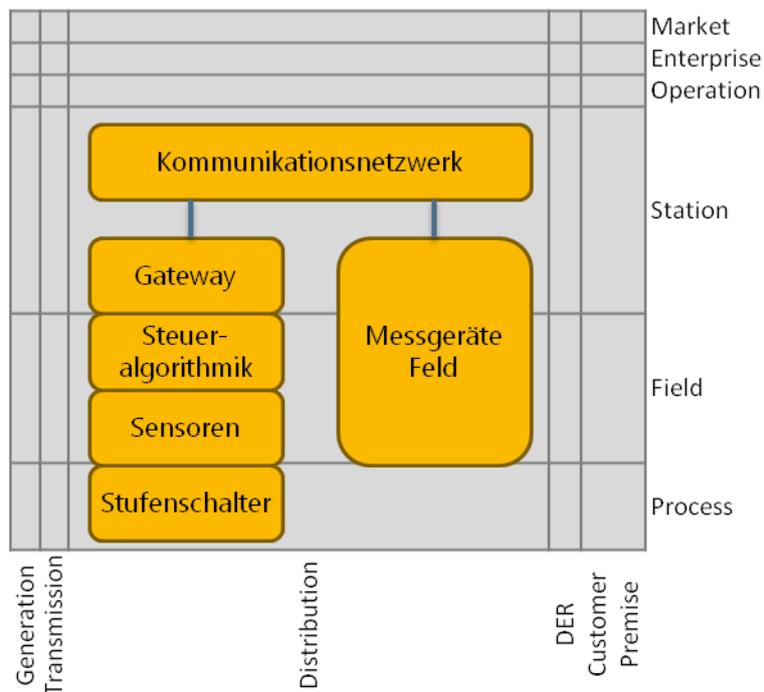


Abbildung 91: Spannungsregelung an entfernten Netzknoten – SGAM Komponenten

Als drittes wird die Steuerung des Gerätes über das Leitsystem untersucht. Hierbei werden die am Gerät gemessenen Werte an das Leitsystem übertragen. Im Leitsystem wird die Steuerung ermittelt

und das Steuersignal an das Gerät kommuniziert, welches das Signal umsetzt. Die Funktionen und Komponenten sind Abbildung 92 zu entnehmen.

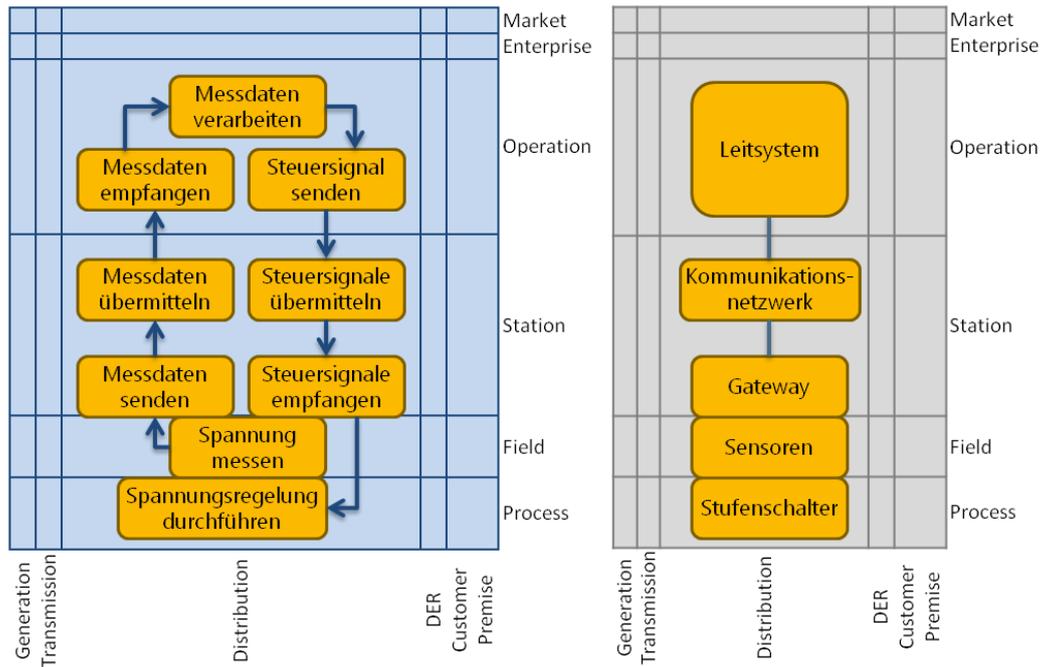


Abbildung 92: Spannungsregelung via Leitsystem – SGAM Funktionen und Komponenten

Die vierte und letzte Ausgestaltungsvariante ist die Messung an entfernten Netzknoten und zusätzliche Steuerung durch das Leitsystem. Sie ist entsprechend eine Kombination aus der zweiten und dritten Variante, bei der die Messwerte der entfernten Netzknoten nicht an das Gerät, sondern ebenfalls an das Leitsystem des Verteilernetzbetreibers kommuniziert werden. Die Funktionen im SGAM sind in Abbildung 93 dargestellt, die Komponenten in Abbildung 94.

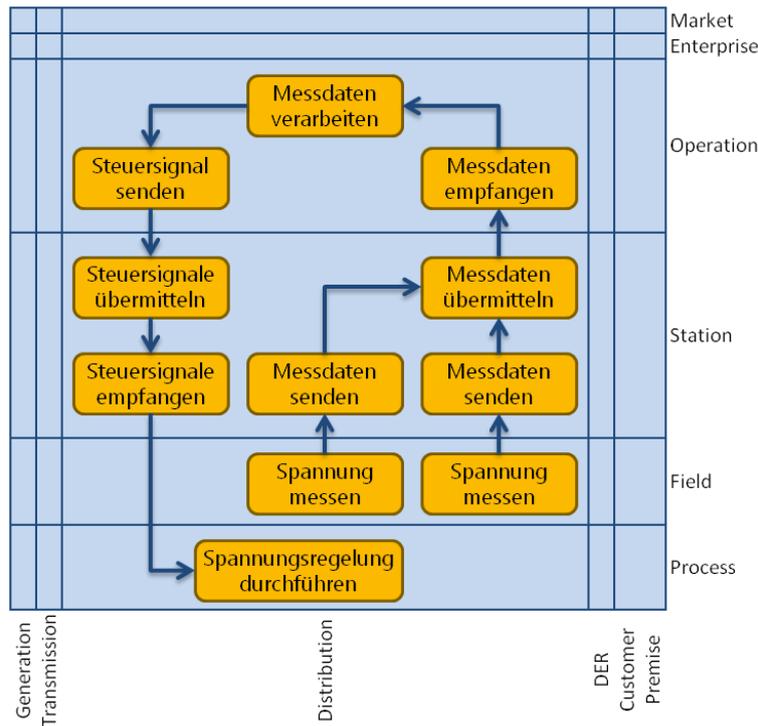


Abbildung 93: Spannungsregelung an entfernten Netzknoten über Leitsystem – SGAM Funktionen

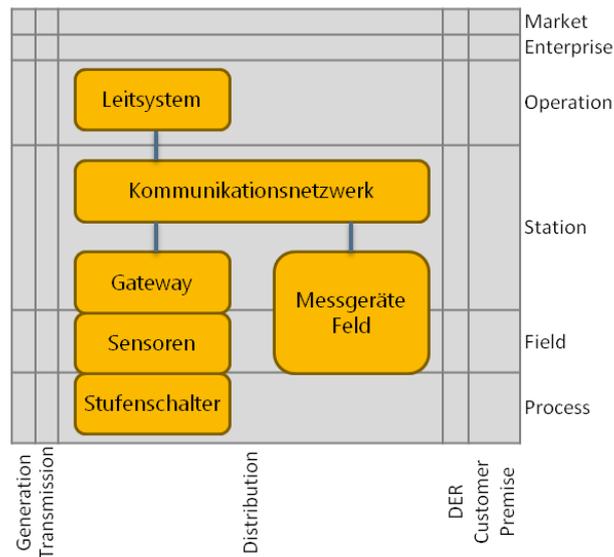


Abbildung 94: Spannungsregelung an entfernten Netzknoten über Leitsystem – SGAM Komponenten

Für eine vollständige Darstellung der Ausgestaltungsvarianten zwei bis vier im SGAM fehlen bisher die Informations- und Kommunikationsebene. Da in allen drei Varianten Messwerte und in zweien Steuersignale über ein Kommunikationsnetzwerk übertragen werden und deren Übertragung im IEC 61850 oder 60870 standardisiert ist, sind die Informations- und Kommunikationsebene in den Ausgestaltungsvarianten zwei bis vier dieselben und gemeinsam in Abbildung 95 dargestellt.

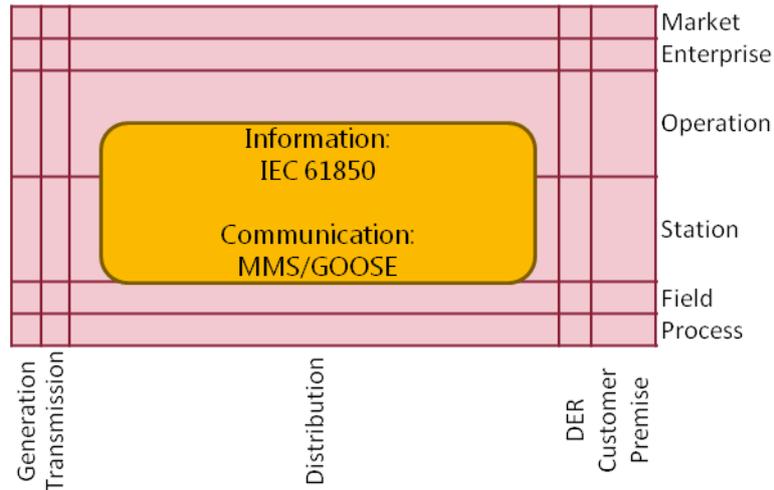


Abbildung 95: Spannungsregelung nicht autark – SGAM Informations- und Kommunikationsebene

Zusammenfassung aller Lösungen im SGAM

Eine Zusammenfassung der SGAM-Funktionen aller betrachteten Lösungsansätze und deren Varianten erfolgt bereits im Hauptteil der Studie. An dieser Stelle werden abschließend alle Komponenten in einer SGAM-Grafik (Abbildung 96) zusammengefasst.

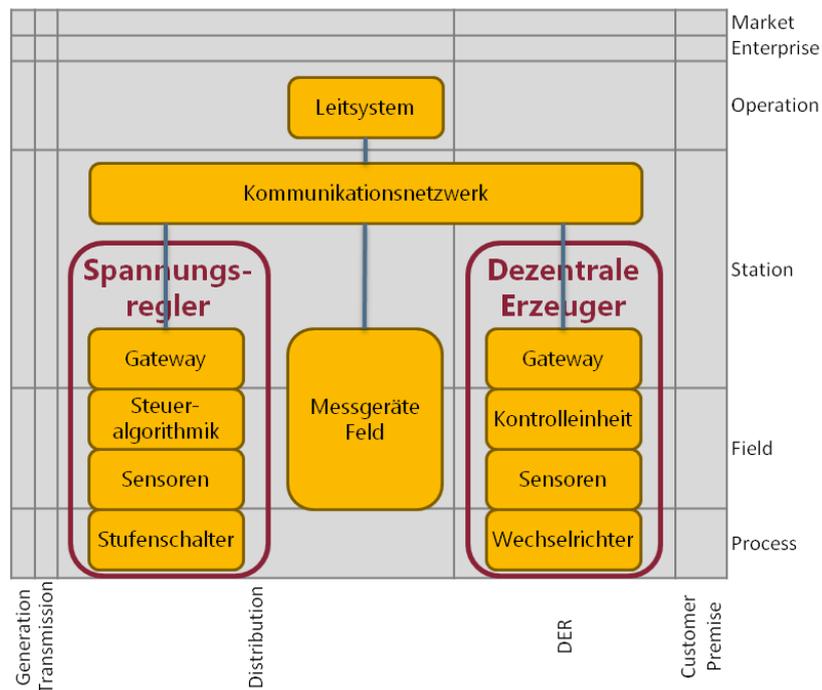


Abbildung 96: Erzeugungsmanagement und Spannungsregelung gemeinsam auf Komponentenebene im SGAM

Anhang 2 Migrationspfade

Durch die Nutzung von Synergien verschiedener Technologien und die zunehmende Vernetzung aller Systeme ergeben sich für die Zukunft neue Geschäftsmodelle und Rollen, wie beispielsweise virtuelle Kraftwerke. Deshalb wird in diesem Kapitel erläutert, wo die untersuchten Lösungsansätze in der Entwicklung vom klassischen Energiesystem mit dem Energiefluss von großen, zentralen Erzeugern zu den dezentralen Verbrauchern hin zu einem vernetzten Energiesystem, in dem das sogenannte Internet der Energie eine Kommunikation zwischen allen Akteuren im Energiesystem ermöglicht, einzuordnen sind und welche weiteren Entwicklungen durch sie unterstützt werden. Abbildung 97 zeigt das Systemmodell des „European Electricity Grid Initiative and Implementation plan“, welches die unterschiedlichen Rollen im vernetzten Energiesystem darstellt, die durch die zunehmende IKT-Vernetzung entstehen und sich weiter entwickeln.

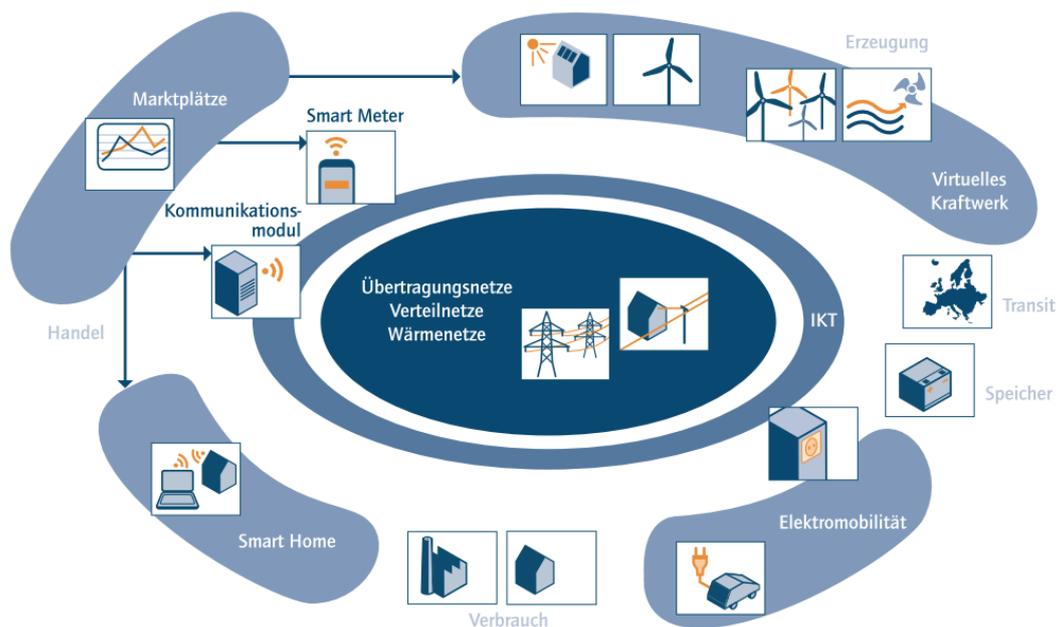


Abbildung 97: Systemmodell des „European Electricity Grid Initiative and Implementation plan“ aus dem Future Energy Grid⁵³

Als Grundlage für die Untersuchungen dient das Future Energie Grid⁵⁴, in dem 16 Technologiefelder der geschlossenen und vernetzten Systemebene sowie der IKT-Infrastrukturebene und darüber hinaus drei Querschnittstechnologien identifiziert wurden, deren Entwicklungen die Zukunft des Internets der Energie wiedergeben. Die Technologiefelder sind Abbildung 98 zu entnehmen. Für die einzelnen Technologiefelder wurden im Future Energie Grid jeweils bis zu fünf Entwicklungsstufen herausgearbeitet und beschrieben sowie deren Entwicklungspfade untereinander identifiziert. Im Rahmen der Verteilernetzstudie wurde analysiert, wo die hier untersuchten Lösungsansätze einzuordnen sind, welche Entwicklungspfade für einen

⁵³ Quelle: H.-J. Appelrath, H. Kagermann, C. Mayer, „Future Energie Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie“, Springer, 2012.

⁵⁴ ebenda.

flächendeckenden Einsatz des Lösungsansatzes nötig sind und welche zukünftigen Entwicklungen dadurch gefördert werden.

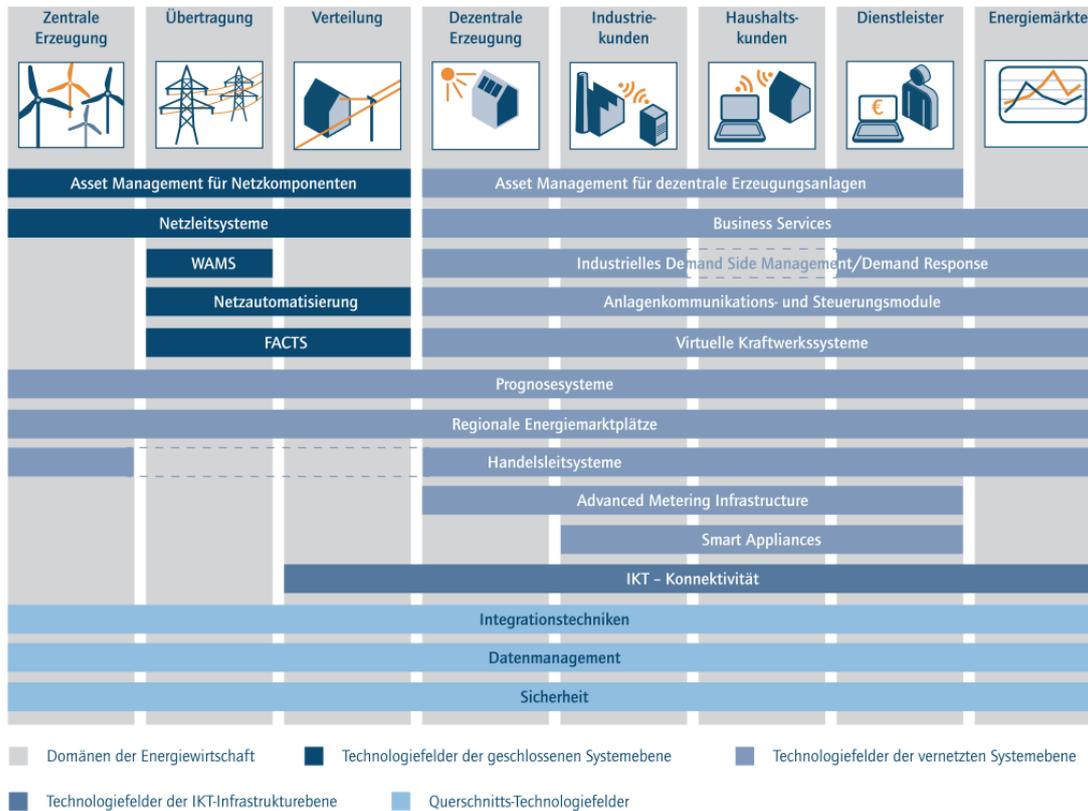


Abbildung 98: Technologiefelder im Future Energie Grid. Darstellung der Kategorisierung in Systemebenen und Domänen der Energiewirtschaft.⁵⁵

Das erste im Rahmen der Studie zu berücksichtigende Technologiefeld ist zugleich das erste im Future Energy Grid, das *Asset Management für Netzkomponenten*. Die Definition dieses Technologiefeldes im Future Energie Grid ist Tabelle 19 zu entnehmen. Dieses Technologiefeld betrifft den rONT und den Spannungslängsregler. Die jeweils autarke Variante wird im Asset Management nicht berücksichtigt, die restlichen Varianten, die alle eine Erfassung und Übertragung von Messwerten von Netzknoten oder Geräten an jeweils zentrale Stellen (spannungsregelndes Gerät oder Leitsystem) enthalten, sind dem dritten Entwicklungsschritt zuzuordnen.

Definition	Beschreibung Entwicklungsschritt
„Anlagegüter jeder Art werden in Asset-Management-Systemen verwaltet mit dem Ziel, die Anlagegüter in technischer und kaufmännischer Hinsicht optimal zu planen und einzusetzen.“	„Schritt 3: Aktuelle Anlagenzustände werden im Asset Management und bei der Einsatzplanung berücksichtigt. Dadurch können Asset Management-Systeme zum Beispiel mit Leitsystemen verknüpft werden und direkt Parameterwerte zur Steuerung des Anlagenbetriebs liefern.“

⁵⁵ Quelle: H.-J. Appelrath, H. Kagermann, C. Mayer, „Future Energie Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie“, Springer, 2012.

Tabelle 19: „Asset Management für Netzkomponenten“ im Future Energie Grid⁵⁶

Das zweite Technologiefeld *Netzeitsysteme* kann im Rahmen der Studie unberücksichtigt bleiben.

Als nächstes Technologiefeld sind die *Wide Area Measurement Systeme* zu betrachten, welche das dritte Technologiefeld bilden. Die über die autarke Regelung hinaus gehenden Ausgestaltungsvarianten des rONT und Spannungslängsreglers sind bei einem flächendeckenden Einsatz ebenfalls dem dritten Entwicklungsschritt zuzuordnen.

Definition	Beschreibung Entwicklungsschritt
„Das Technologiefeld WAMS fasst Technologien im Feld zur Messung, Übertragung, Archivierung und Visualisierung zeitsynchronisierter Phasorenmesswerte mit hoher Auflösung zusammen. Diese Werte werden genutzt, um Maßnahmen zur Systemstabilisierung zu treffen.“	„ Schritt 3: Anwendungssysteme zur Auswertung und Analyse von Daten aus dem Mittelspannungsnetz sind erhältlich. Verschiedene Koordinationsmechanismen (lokale vs. Zentrale Optimierung) werden parallel weiterentwickelt. Die technischen und wirtschaftlichen Vorteile je nach Netzkonfiguration sind bekannt und der Einsatz erfolgt dementsprechend.“

Tabelle 20: "Wide Area Measurement Systeme" im Future Energy Grid⁵⁷

Ein weiteres Technologiefeld, dessen Entwicklung unter anderem durch den Einsatz von rONT und Spannungslängsreglern umgesetzt wird, ist die *Netzautomatisierung*. Dies ist das vierte Technologiefeld. Die entsprechenden Entwicklungsschritte sind je nach Ausgestaltungsvariante bei einer Einbindung des Geräts über das Leitsystem der dritte beziehungsweise bei einer Regelung durch das Gerät mit Berücksichtigung von unterlagerten Messwerten der vierte Entwicklungsschritt.

Definition	Beschreibung Entwicklungsschritt
„Im Technologiefeld Netzautomatisierung werden IKT-Komponenten zusammengefasst, die auf Stations- oder Feldebene Daten aus Netzkomponenten und Messumformern verarbeiten oder diese Netzkomponenten steuern.“	<p>„Schritt 3: Auch für den Niederspannungsbereich wird IT-gestützte Aktorik (Schalter, Schutz) eingesetzt, wenn die lokale Netzsituation dies zum Beispiel aufgrund von dezentraler Erzeugung oder spezieller Lastprofile durch Elektromobilität erfordert.“</p> <p>„Schritt 4: Die IEDs im Niederspannungsbereich haben Funktionen, die ihnen autonomes Agieren erlauben. In den Ortsnetzstationen werden autonome Netzagenten eingesetzt, die lokal Erzeugung und Verbrauch überwachen, gegebenenfalls anpassen und auf die Aktorik des Netzes einwirken. Sie übernehmen damit Aufgaben eines Netzeitsystems (siehe Technologiefeld 2). Dazu verarbeiten sie auch Informationen aus der vernetzten Systemwelt.“</p>

⁵⁶ Quelle: ebenda.

⁵⁷ Quelle: ebenda.

Tabelle 21: "Netzautomatisierung" im Future Energy Grid⁵⁸

Das fünfte Technologiefeld der *FACTS – Flexible AC-Transmission System* kann im Rahmen der Studie zunächst unberücksichtigt bleiben.

Das nachfolgende sechste Technologiefeld der *IKT-Konnektivität* stellt eine der Schlüsseltechnologien auf dem Weg in das Internet der Energie dar. Während die IKT-technische Ansteuerung von Anlagen dem ersten Entwicklungsschritt zuzuordnen ist, sind komplett vernetzte Lösungen, wie bei der höchsten Ausgestaltungsvariante des rONT, einem höheren Entwicklungsschritt zugehörig. Der Schwerpunkt wird hier jedoch auf die IKT-technische Ansteuerung von Anlagen gelegt, der dem ersten Entwicklungsschritt entspricht.

Definition	Beschreibung Entwicklungsschritt
„Das Technologiefeld IKT-Konnektivität bezeichnet die Kommunikationstechnologien und informationstechnischen Voraussetzungen, die zur Auffindung und Anbindung unter garantierten QoS von Energiekomponenten in Smart Grid-Anwendungen notwendig sind.“	„ Schritt 1: Erste Anlagen sind in einen rudimentären Verzeichnisdienst eingebunden. Der zentrale Verzeichnisdienst enthält die angebotenen Anlagen mit einigen technischen Angaben und Informationen, wie die Anlage IKT-technisch von außen angesteuert werden kann. Der Verzeichnisdienst kann auch von Marktakteuren außerhalb des Netzes genutzt werden. Durch die Einführung entsprechender Sensoren und Aktoren und deren Einbindung in das Netz wird eine Steuerung und Erhaltung der Netzstabilität ermöglicht. Sensoren und Aktoren sind ebenfalls in das System eingebunden. Die QoS sind über Einzellösungen adhoc implementiert. In Piloten kommen bereits Vorläufer einer einheitlichen Plattform zum Einsatz. Diese ermöglichen eine dynamische Einrichtung von QoS.“

Tabelle 22: "IKT-Konnektivität" im Future Energy Grid⁵⁹

Die Technologiefelder *Asset Management für dezentrale Erzeugungsanlagen, regionale Energiemarktplätze, Handelsleitsysteme, Prognosesysteme, Business Services* sowie *virtuelle Kraftwerkssysteme*, welche im Future Energy Grid die Technologiefelder sieben bis zwölf sind, sind durch die in der Studie betrachteten Lösungsansätze nicht betroffen.

Das Technologiefeld 13 beinhaltet die *Anlagenkommunikations- und Steuerungsmodule*, diesem ist das Erzeugungsmanagement zuzuordnen, welches bei einer Einbindung von Erzeugungsanlagen aller Größen dem zweiten Entwicklungsschritt dieser Technologie angehört.

⁵⁸ Quelle: ebenda.

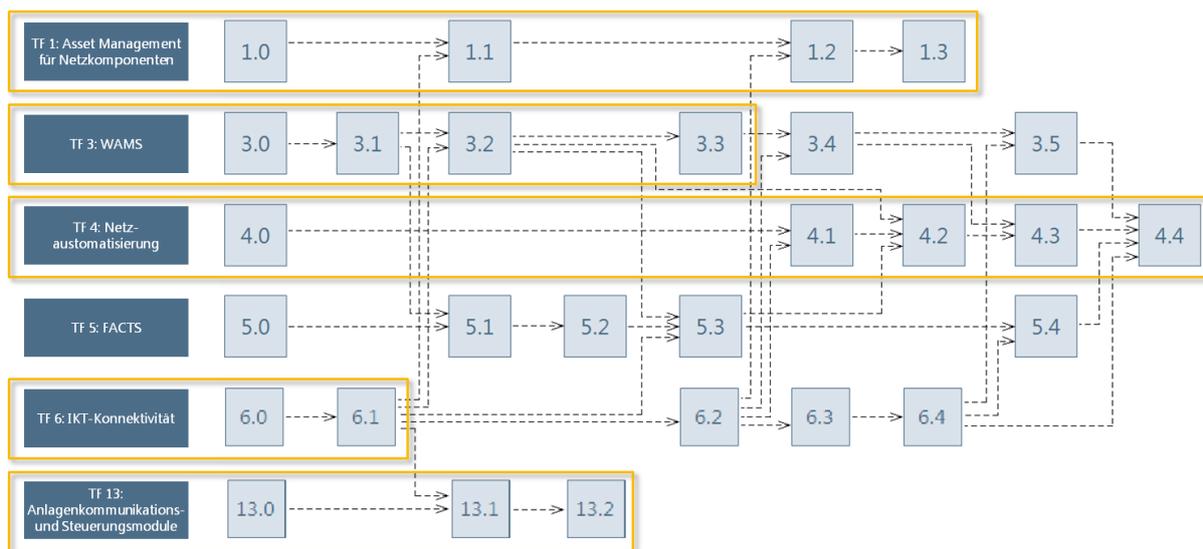
⁵⁹ Quelle: ebenda.

Definition	Beschreibung Entwicklungsschritt
„Dieses Technologiefeld beschreibt eingebettete Systeme in dezentralen Verbrauchern, Erzeugern und Speicher zur Steuerung und Kommunikationsanbindung.“	„Schritt 2: Die IEDs haben variable Steuerkonzepte zur Reaktion auf Anfragen realisiert. Für alle Erzeugungsanlagen sowie mittlere Verbraucher ab 30 kW sind IEDs erhältlich.“

Tabelle 23: "Anlagenkommunikations- und Steuerungsmodule" im Future Energy Grid

Da im Rahmen der Studie der Einsatz von Smart Metern als Messsysteme sowie ein verbraucherseitiges Demand Side Management nicht näher betrachtet werden, können auch die Technologiefelder 14 bis 16, nämlich *Advanced Metering Infrastructure*, *Smart Appliances* und das *Industrielle Demand Side Management / Demand Response*, außer Betracht gelassen werden.

In Abbildung 99 sind die technologischen Migrationspfade aus dem Future Energy Grid bis zu den identifizierten Entwicklungsschritten dargestellt. Die gelb umrahmten Pfade stellen dabei die Entwicklung eines Technologiefeldes bis zu der hier jeweils identifizierten Entwicklungsstufe dar. Diese sind 1.3, 3.3, 4.4, 6.1 und 13.2. Die restlichen dargestellten Entwicklungsschritte sind jeweils direkte oder indirekte Vorbedingung für mindestens einen der identifizierten Entwicklungsschritte.

Abbildung 99: Technologische Migrationspfade bis zu den identifizierten Entwicklungsschritten⁶⁰

Es ist bereits bei der hier getroffenen Auswahl an Technologien ersichtlich, dass das sechste Technologiefeld der *IKT-Konnektivität* eine Schlüsselrolle als Enabler für das Internet der Energie einnimmt. Bei der Betrachtung aller 16 Technologiefelder im Future Energy Grid sind die Schritte 6.1 und 6.4 direkte Voraussetzung für jeweils über zehn weitere Entwicklungsschritte. Darüber hinaus lässt sich erkennen, dass das vierte Technologiefeld der *Netzautomatisierung* als Vorbedingung sehr ausgereifte Messsysteme, leistungselektronische Steuerungssysteme sowie eine hohe IKT-Konnektivität erfordert. Der dritte und vierte Entwicklungsschritt im vierten

⁶⁰ Darstellung nach: H.-J. Appelrath, H. Kagermann, C. Mayer, „Future Energie Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie“, Springer, 2012.

Technologiefeld *Netzautomatisierung* wurde durch den Einsatz von rONT und Spannungslängsreglern identifiziert, wenn sie durch eine eigenständige Regelung vor Ort unter Berücksichtigung weiterer Messwerte Aufgaben eines Netzleitsystems übernehmen. Dies entspricht der zweiten Ausgestaltungsvariante dieser Lösungsansätze, bei der die Spannung (und ggf. weitere Parameter) an entfernten Netzknoten gemessen und in die Regelung durch das Gerät mit einbezogen wird. Ein flächendeckender Einsatz dieser Ausgestaltungsvariante ist nur dann sinnvoll, wenn die für den Schritt 4.4 nötigen Entwicklungsschritte erfolgt sind. Vorher ist der zusätzliche Aufwand für die Umsetzung dieser Ausgestaltungsvariante sehr groß und nur in Ausnahmefällen durch ihren Nutzen gerechtfertigt.

Die Steuerung eines rONT oder Spannungslängsreglers durch das Leitsystem wurde den Entwicklungsschritten 1.3, 3.3 und 4.3 zugeordnet. Sie selbst stellen eine Weiterentwicklung im Bereich des Asset Managements für Netzknoten, der Messsysteme sowie der Netzautomatisierung dar. Darüber hinaus sind für einen lohnenden, flächendeckenden Einsatz ein mittleres Maß an IKT-Konnektivität (Entwicklungsschritt 6.2) und ausgereifte leistungselektronische Steuerungssysteme im Leitsystem (Entwicklungsschritt 5.3) nötig. Die autarke Regelung der Spannung an Geräten konnte keinem der Entwicklungsschritte in den 16 Technologiefeldern des Future Energy Grid zugeordnet werden. Dies liegt daran, dass sie durch ihre autarke Betriebsweise nicht von anderen Technologiefeldern abhängig sind. Da die Technologie des autarken rONT bereits seit einigen Jahren in Pilotprojekten erprobt wird, steht sie bereits am Anfang eines flächendeckenden, standardmäßigen Einsatzes in den Verteilernetzen, in denen der rONT Spannungsprobleme lösen kann.

Für das Erzeugungsmanagement wurde als Ziel der Studie der Entwicklungsschritt 13.2 identifiziert. Dieser erfordert lediglich ein geringes Maß an IKT-Konnektivität sowie den direkten Vorgänger 13.1, der unter anderem folgenden Entwicklungsstand erfordert:

„Erzeugungsanlagen zwischen 30 kW und 100 kW verfügen über die Möglichkeit einer standardisierten Kommunikationsanbindung.“⁶¹

Die Entwicklung hin zu einem Erzeugungsmanagement bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen beliebiger Größe ist also nicht sehr weit vom heutigen Entwicklungsstand entfernt, erfordert aber schrittweise eine kommunikative Einbindung dieser Anlagen sowie die Möglichkeit zur Integration und Nutzung dieser Kommunikationsanbindung in und durch das Leitsystem des Verteilernetzbetreibers.

⁶¹ Quelle: Future Energy Grid

Anhang 3 IKT-Sicherheit

Einführung in die Methodik der SGAM Modellierung und Schnittstellenanalyse nach NISTIR 7628

Ein wichtiger Aspekt des zukünftigen Smart Grid – als sog. System-of-Systems⁶² oder Cyber-Physical System⁶³ – ist die Kommunikation mittels IKT zur Optimierung und Koordinierung zwischen den verschiedenen Elementen im Verteilernetz. Bedingt durch hohe Anforderungen an eine kritische Infrastruktur, wie die Energieversorgung und ihre Bedeutung für die öffentliche Ordnung, gilt es, nicht nur für die einzelnen Komponenten bereits zur Entwurfszeit die geeignete Interoperabilität und ggf. Interchangeability nachzuweisen. Zusätzlich sollten weitere Schutzziele, die für bestimmte Komponenten in relevanten Prozessen verfolgt werden, adressiert werden, um einen Schutz gegen typische Angriffsvektoren generisch vorzuprägen.

Sichere Architekturentwicklung im Smart Grid

Ein Kernaspekt der kritischen Infrastruktur Smart Grid ist ein sicherer Betrieb. Es ist vor allem Verfügbarkeit ein Schutzziel und nicht reine Informationssicherheit, wegen gegenseitiger Abhängigkeiten der Aspekte ist es jedoch zweckmäßig, die Komponenten des Smart Grids und ihre Schnittstellen schon zur Entwurfszeit so gut wie möglich abzusichern.

Smart Grid Architecture Model (SGAM)

Das Smart Grid Architecture Model (SGAM) dient der Visualisierung, Validierung und der Strukturierung von Smart-Grid-Projekten. Es hilft daher auch Entwicklern, die verschiedenen Disziplinen angehören, Wissen zusammen zu bringen und das Anwendungsfallverständnis zu erhöhen. Ein weiterer Anwendungszweck ist die Standardisierung im Rahmen von Smart Grids.

Das SGAM dient allgemein der Architekturentwicklung im Smart Grid, mit dem Fokus auf verschiedenen Organisationsebenen (vom Management bis zum technisch Versierten/Programmierer) und soll u.a. helfen, Verantwortlichkeiten besser zuordnen zu können. Sicherheit ist im Entwurf eine wichtige Querschnittsfunktion, die sich auf allen Ebenen wiederfindet, sie wird allerdings in der Anwendung des Modells bislang nicht explizit berücksichtigt. Daher soll die Vorgehensweise innerhalb der Sicherheitsrichtlinien des NISTIR 7628 für das „Security-by-design-Prinzip“ innerhalb des SGAM verwendet werden. Abbildung 100 zeigt das SGAM inkl. seiner Interoperabilitätsschichten, Domänen und Zonen⁶⁴.

⁶² Der Begriff „System of a System“ bezeichnet einen Zusammenschluss von Systemen, die ihre Ressourcen bündeln, um ein neues und komplexeres System zu bilden, das mehr ist als die Summe der einzelnen Systeme.

⁶³ Ein so genanntes „Cyber-Physical System“ ist ein Verbund von vernetzten Informatikkomponenten, die physikalische Entitäten kontrollieren.

⁶⁴ Eine genauere Beschreibung des Modells inkl. der einzelnen Domänen, Zonen und Layern finden Sie Anhang 1 sowie unter:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/xpert_group1_reference_architecture.pdf.

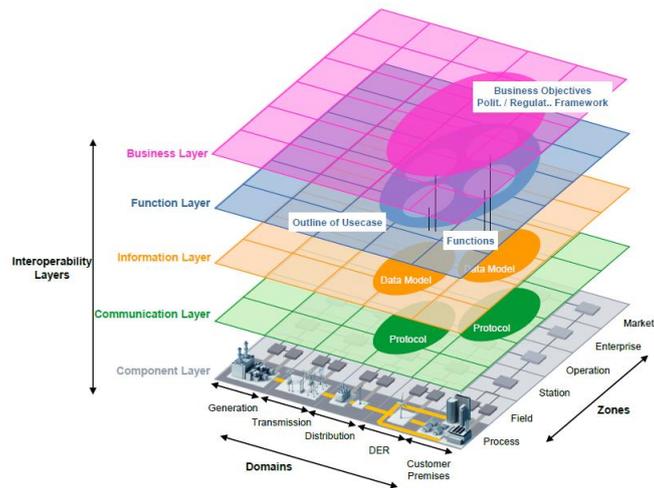


Abbildung 100: Smart Grid Architecture Model SGAM

NISTIR 7628

Das „National Institute of Standards and Technology“ (NIST) ist eine sogenannte nicht-regulative Bundesbehörde innerhalb des US-Wirtschaftsministeriums. Sie entwickelte als Ergänzung zu der Roadmap für das Smart Grid⁶⁵ die NISTIR 7628 Richtlinien⁶⁶, die einen Leitfaden für Informationssicherheit im Smart Grid beschreiben. Diese beginnen mit einer allgemeinen Einführung in die Thematik, die außerdem die Entwicklungsmethodik der Richtlinien beschreibt. Danach unterteilen sich die Richtlinien in drei Hauptdokumente:

⁶⁵ Siehe http://www.nist.gov/smartgrid/upload/NIST_Framework_Release_2-0_corr.pdf.

⁶⁶ Siehe http://www.nist.gov/smartgrid/upload/nistir-7628_total.pdf.

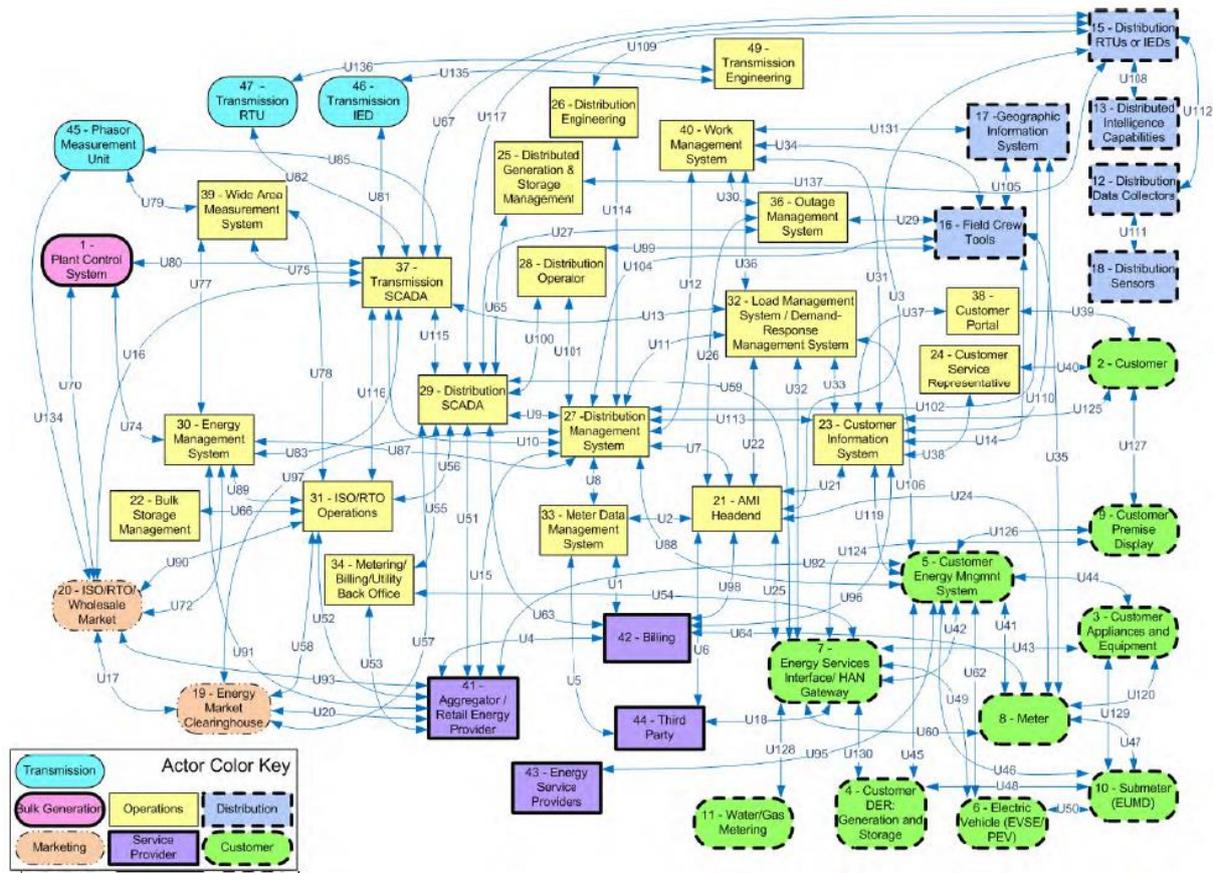


Abbildung 101: NISTIR 7628 Logical Reference Model - Gesamtübersicht

- Volume 1 mit dem Titel „Smart Grid Cyber Security Strategy, Architecture, and High-Level Requirements“, auf das wir uns hauptsächlich beziehen, enthält Informationen zum Smart Grid und zu Cyber Security Strategien in diesem. Das Ziel ist es, die Zuverlässigkeit des Netzes und die Vertraulichkeit von sensiblen Daten zu gewährleisten. Ein High-Level Diagramm dient dazu, die Akteure in den wichtigen Domänen zu verorten. Darauf aufbauend existiert ein übergreifendes Referenzmodell, durch das 22 logische Interface-Kategorien identifiziert und definiert werden. Dies ist in Abbildung 101 dargestellt. Anhand dieser Darstellung wurden verschiedene Sicherheitsanforderungen abgeleitet.
- Volume 2 mit dem Titel „Privacy and the Smart Grid“ betrachtet verschiedene Arten von Datenschutz.
- Volume 3 mit dem Titel „Supportive Analyses and References“ beschreibt potentielle Schwachstellen aus verschiedenen Bereichen des Smart Grids.

Verknüpfung von SGAM und NISTIR 7628

Die beiden vorgestellten Modelle sollen idealerweise verknüpft werden, um Informationssicherheitsaspekte in das SGAM zu integrieren sowie das amerikanische Sicherheitsmodell im SGAM verorten zu können. Bisherige Arbeiten innerhalb der M/490 SGIS Gruppe zielten vor allem auf den Aspekt der Informationssicherheit aus Sicht des Datenschutzes ab. Die Nutzung der NISTIR 7628 Arbeiten führt dazu, dass ein bereits etabliertes Vorgehensmodell zur Absicherung und Analyse der Schnittstellen des Smart Grids auch im „üblichen“ europäischen Kontext genutzt werden kann.

Die einzelnen Akteure des NISTIR 7628 wurden im Rahmen der Verknüpfung im SGAM auf dem „Function Layer“ verortet (siehe Abbildung 102). Auf die Kommunikationsbeziehungen wurde für die Übersichtlichkeit der Darstellung innerhalb dieses Beitrags verzichtet. Die Farben der einzelnen Akteure repräsentieren die Domänen der Akteure aus dem NISTIR 7628.

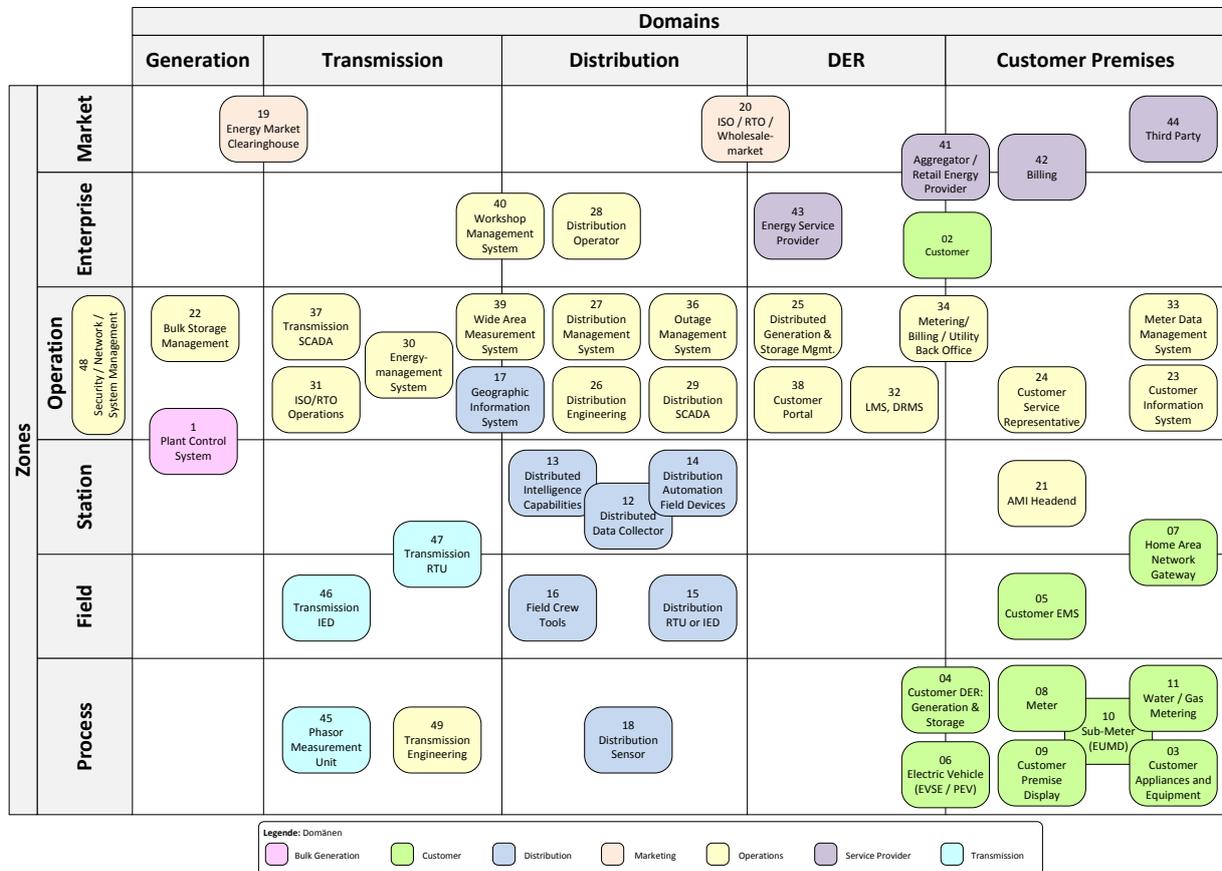


Abbildung 102: Mapping NISTIR 7628 Logical Reference Model ins SGAM auf dem Function Layer

Um Informationssicherheit innerhalb des Entwicklungsprozesses ins SGAM zu integrieren und damit dem Security-by-design-Prinzip zu folgen, wird folgendes kanonisches Vorgehen vorgeschlagen:

- Identifikation und Spezifikation des Use Cases.
- Identifikation und Abgleich von logischen Knoten, Kommunikationsverbindungen und „Logical Interface Categories“ aus dem NISTIR 7628.
- Integration der Logical Interface Systeme ins SGAM auf dem „Function Layer“.
- Verwendung von „Smart Grid Cyber Security Requirements“ (SG-CySecReq) zur Schutzzielpriorisierung sowie zur Identifikation von anwendbaren Sicherheitsstandards.
- Abbilden der Elemente auf die weiteren Layer des SGAM.

Das Vorgehensmodell wird im folgenden Kapitel anhand eines exemplarischen Falls erläutert.

Beispielszenario „Steuerung von dezentralen Anlagen“

In einem virtuellen Kraftwerk (VK) werden viele kleine Energieanlagen gebündelt, um durch das Erreichen einer „kritischen Masse“ den Handel an Strommärkten oder das Anbieten von Systemdienstleistungen (zu diesen gehört Frequenzhaltung, Spannungshaltung,

Versorgungswiederaufbau und das Netzengpassmanagement) zu ermöglichen. Ein VK-Betreiber trifft auf Basis von Potenzialaussagen über Erzeugungsanlagen Handelsvereinbarungen und erstellt einen Einsatzplan für diese Anlagen. Zur Realisierung eines solchen Einsatzplans müssen Anpassungen an der Lasterzeugung bzw. dem Lastbedarf vorgenommen werden. Dies geschieht zum einen im Voraus durch das Bieten von Anreizen sowie kurzfristig durch direktes Steuern ausgewählter Anlagen.

Für das in Kapitel E.7.1 beschriebene Vorgehensmodell ergeben sich für dieses Beispielszenarios eines virtuellen Kraftwerks folgende Arbeitsschritte:

A. Identifikation und Spezifikation des Use Cases

- Verwendung der Beschreibung des Beispielszenarios für die Spezifikation des Use Cases.
- Identifizierte Akteure: Dezentrale Energieanlagen, VK-Betreiber, System zur Steuerung der Energieanlage.
- Sequenzdiagramm: entfällt hier aufgrund des Platzmangels.

B. Identifikation und Abgleich von logischen Knoten, Kommunikationsverbindungen und „Logical Interface Categories“ aus dem NISTIR 7628

Die im ersten Schritt beschriebenen Akteure und Kommunikationsbeziehungen müssen nun im NISTIR 7628 identifiziert und den Akteuren und Kommunikationsbeziehungen zugeordnet werden. Abbildung 103 zeigt das abgeleitete Szenario, das mittels des High-Level Diagramms aus dem NISTIR 7628 dargestellt ist. Die dezentrale Energieanlage entspricht dabei dem Customer DER, die Steuerung der Energieanlage erfolgt über das Customer EMS und der VK-Betreiber würde in diesem Anwendungsfall über das LMS/DRMS in den Prozess eingreifen. Zusätzlich wurden die Kommunikationsbeziehungen (U106 und U45) und entsprechend dazu die „Interface Categories 10 und 15“ identifiziert. Die Farben repräsentieren dabei die gleichen Domänen, wie in Abbildung 103 dargestellt.

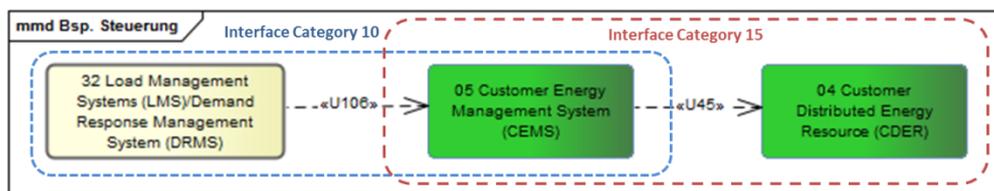


Abbildung 103: Steuerung von Anlagen dargestellt in der High-Level Interface Ansicht des NISTIR 7628

Genauer bedeutet dies für die Kommunikation: Das System mit der Nr. 32 LMS/DRMS (gelb = Domäne „Operation“) sendet zwei verschiedene Arten von Signalen an das System Nr. 05 „Customer EMS“ (grün = Domäne „Customer“). Es werden mit ausreichender Vorlaufzeit Tarifierungen ermittelt und übertragen, um je nach Bedarf die Last zu verringern oder zu erhöhen. Ist der Zeitpunkt gekommen, für den die Einsatzplanung erfolgte, so wird mit Echtzeit-Messdaten geprüft, ob die Vorgaben erfüllt werden. Sollte dies nicht der Fall sein, so wird mittels des zweiten Signals eine entsprechende direkte Steuerung von Lasten zur Erfüllung der Vorgaben initialisiert. Beide Signale werden an das CEMS gesendet. Dieses trifft manuell oder automatisiert Entscheidungen und sendet diese an das Customer DER. Die CDER sind Erzeugungsquellen, wie zum Beispiel Wind oder Solaranlagen, die beim Kunden verortet sind.

C. Integration der Logical Interfaces Systeme ins SGAM auf dem „Function Layer“

In diesem Schritt erfolgt die Integration ins SGAM auf dem „Function Layer“, in Abbildung 104 sind die oben beschriebenen Akteure inkl. der Kommunikationsbeziehung im SGAM verortet. Diese

Darstellung ermöglicht es nicht nur zu sehen, in welchen Domänen die Akteure liegen, sondern auch, welcher hierarchischen Zone innerhalb dieser Domänen sie zuzuordnen sind.

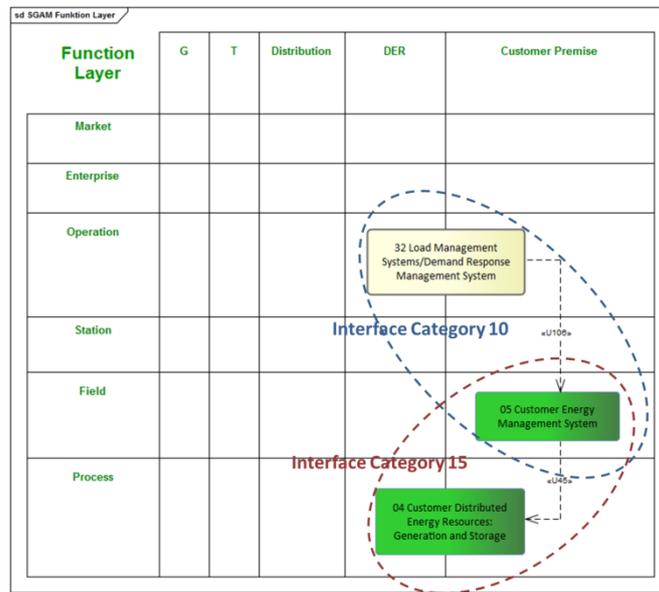


Abbildung 104: Steuerung von Anlagen dargestellt im SGAM

D. Verwendung von „Smart Grid Cyber Security Requirements“ (SG-CySecReq) zur Schutzzielpriorisierung sowie zur Identifikation von anwendbaren Sicherheitsstandards

Im vierten Schritt werden anhand der identifizierten „Logical Interface Categories“ die entsprechenden Anforderungen (SG-CySecReq) abgeleitet. Damit ergibt sich eine vorläufige Schutzzielpriorisierung für den hier genannten Anwendungsfall, dargestellt in Tabelle 24. Zusätzlich gibt es hier die Möglichkeit aufgrund der SG-CySecReq aus dem NISTIR 7628 Sicherheitsstandards für den eigenen (System-)Entwurf zu identifizieren.

Logical Interface Category	Vertraulichkeit	Integrität	Verfügbarkeit	Smart Grid Cyber Security Requirements
10	Niedrig	Hoch	Mittel	AC-14, IA-04, SC-05, SC-06, SC-07, SC-08, SC-26, SI-07
15	Niedrig	Mittel	Mittel	AC-14, IA-04, SC-03, SC-05, SC-06, SC-07, SC-08, SC-09, SC-26, SI-07
Gesamtresultat:	Niedrig	Hoch	Mittel	AC-14, IA-04, SC-03, SC-05, SC-06, SC-07, SC-08, SC-09, SC-26, SI-07

Tabelle 24: Ableitung SG-CySecReq

E. Abbilden der Elemente auf die weiteren Layer des SGAMs

Im fünften Schritt werden nun die in Schritt 4 identifizierten SG-CySecReq zusammen mit den Akteuren und Kommunikationsbeziehungen auf die einzelnen SGAM-Layer abgebildet, um weitere Sicherheitsanforderungen abzuleiten und somit einer Sicherheitsanalyse zu unterziehen.

Ausblick

Der vorgeschlagene Ansatz lässt sich weiter ausbauen, indem ein Kosten- und Reifegradframework integriert wird, so dass im SGAM eine Sicherheitsanalyse inkl. Kosten- und Technologiebetrachtungen basierend auf der Kombination dieser beiden Modelle angewendet werden kann.

Anhang 4 Vorgehen zur Potenzialflächenabschätzung für den EE-Zubau

Im Rahmen der Studie bilden die Szenarien „EEG 2014“, „NEP“ und „Bundesländer“ die Grundlage für die installierten Leistungsmengen von konventionellen und Erneuerbaren Energien. Aufgrund des Koalitionsvertrages zur 18. Legislaturperiode und sich dadurch ergebenden möglichen Änderungen in diesen Annahmen wird die Studie durch eine Sensitivätsbetrachtung erweitert. Ziel dieser Betrachtung ist es, die Auswirkung einer Änderung im Förderungsmechanismus der Erneuerbaren Energien auf den Investitionsbedarf im Verteilernetz abzuschätzen.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die definierten Szenarien des Netzentwicklungsplans 2013 die Gemeinsamkeit haben, dass diese die aktuellen politischen Ziele nicht nur erfüllen, sondern auch kurz und/oder langfristig sogar überfüllen (siehe Netzentwicklungsplan 2013).

Für die Sensitivätsbetrachtung wird angenommen, dass die politischen Ziele bzgl. des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 38 % bis 2017, 42 % bis 2022 und 53 % bis 2032 erfüllt werden. Die erste Sensitivätsbetrachtung ergänzt die Hauptstudie um das Szenario „Skaliertes BL“. Die Annahmen zum Szenario „Skaliertes BL“ setzen an den Festlegungen des Szenarios „Bundesländer“ an, wobei eine pro rata Kürzung der installierten Leistungen, um somit die politischen Ziele für Gesamtdeutschland von 38 %, 42 % und 53 % in den jeweiligen Stützjahren 2017, 2022 und 2032 exakt zu erreichen.

Das Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ spiegelt das Ergebnis einer modelltheoretischen Betrachtung im Sinne einer bundesweiten technologieneutralen Mengenausschreibung für Erneuerbaren Energien wieder. Die Annahmen zu den installierten Leistungen für das Szenario differieren daher teilweise deutlich zu den bisherigen Annahmen der installierten Leistungen der anderen Szenarien. Das Szenario stellt somit ein Extremszenario dar, das unter modelltheoretischen Annahmen den Ausbau der Erneuerbaren Energien unterstellt.

Die Abschätzung der installierten Leistungen für das Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ ergibt sich über die Ermittlung der maximalen tatsächlichen Potentiale⁶⁷ für die Erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik in Deutschland. Bei der Auswertung der Standorte werden keine expliziten Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt. Die Ermittlung der lokalen installierten Leistungen erfolgt nur auf Basis des durchschnittlichen Dargebotes einzelner Anlagen unter Einbezug der meteorologischen-geographischen Gegebenheiten des jeweiligen Standorts.

Es wird angenommen, dass das theoretische Potenzial von Erneuerbaren Energien in Deutschland der maximalen Energiemenge, die innerhalb von Deutschland theoretisch physikalisch zur Verfügung steht, entspricht. Aufgrund von existierenden technischen Restriktionen bei der Erzeugung von Erneuerbaren Energien reduziert sich dieses theoretische Potenzial und ergibt somit das technische Potenzial der Erneuerbaren Energien in Deutschland.

⁶⁷ In Anlehnung an Kaltschmitt Martin, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese: Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer, Berlin 2005.

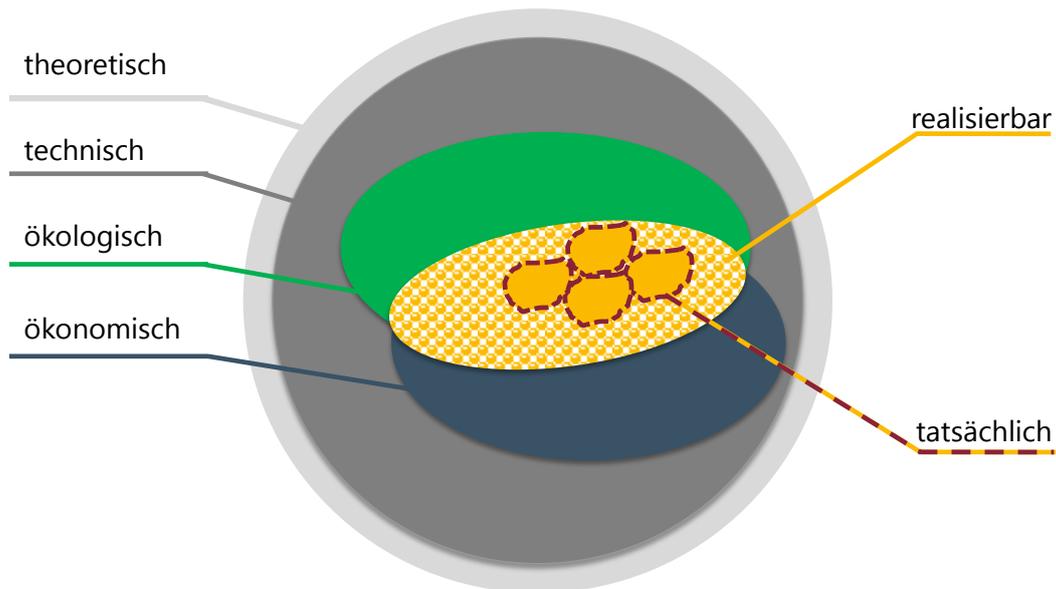


Abbildung 105: Theorie der Potenziale

Das technische Potenzial wiederum umfasst auf der einen Seite das ökologische und auf der anderen Seite das ökonomische Potenzial. Diese Potenziale sind nicht identisch, können sich aber auch deutlich überlappen. Das ökologische Potenzial wird als Teil des technischen Potenzials gesehen und entspricht der Energiemenge aus Erneuerbaren Energien, die bei einem Einsatz der Erneuerbaren Energie zu keiner zusätzlichen kurz- und langfristigen Beeinträchtigung der Ökologie führt. In der Praxis bedeutet dies zum Beispiel, dass die vorhandenen Naturschutzgebiete nicht durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien beeinträchtigt werden. Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass das Potenzial in Naturschutzgebieten oder auch Wäldern ausgeschlossen ist.

Auf der anderen Seite befindet sich das ökonomische Potenzial, das die Wirtschaftlichkeit der Investition in den Mittelpunkt stellt. Unter Abwägen von Investitionskosten, Betriebskosten und Erlösen gewinnen oder verlieren spezifische Standorte an Attraktivität. Dies führt dazu, dass sich das ökonomische Potenzial aufgrund von wirtschaftlichen Auswirkungen weiter reduziert. Die Durchführung einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsanalyse eines jeden potentiellen Standortes in Deutschland wurde im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt. Allerdings erfolgt eine Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit einzelner Technologien über den Rückgriff auf die Annahme der spezifischen Stromgestehungskosten nach dem Fraunhofer Institut.

Die Schnittmenge aus dem theoretischen, technischen, ökologischen und ökonomischen Potenzial spiegelt die Menge wieder, die unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Anforderungen realisierbar wäre. Dieses realisierbare Potenzial lässt sich wiederum in bereits „genutztes“ und tatsächliches Potenzial aufschlüsseln. Durch die Bereinigung des realisierbaren Potenzials um die bereits genutzten Potenziale ergibt sich das tatsächliche Potenzial für Deutschland im Rahmen der modelltheoretischen Analyse.

Auf Basis der Grundlage der Potenzialtheorie wird im weiteren Verlauf das tatsächliche Potenzial für Windkraft und Photovoltaik für Deutschland näherungsweise im Rahmen von fünf Arbeitsschritten ermittelt. Diese Arbeitsschritte sind die Identifizierung und Selektion von Flächen,

Analyse und Korrektur um Objektflächen, Verschneidung mit GIS Informationen, die Bereinigung um die existierenden Energiemengen und die Ermittlung der installierten Leistungen.

Das Vorgehen für die ersten drei Arbeitsschritte orientiert sich an bereits erfolgten Studien vom BWE (Potenzial der Windenergienutzung an Land, 2013) und dem Umweltbundesamt (Potenzial der Windenergie an Land, 2013). Das errechnete tatsächliche Potenzial ist dabei eine Abschätzung und greift auf unterschiedliche Vereinfachungen zurück, um die Komplexität bei Berechnungen zu reduzieren.

Für die Berechnung selbst wird vollständig auf öffentliche Daten abgestellt sowie auf die OpenSource Software QGIS zurückgegriffen. Ausgangsbasis für die Berechnung des tatsächlichen Potenzials bildet der CORINE Landcover Datensatz aus dem Jahre 2006. Der CORINE Landcover Datensatz enthält weitreichende Geoinformationen zur Bodenbedeckung in Europa. Für Deutschland werden diese Informationen durch das deutsche Fernerkundungsdatenzentrum im Auftrag für das Umweltbundesamt zusammengestellt und aufgearbeitet. Ergänzend wird im Rahmen dieser Studie auf den DLM250 Datensatz sowie frei verfügbare meteorologische Wetterinformationskarten des Deutschen Wetter Dienstes sowie Globalstrahlungskarten zurückgegriffen.

Die Berechnung des theoretischen Potenzials basiert auf den zuvor erwähnten vier Arbeitsschritten (Identifizierung und Selektion von Flächen, Analyse und Korrektur um Objektflächen, Verschneidung mit GIS Informationen sowie die Bereinigung um die existierenden Energiemengen), die im Weiteren näher erläutert werden.

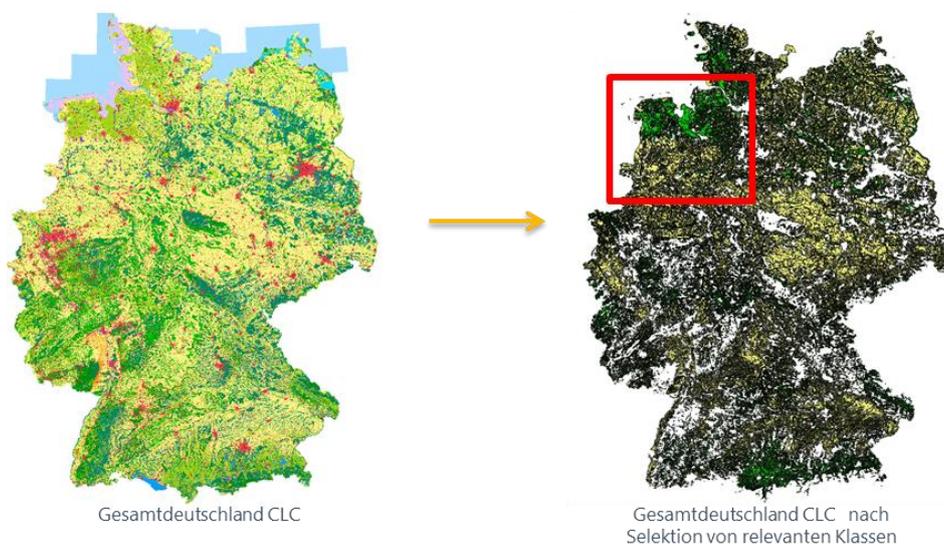
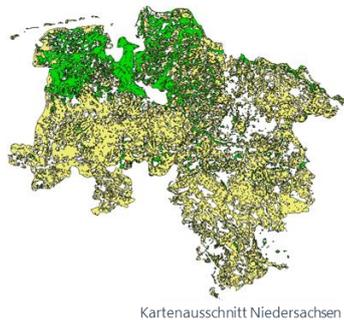


Abbildung 106: Exemplarische Darstellung der Selektion von Bodenflächen

In insgesamt 37 verschiedene Bodenflächenklassen lässt sich das theoretische Potenzial für Erneuerbare Energien in Deutschland aufschlüsseln. Aufgrund von Bodenbeschaffenheit, Nutzungsart oder anderen Restriktionen können nicht alle dieser Bodenflächen in gleicher Weise für Erneuerbare Energien verwendet werden. Aus diesem Grund wird für die weitere Untersuchung zwischen den verschiedenen Bodenflächenklassen nach „möglicher“, „bedingt möglicher“, „schwer möglicher“ oder „nicht möglicher“ Verwendung unterschieden. In einer Analyse und Bewertung der verschiedenen Bodenklassen werden die 37 Bodenflächenklassen strukturiert und somit zu den Klassen Restriktionsfrei, Wälder, Schutzzonen und Ausschlussflächen aggregiert. Die nachfolgende

Abbildung fasst das Ergebnis dieser Aggregation der unterschiedlichen Bodenflächenklassen zusammen.



Relevante Klassen (Restriktionsfrei)

- Landwirtschaftlich genutzte Fläche (nicht bewässertes Ackerland, Wiesen und Weiden, Obst- und Beerenobstbestände, Weinbauflächen, landwirtschaftlich genutzte Fläche mit natürlicher Bodenbedeckung)
- Natürliche Fläche (natürliches Grünland, Flächen mit spärlicher Vegetation, Felsflächen ohne Vegetation)
- Deponien und Abraumhalden

Klasse 2 (Wälder)

- Laubwald
- Nadelwald
- Mischwald und Wald-Strauch-übergangsformen

Klasse 3 (Schutzzone)

- Landschaftsschutzgebiet
- Naturparks
- Biosphärenreservate
- Fauna- und Flora-Habitate

Klasse 4 (Ausschluss)

- Flächen durchgängig städtischer Prägung, Flächen nicht-durchgängig städtischer Prägung, Industrie-Gewerbeflächen, Straßen und Eisenbahn, Flughäfen, Abbauflächen, Baustellen, Städtische Grünflächen, Sport und Freizeitanlagen, Komplexe Parzellenstrukturen, Heide und Moorheiden, Brandflächen, Gletscher und Dauerschneegebiete, Sümpfe, Torfmoore, Salzwiesen, Gezeitenzone, Gewässerläufe, Wasserflächen, Lagunen, Mündungsgebiet, Meere und Ozeane

Abbildung 107: Übersicht Aggregation Bodenflächen

Für die weitere Betrachtung wird der Fokus der Untersuchung auf die Klasse der restriktionsfreien Flächen gelegt. Eine Nutzung von Wäldern und Schutzzone ist prinzipiell möglich, ist jedoch mit weiteren Informationen und Annahmen sowie ordnungspolitischen Regelungen verbunden, die im Rahmen dieser Studie nicht weiterbetrachtet werden. Die Ausschlussklasse wird für die weitere Betrachtung nicht weiter berücksichtigt.

Im nächsten Schritt werden die identifizierten Flächen einer Objektanalyse unterzogen. Diese Analyse konzentriert sich dabei auf die Auswertung von Objektinformationen, die sich auf den identifizierten Flächen befinden. Aus insgesamt 38 verschiedenen Objektklassen konnten acht Objektklassen identifiziert werden, die eine weitere Verwendung der Fläche durch Erneuerbare Energien verhindern beziehungsweise einschränken. Aus Vereinfachungsgründen wird daher für diese acht Objektflächen angenommen, dass die Nutzung der Fläche in keiner Weise möglich ist. In einem parallelen Schritt werden für diese Objekte einzuhaltende Mindestabstände gegenüber potenziellen Flächen für die Nutzung von Erneuerbaren Energien berücksichtigt. In der nachfolgenden Abbildung ist die Korrektur einer beispielhaften identifizierten Fläche um die Fläche eines identifizierten Objektes mit dem dazugehörigen Mindestabstand exemplarisch korrigiert worden. Des Weiteren finden sich die Annahmen zu den Mindestabständen der einzelnen Objekte, nach Erneuerbaren Energietypen sortiert, in der Abbildung wieder.



Mindestabstände* für Wind [PV]

▪ Flughäfen	2.000m [2.000m]	▪ Stromleitungen	400 m [400m]
▪ Siedlungsgebiete	1.400m [100m]	▪ Bahngleise	250 m [100m]
▪ Industrie und Gewerbe	500 m [50m]	▪ Straßen	250 m [50m]
▪ Schutzgebiete	200 m [100m]	▪ Fahrweg	100 m [50m]

*auf Basis von gesetzlichen Vorschriften und unter Berücksichtigung von anderen Studienannahmen

Abbildung 108: Übersicht Mindestabstände zu identifizierten Ausschlussobjekten

Auf Basis dieser Annahmen zu den Mindestabständen der identifizierten Objekte zu potentiellen identifizierten Flächen wurde die errechnete Potenzialfläche korrigiert.

Zusammenfassend sind die ersten zwei Arbeitsschritte noch einmal in der nachfolgenden Abbildung zusammengefasst.

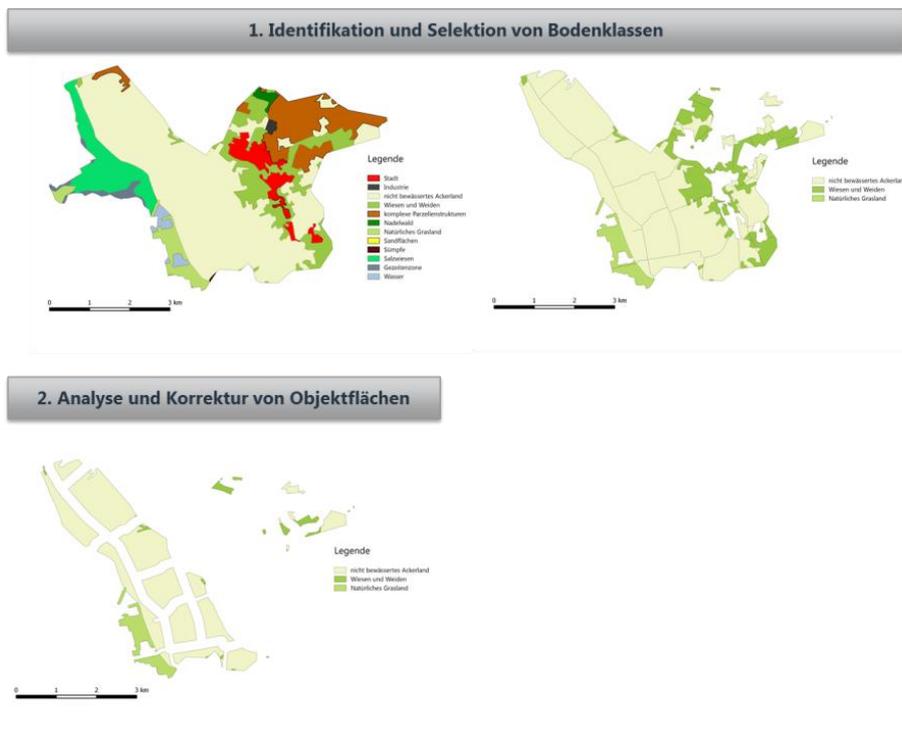


Abbildung 109: Übersicht Analyseschritte 1 und 2

Im dritten Arbeitsschritt werden die korrigierten restriktionsfreien Flächen mit den Geoinformationen zu Postleitzahlen sowie den meteorologischen Daten (Windgeschwindigkeit 60m / Globalstrahlung) verschritten.

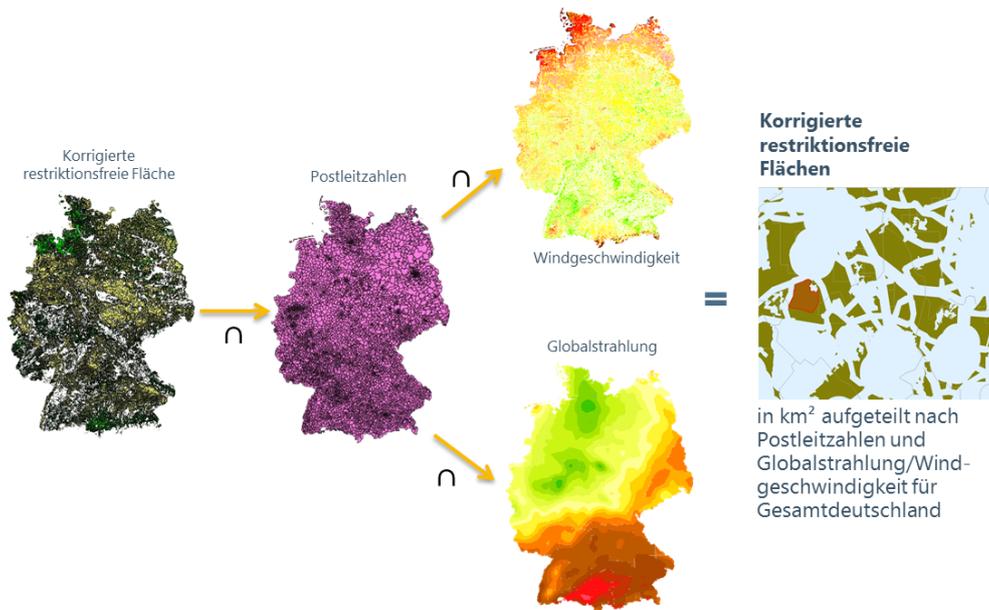


Abbildung 110: Übersicht Arbeitsschritt Verschneidung von GIS Daten mit identifizieren Potenzialflächen

Das Ergebnis ermöglicht somit eine Information über die identifizierten restriktionsfreien Flächen in km² mit zugehöriger Windgeschwindigkeit und Globalstrahlungsniveau pro Postleitzahl.

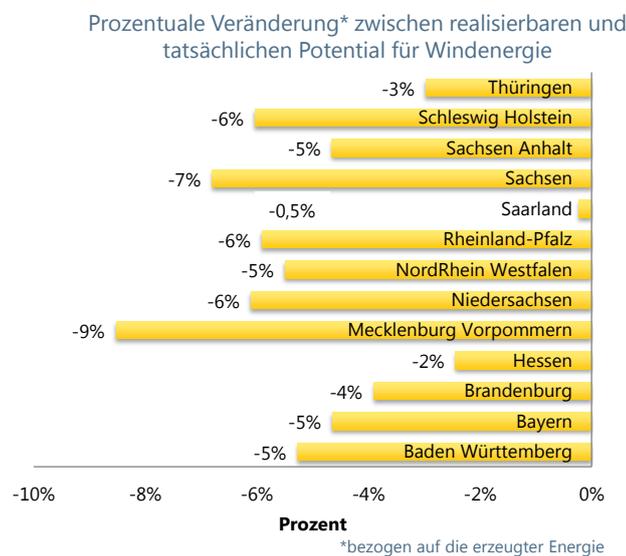
Für die Umrechnung des maximalen realisierbaren Potenzials von km² in GW wird auf standardisierte Flächennutzungsannahmen der Technologien Windkraft und Photovoltaik zurückgegriffen. Aufgrund der Unterscheidung zwischen Schwachwind- und Starkwindregionen (>7,5 m/s in 80 m) wird angenommen, dass in einer Schwachwindregion die Windkraftanlage eine Turbinenleistung von 3,5 MW und in einer Starkwindregion ein Turbinenleistung von 3 MW hat. Aus Sicherheitsgründen wird zusätzlich unterstellt, dass die Windkraftanlage in einer Schwachwindregion beziehungsweise Starkwindregion einen Mindestabstand von mindestens 450 m beziehungsweise 400 m einhalten muss. Im Fall der Photovoltaik wird im Rahmen der Untersuchung nur von Freiflächenanlagen ausgegangen. Eine Freiflächenanlage hat dabei einen Flächenbedarf von 20 m² pro kWp.

Auf Basis dieser Annahmen werden die identifizierten realisierbaren Potenziale in km² und GW umgerechnet. In nachfolgender Tabelle sind die Ergebnisse nach Bundesländern aufgeteilt und für die jeweilige Technologie zusammengefasst.

Bundesland	Max realisierbares Potenzial		PV	
	Wind in Tkm ²	in GW	in Tkm ²	in GW
Baden Württemberg	1,40	46,43	5,21	26,03
Bayern	4,62	115,44	11,40	57,01
Brandenburg	3,23	54,99	9,56	47,81
Hessen	0,71	24,38	2,84	14,19
Mecklenburg Vorpommern	5,12	85,58	8,60	43,01
Niedersachsen	5,86	160,91	20,13	100,66
Nordrhein Westfalen	1,94	44,80	7,96	39,79
Rheinlandpfalz	0,77	25,08	3,30	16,51
Saarland	0,04	0,79	0,13	0,67
Sachsen	1,04	25,62	7,21	36,05
Sachsen Anhalt	2,78	49,62	8,59	42,95
Schleswig Holstein	2,29	62,54	7,26	36,28
Thüringen	1,76	35,52	4,24	21,18
Gesamt	31,57	731,70	96,42	482,12

Tabelle 25: Zusammenfassung Ergebnisse realisierbares Potenzial

Im vierten Arbeitsschritt werden dann die realisierbaren Potenziale um die bereits genutzten Potenziale korrigiert. Auf Basis des Anlagenregisters 2012 (veröffentlicht durch Bundesnetzagentur) konnten die installierten Leistungen und Energiemengen der Erneuerbaren Energiemengen pro Postleitzahlengebiet bis 2012 ermittelt und vom realisierbaren Potenzial korrigiert werden. Die Auswirkungen auf das berechnete realisierbare Potenzial sind in der nachfolgenden Darstellung pro Bundesland zusammengefasst.



- Annahme PV: Realisierbares Potential entspricht weitestgehend dem tatsächlichen Potential

Abbildung 111: Zusammenfassung Rückgang realisierbares Potenzial

Es wird deutlich, dass insbesondere die Bundesländer Mecklenburg Vorpommern, Sachsen, Schleswig Holstein, Niedersachsen und Rheinland-Pfalz von dem identifizierten realisierbaren

Potenzial bereits Flächen von bis zu 9 % für Erneuerbare Energien verwenden. Mit dem Abschluss des vierten Arbeitsschrittes sind die tatsächlichen Potenziale eines jeden Postleitzahlengebietes ermittelt. Neben der Information über die Größe der identifizierten Fläche in km², liegen auch die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in 80 m Höhe sowie die durchschnittliche Globalstrahlung dieser Fläche vor.

Nachdem das tatsächliche Potenzial ermittelt ist, wird abschließend im fünften Arbeitsschritt das Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ aufgestellt. Ausgehend von einer weitestgehend konstanten Last über den Betrachtungszeitraum bis 2032 wird unterstellt, dass die Mengen an Erneuerbaren Energien der Bestandsanlagen bis 2032 durch entsprechende Ersatzinvestitionen abgesichert sind. Die fehlende Differenz zur Erreichung der politischen Ziele wird dann über das berechnete tatsächliche Potenzial erreicht. Die Wahl der Standorte erfolgt nach dem Prinzip der größten Potenziale. In einem ersten Schritt werden die Standorte mit den größten Potenzialen, im Sinne von hoher Windgeschwindigkeit und hoher Globalstrahlung, für die Deckung herangezogen. Hierbei werden große identifizierte zusammenhängende Potenziale kleineren vorgezogen. Sobald die größte Potenzialklasse nicht mehr verfügbar ist, wird auf die nächst kleineren Potenzialklasse zurückgegriffen.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass die Berechnung der tatsächlichen Potenziale auf einem modelltheoretischen Ansatz beruht. Insbesondere durch spezielle lokale Gegebenheiten, geographische Besonderheiten oder auch individuellen Entscheidungshintergründen kann das „wirkliche“ tatsächliche Potenzial von den ermittelten Ergebnissen erheblich abweichen.

Aus diesem Grund bildet das Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ keinen realistischen Fall für eine zukünftige Entwicklung der Fördersysteme ab, sondern bietet die Möglichkeit über eine Extremabschätzung die Auswirkungen einer modelltheoretischen perfekten Umsetzung einer Anpassung des Fördersystems zu erhalten. Jegliche Umsetzung in die Richtung einer bundesweiten technologieneutralen Mengenausschreibung der Erneuerbaren Energien würde daher in die Richtung des Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromgestehungskosten“ gehen, ohne dieses am Ende wirklich zu erreichen, da das Vorliegen einer Modellumgebung nicht gegeben ist.

Anhang 5 Detailergebnisse Netzausbaubedarf

In diesem Abschnitt wird der Netzausbaubedarf für den konventionellen Netzausbau sowie für das netzdienliche Erzeugungsmanagement vollständig und im Detail für alle Ausgestaltungsvarianten und Szenarien beschrieben.

		Last pro Station			
		Ausprägung	Gering (< 0,001 MW)	Mittel (< 0,002 MW)	Stark (> 0,002 MW)
PV pro Station	Gering (< 0,5 kW)		0 km	0 km	2 km
	Mittel (< 1,5 kW)		1.624 km	527 km	12.720 km
	Stark (> 1,5 kW)		10.925 km	34.212 km	13.600 km

Tabelle 26: Ausbaubedarf in einzelnen Modellnetzklassen in der Niederspannungsebene bis 2032 (Szenario „NEP“)

		PV / Last			
		Ausprägung	Gering (< 1)	Mittel (< 2)	Stark (> 2)
Wind / Last	Gering (= 0)		285 km	2.478 km	26.392 km
	Mittel (< 0,3)		800 km	40.163 km	725 km
	Stark (> 0,3)		7.983 km	-	-

Tabelle 27: Ausbaubedarf in einzelnen Modellnetzklassen in der Mittelspannungsebene bis 2032 (Szenario NEP“)

Typ	2012-2017	2012-2022	2012-2032	Relativer Ausbaubedarf
NS-Kabel [km]	18.497	38.331	50.393	+4,5 %
MS-Kabel [km]	23.291	45.169	70.104	+13,8 %
HS-Kabel [km]	3.719	6.988	10.820	+11,3 %
Gesamt [km]	45.507	90.489	131.317	-
MS/SS [MVA]	4.636	11.009	14.978	?
HS/MS [MVA]	8.904	20.035	32.971	?
Gesamt [MVA]	13.539	31.044	47.949	?

Tabelle 28: Erforderlicher thermischer und spannungsbedingter Netzausbaubedarf in deutschen Verteilungsnetzen bis zum Jahr 2032 (Szenario „EEG 2014“)

Detailergebnisse konventioneller Netzausbau

	Typ	2013-2017	2018-2022	2023-2032
„EEG 2014“	NS-Kabel [km]	18497	19834	12061
	MS-Kabel [km]	23291	21878	24935
	HS-Kabel [km]	3719	3270	3832
	ONT [630kVA]	0	0	0
	ONT [400kVA]	11589	15934	9920
	HS/MS-T [40 MVA]	68	85	97
	HS/MS-T [31,5 MVA]	196	245	288
„NEP“	NS-Kabel [km]	22435	25107	26310
	MS-Kabel [km]	26526	21915	30835
	HS-Kabel [km]	4185	3649	4926
	ONT [630kVA]	18	0	0
	ONT [400kVA]	14342	19240	21143
	HS/MS-T [40 MVA]	84	72	143
	HS/MS-T [31,5 MVA]	228	269	409
„Bundesländer“	NS-Kabel [km]	42406	26412	49670
	MS-Kabel [km]	52980	35103	50353
	HS-Kabel [km]	8126	5353	8912
	ONT [630kVA]	133	11	84
	ONT [400kVA]	32257	22594	43171
	HS/MS-T [40 MVA]	253	187	339
	HS/MS-T [31,5 MVA]	452	496	810

Tabelle 29: Detailergebnisse konventioneller Netzausbau

Detailergebnisse konventioneller Netzausbau je Modellnetzklasse

Modellnetzklasse	„EEG 2014“	„NEP“	„Bundesländer“
NS	[km]	[km]	[km]
1	99	237	519
2	0	0	2
3	1407	1683	4209
4	6310	11319	18794
5	0	0	3
6	315	546	1065
7	21597	35443	52763
8	4	2	7
9	12827	13178	24925
10	9643	14090	20442
MS	[km]	[km]	[km]
1	213	448	1250
2	137	285	565
3	2201	2478	6938
4	24291	26392	46818
5	575	800	1241
6	37119	40163	67146
7	436	726	1054
8	5132	7983	13424

Tabelle 30: Detailergebnis Netzausbaubedarf je Modellnetzklasse bis 2032

Detailergebnisse Erzeugungsmanagement in Netzplanung

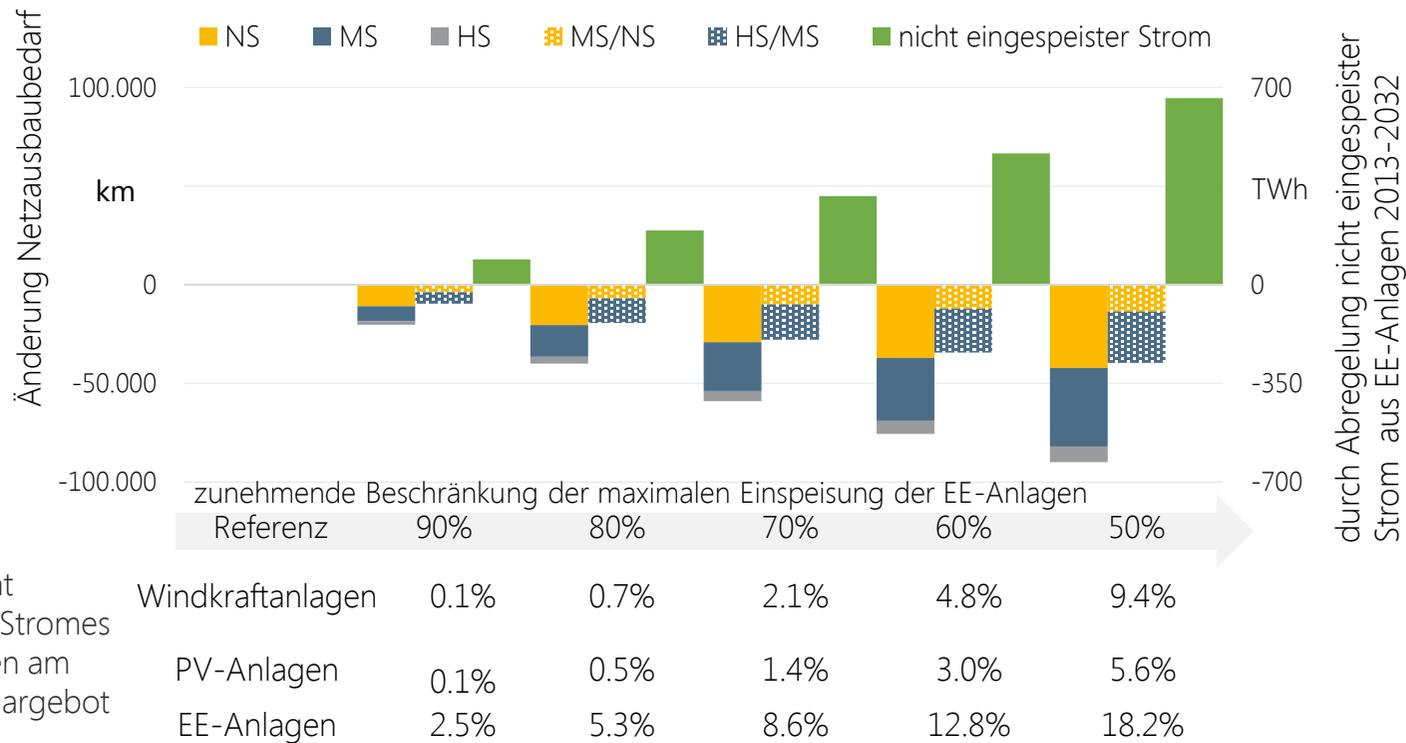


Abbildung 112: Netzausbaubedarf bei Anwendung des Erzeugungsmanagements für „alle Anlagen“ bis 2032 („EEG 2014“)

Anhang 5 Detailergebnisse Netzausbaubedarf

	Typ	„EEG 2014“			„NEP“			„Bundesländer“		
		2013-2017	2018-2022	2023-2032	2013-2017	2018-2022	2023-2032	2013-2017	2018-2022	2023-2032
Referenz	NS-Kabel [km]	18497	19834	12061	22.435	25.107	26.31	42.406	26.412	49.67
	MS-Kabel [km]	23291	21878	24935	26.526	21.915	30.835	52.98	35.103	50.353
	HS-Kabel [km]	3719	3270	3832	4.185	3.649	4.926	8.126	5.353	8.912
	ONT [630kVA]	0	0	0	18	0	0	133	11	84
	ONT [400kVA]	11589	15934	9920	14.342	19.24	21.143	32.257	22.594	43.171
	HS/MS-T [40 MVA]	68	85	97	84	72	143	253	187	339
	HS/MS-T [31,5 MVA]	196	245	288	228	269	409	452	496	810
90 %	NS-Kabel [km]	14712	15449	9462	17.56	19.116	20.87	34.019	21.436	41.428
	MS-Kabel [km]	21142	17913	23343	24.082	20.237	27.457	45.015	30.838	46.615
	HS-Kabel [km]	3032	2671	3302	3.429	3.084	4.241	7.077	4.713	7.879
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	8	0	39	8	36
	ONT [400kVA]	8519	11649	7937	11.149	14.89	17.88	25.692	18.661	38.338
	HS/MS-T [40 MVA]	60	49	89	65	51	97	183	131	293
	HS/MS-T [31,5 MVA]	176	199	234	186	224	338	357	406	710
80 %	NS-Kabel [km]	10324	12215	7377	13.308	15.043	16.377	25.376	16.362	32.687
	MS-Kabel [km]	18270	16072	19722	20.019	18.542	24.864	40.595	28.557	41.413
	HS-Kabel [km]	2325	2241	2743	2.657	2.551	3.543	5.256	3.65	6.126
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	8	0	5
	ONT [400kVA]	6021	8545	5661	7.925	11.277	14.054	19.404	14.731	32.046
	HS/MS-T [40 MVA]	48	36	63	45	47	85	134	103	233
	HS/MS-T [31,5 MVA]	126	146	193	150	175	278	291	325	600
70 %	NS-Kabel [km]	7593	8469	5237	9.014	10.93	12.19	18.931	12.536	24.933
	MS-Kabel [km]	14713	13266	17270	16.477	15.258	21.558	34.824	23.856	35.26
	HS-Kabel [km]	1803	1781	2227	2.086	2.048	2.888	4.478	3.143	5.168
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	3605	5392	3687	5.485	7.727	9.881	13.75	10.371	24.954
	HS/MS-T [40 MVA]	26	25	40	24	29	58	85	72	152
	HS/MS-T [31,5 MVA]	105	113	146	106	132	210	227	244	474
60 %	NS-Kabel [km]	4595	5363	3300	5.892	7.173	8.115	12.865	7.899	17.085
	MS-Kabel [km]	12315	11330	14562	14.356	12.91	17.806	28.135	19.353	28.753
	HS-Kabel [km]	1210	1296	1765	1.399	1.517	2.29	3.403	2.526	4.235
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	2149	3051	1777	3.223	4.931	6.583	8.494	6.61	17.765
	HS/MS-T [40 MVA]	16	14	27	17	16	29	51	45	99
	HS/MS-T [31,5 MVA]	76	88	108	78	95	148	170	172	348
50 %	NS-Kabel [km]	2826	3364	2111	3.512	4.301	4.896	6.946	5.028	10.21
	MS-Kabel [km]	9730	8922	11660	10.472	9.597	14.498	22.833	16.354	24.477
	HS-Kabel [km]	737	833	1303	875	1.004	1.696	2.28	1.928	3.328
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	1064	1370	1060	1.703	2.461	3.496	4.265	3.935	11.156
	HS/MS-T [40 MVA]	6	6	14	6	7	17	25	24	54
	HS/MS-T [31,5 MVA]	51	58	78	54	64	105	107	126	241

Tabelle 31: Netzausbaubedarf bei Erzeugungsmanagement für das Szenario „NEP“ und „Bundesländer“ bei Berücksichtigung aller dezentralen Anlagen

Ausgestaltungsvariante aller dezentralen Anlagen ohne Biomasse

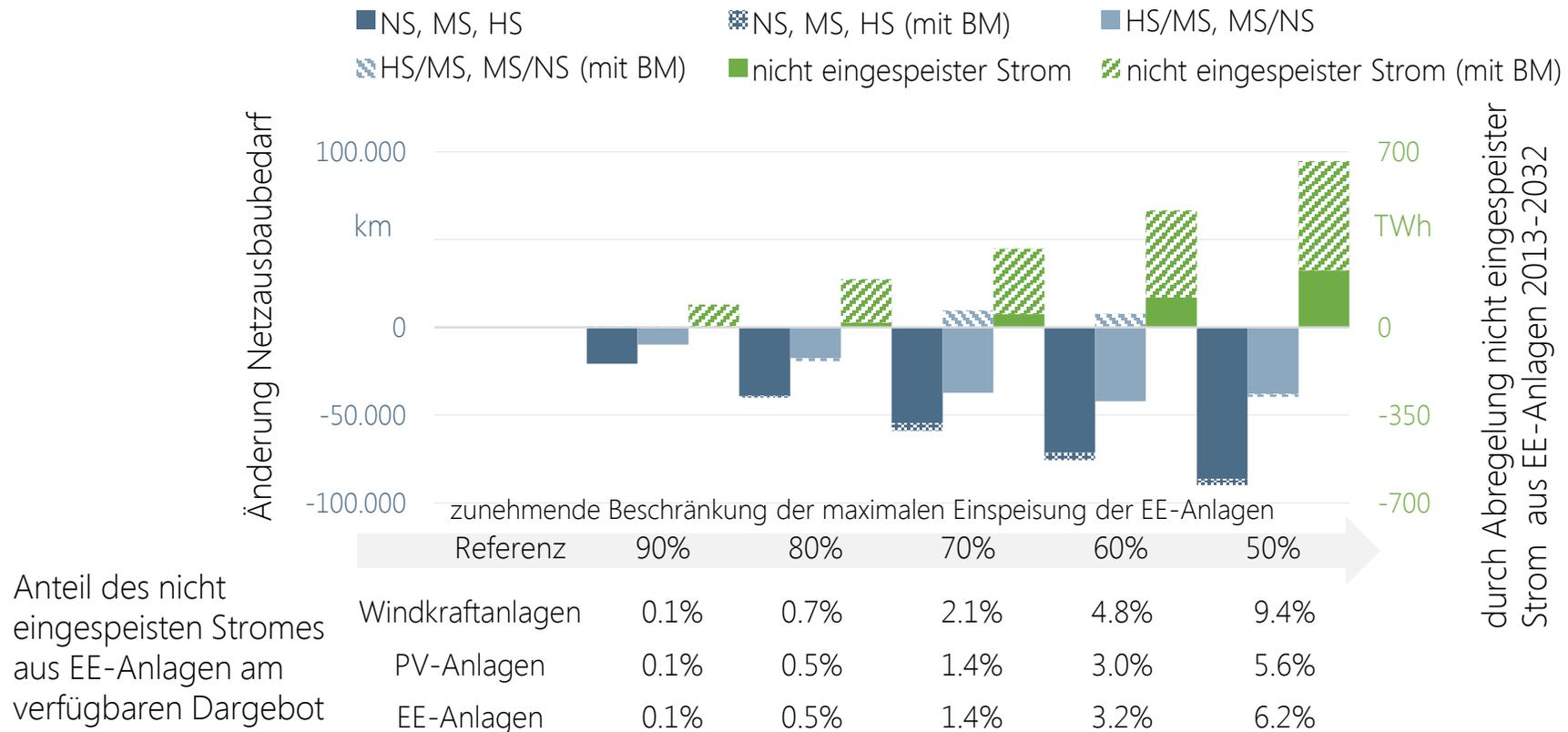


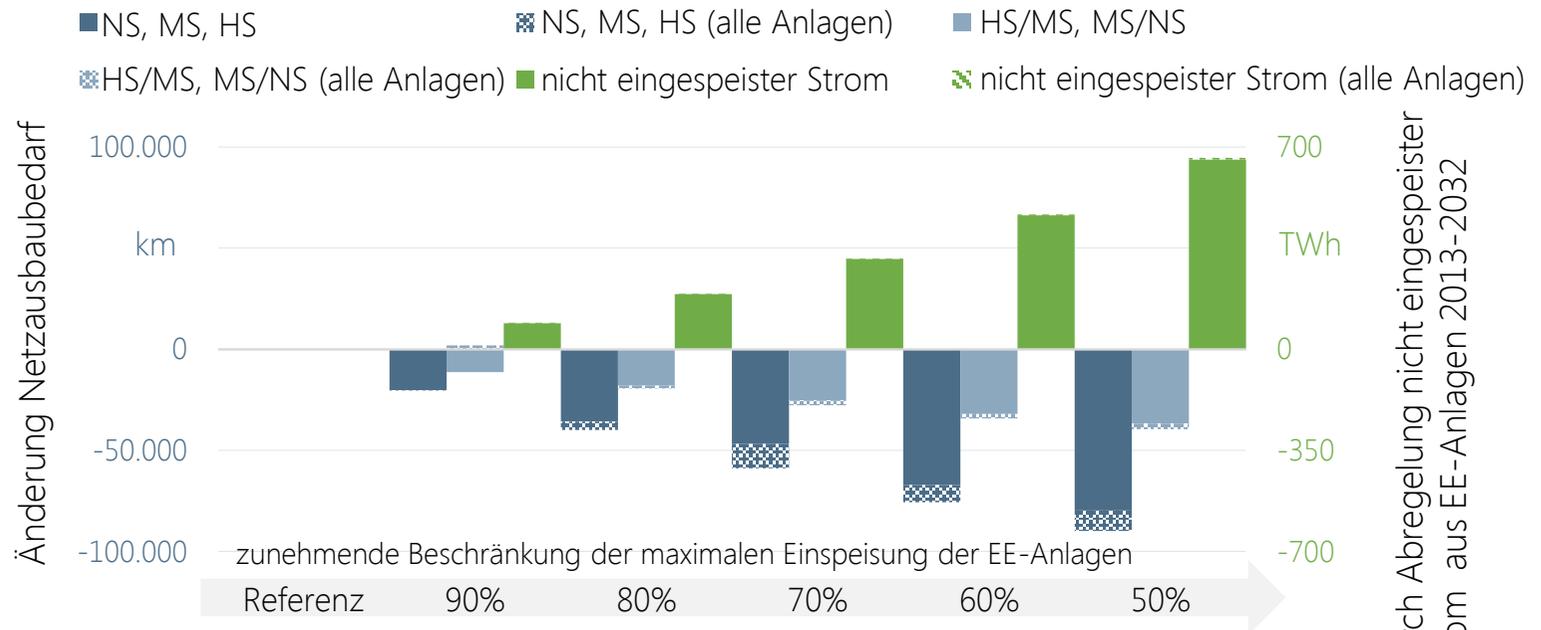
Abbildung 113: Netzausbaubedarf bei Anwendung des Erzeugungsmanagements für „alle Anlagen außer Biomasseanlagen“ („EEG 2014“)

Anhang 5 Detailergebnisse Netzausbaubedarf

	Typ	„EEG 2014“			„NEP“			„Bundesländer“		
		2013-2017	2018-2022	2023-2032	2013-2017	2018-2022	2023-2032	2013-2017	2018-2022	2023-2032
Referenz	NS-Kabel [km]	18497	19834	12061	22.435	25.107	26.310	22.435	47.542	73.851
	MS-Kabel [km]	23291	21878	24935	26.526	21.915	30.835	26.526	48.441	79.275
	HS-Kabel [km]	3719	3270	3832	4.185	3.649	4.926	4.185	7.834	12.760
	ONT [630kVA]	0	0	0	18	0	0	18	18	18
	ONT [400kVA]	11589	15934	9920	14.342	19.240	21.143	14.342	33.583	54.726
	HS/MS-T [40 MVA]	68	85	97	84	72	143	84	156	299
	HS/MS-T [31,5 MVA]	196	245	288	228	269	409	228	497	906
90 %	NS-Kabel [km]	13800	15444	9582	17.371	19.715	21.466	17.371	37.085	58.552
	MS-Kabel [km]	21074	18753	22822	23.125	20.915	27.016	23.125	44.040	71.056
	HS-Kabel [km]	3180	2636	3273	3.472	3.090	4.290	3.472	6.562	10.852
	ONT [630kVA]	0	0	0	8	0	0	8	8	8
	ONT [400kVA]	8254	12566	7767	10.770	15.788	17.488	10.770	26.558	44.046
	HS/MS-T [40 MVA]	59	58	80	60	66	105	60	126	231
	HS/MS-T [31,5 MVA]	162	191	241	191	222	338	191	413	751
80 %	NS-Kabel [km]	10951	11859	7089	13.534	15.226	16.793	13.534	28.760	45.552
	MS-Kabel [km]	17906	16786	20313	20.444	18.266	24.727	20.444	38.709	63.436
	HS-Kabel [km]	2364	2268	2777	2.750	2.612	3.631	2.750	5.361	8.992
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	6229	8621	5860	8.204	11.841	14.197	8.204	20.045	34.242
	HS/MS-T [40 MVA]	40	44	64	46	40	89	46	87	175
	HS/MS-T [31,5 MVA]	142	169	199	156	188	279	156	344	623
70 %	NS-Kabel [km]	8050	8922	5841	9.385	11.259	12.386	9.385	20.644	33.031
	MS-Kabel [km]	16179	14256	17515	18.395	16.153	21.216	18.395	34.548	55.763
	HS-Kabel [km]	1904	1800	2258	2.213	2.064	2.926	2.213	4.277	7.204
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	3988	6080	3760	5.743	8.197	10.604	5.743	13.941	24.545
	HS/MS-T [40 MVA]	32	23	46	27	26	49	27	53	102
	HS/MS-T [31,5 MVA]	115	121	159	121	136	209	121	257	466
60 %	NS-Kabel [km]	5052	6191	3831	6.149	7.906	8.664	6.149	14.055	22.719
	MS-Kabel [km]	13532	11836	15096	14.642	13.298	18.468	14.642	27.940	46.408
	HS-Kabel [km]	1280	1310	1791	1.524	1.551	2.358	1.524	3.074	5.432
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	2419	3250	1976	3.414	5.705	7.047	3.414	9.120	16.167
	HS/MS-T [40 MVA]	15	16	28	17	18	37	17	35	72
	HS/MS-T [31,5 MVA]	88	92	117	90	106	171	90	196	368
50 %	NS-Kabel [km]	2733	3498	2352	3.720	4.691	5.381	3.720	8.412	13.793
	MS-Kabel [km]	10594	9728	13141	12.526	11.283	15.241	12.526	23.808	39.049
	HS-Kabel [km]	801	848	1336	969	1.062	1.806	969	2.031	3.837
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	1301	1823	1342	2.027	2.921	4.063	2.027	4.948	9.011
	HS/MS-T [40 MVA]	7	8	17	8	11	19	8	19	38
	HS/MS-T [31,5 MVA]	53	68	97	59	80	121	59	139	260

Tabelle 32: Netzausbaubedarf bei Erzeugungsmanagement für die Szenarien „NEP“ und „Bundesländer“ bei Berücksichtigung aller dezentralen Anlagen ohne Biomasse

Ausgestaltungsvariante aller dezentralen Anlagen ab einer installierten Leistung von 7 kW



durch Abregelung nicht eingespeister Strom aus EE-Anlagen 2013-2032

Anteil des nicht eingespeisten Stromes aus EE-Anlagen am verfügbaren Dargebot		zunehmende Beschränkung der maximalen Einspeisung der EE-Anlagen				
		Referenz	90%	80%	70%	60%
	Windkraftanlagen	0.1%	0.7%	2.1%	4.8%	9.4%
	PV-Anlagen	0.1%	0.4%	1.2%	2.6%	4.9%
	EE-Anlagen	2.5%	5.3%	8.6%	12.7%	18.0%

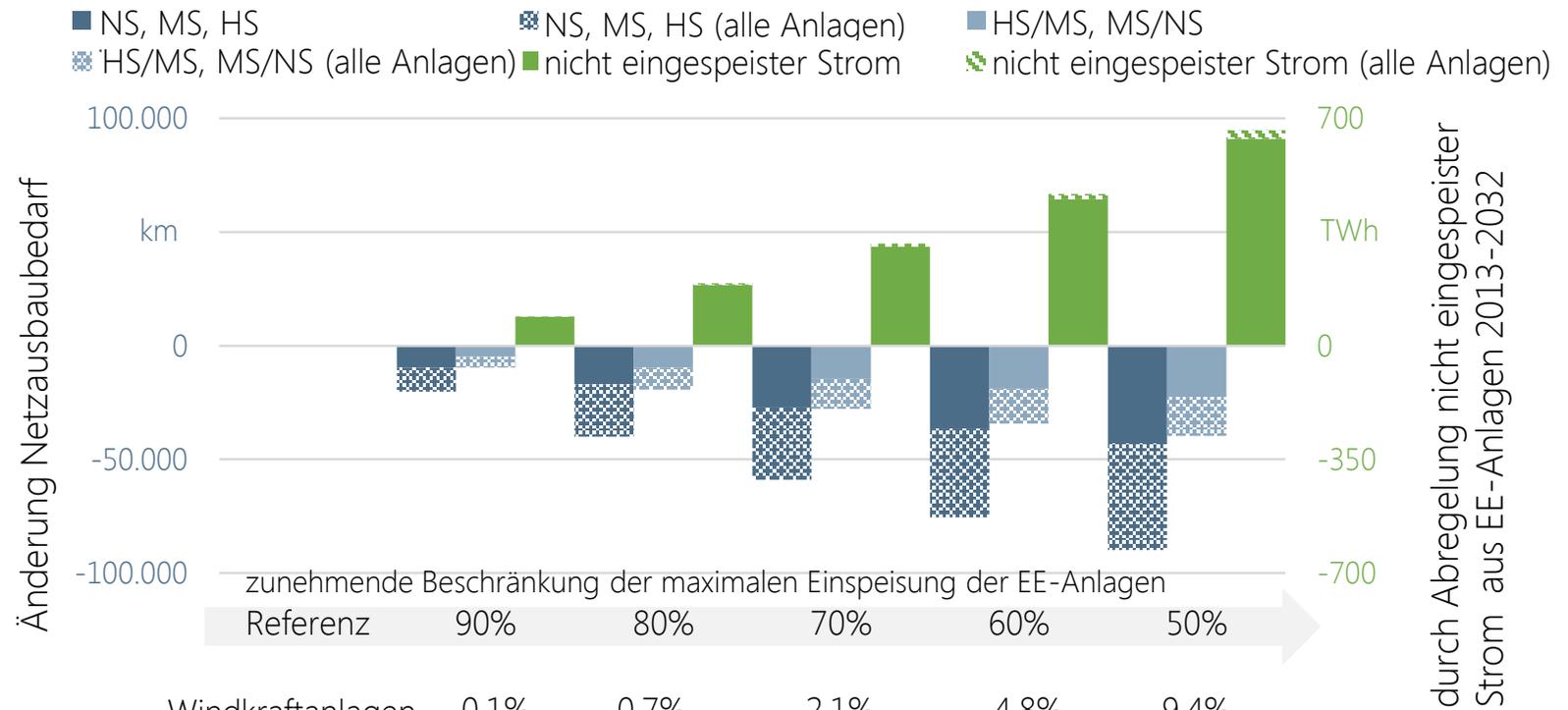
Abbildung 114: Netzausbaubedarf bei Anwendung des Erzeugungsmanagements für „alle Anlagen ab 7 kW“ („EEG 2014“)

Anhang 5 Detailergebnisse Netzausbaubedarf

	Typ	„EEG 2014“			„NEP“			„Bundesländer“		
		2013-2017	2018-2022	2023-2032	2013-2017	2018-2022	2023-2032	2013-2017	2018-2022	2023-2032
Referenz	NS-Kabel [km]	18497	19834	12061	22.435	25.107	26.310	22.435	47.542	73.851
	MS-Kabel [km]	23291	21878	24935	26.526	21.915	30.835	26.526	48.441	79.275
	HS-Kabel [km]	3719	3270	3832	4.185	3.649	4.926	4.185	7.834	12.760
	ONT [630kVA]	0	0	0	18	0	0	18	18	18
	ONT [400kVA]	11589	15934	9920	14.342	19.240	21.143	14.342	33.583	54.726
	HS/MS-T [40 MVA]	68	85	97	84	72	143	84	156	299
	HS/MS-T [31,5 MVA]	196	245	288	228	269	409	228	497	906
90 %	NS-Kabel [km]	15019	17114	10591	18.026	20.837	22.940	18.026	38.863	61.803
	MS-Kabel [km]	19666	17120	22509	21.921	19.472	27.150	21.921	41.393	68.544
	HS-Kabel [km]	3059	2715	3283	3.466	3.117	4.286	3.466	6.583	10.869
	ONT [630kVA]	0	0	0	8	0	0	8	8	8
	ONT [400kVA]	9206	14090	8471	11.899	16.740	19.081	11.899	28.639	47.719
	HS/MS-T [40 MVA]	50	52	77	56	57	105	56	113	218
	HS/MS-T [31,5 MVA]	149	168	213	166	199	311	166	365	676
80 %	NS-Kabel [km]	12011	14195	8972	15.033	17.323	19.570	15.033	32.355	51.926
	MS-Kabel [km]	17502	15812	19633	18.599	16.375	23.507	18.599	34.973	58.480
	HS-Kabel [km]	2373	2242	2741	2.667	2.559	3.555	2.667	5.226	8.781
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	7429	10880	7375	9.717	13.775	17.071	9.717	23.492	40.563
	HS/MS-T [40 MVA]	41	39	63	40	36	82	40	77	159
	HS/MS-T [31,5 MVA]	125	138	176	126	150	253	126	277	530
70 %	NS-Kabel [km]	9707	11917	8008	11.221	13.842	16.188	11.221	25.063	41.251
	MS-Kabel [km]	16445	14611	17933	16.368	14.786	20.885	16.368	31.154	52.039
	HS-Kabel [km]	1829	1843	2277	2.128	2.090	2.946	2.128	4.218	7.164
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	5084	8560	6111	7.283	11.281	14.189	7.283	18.564	32.753
	HS/MS-T [40 MVA]	24	27	43	24	30	53	24	54	107
	HS/MS-T [31,5 MVA]	96	110	141	104	125	201	104	229	430
60 %	NS-Kabel [km]	6935	8790	6426	9.344	11.361	13.254	9.344	20.705	33.959
	MS-Kabel [km]	12191	11190	14198	13.657	11.965	18.434	13.657	25.621	44.056
	HS-Kabel [km]	1304	1361	1791	1.446	1.568	2.367	1.446	3.014	5.381
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	3696	5689	4519	5.307	8.575	11.197	5.307	13.882	25.079
	HS/MS-T [40 MVA]	16	15	25	15	15	34	15	30	64
	HS/MS-T [31,5 MVA]	74	82	102	80	94	153	80	174	327
50 %	NS-Kabel [km]	5303	6861	5010	5.922	8.256	10.042	5.922	14.177	24.219
	MS-Kabel [km]	9635	9351	12446	10.909	10.121	14.457	10.909	21.031	35.488
	HS-Kabel [km]	788	907	1320	884	1.013	1.712	884	1.897	3.608
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ONT [400kVA]	2328	3633	3193	3.287	6.268	8.549	3.287	9.555	18.105
	HS/MS-T [40 MVA]	7	8	17	7	10	19	7	17	36
	HS/MS-T [31,5 MVA]	54	60	83	57	70	110	57	127	238

Tabelle 33: Netzausbaubedarf bei Erzeugungsmanagement für die Szenarien „NEP“ und „Bundesländer“ bei Berücksichtigung aller dezentralen Anlagen ab 7 kW

Ausgestaltungsvariante aller dezentralen Anlagen ab einer installierten Leistung von 30 kW



Anteil des nicht eingespeisten Stromes aus EE-Anlagen am verfügbaren Dargebot		zunehmende Beschränkung der maximalen Einspeisung der EE-Anlagen				
		Referenz	90%	80%	70%	60%
Windkraftanlagen		0.1%	0.7%	2.1%	4.8%	9.4%
PV-Anlagen		0.1%	0.3%	0.9%	1.9%	3.5%
EE-Anlagen		2.4%	5.1%	8.4%	12.4%	17.5%

Abbildung 115: Netzausbaubedarf bei Anwendung des Erzeugungsmanagements für „alle Anlagen ab 30 kW“ („EEG 2014“)

Anhang 5 Detailergebnisse Netzausbaubedarf

	Typ	„EEG 2014“			„NEP“			„Bundesländer“		
		2013-2017	2018-2022	2023-2032	2013-2017	2018-2022	2023-2032	2013-2017	2018-2022	2023-2032
Referenz	NS-Kabel [km]	18497	19834	12061	22.435	25.107	26.310	42.406	26.412	49.670
	MS-Kabel [km]	23291	21878	24935	26.526	21.915	30.835	52.980	35.103	50.353
	HS-Kabel [km]	3719	3270	3832	4.185	3.649	4.926	8.126	5.353	8.912
	ONT [630kVA]	0	0	0	18	0	0	133	11	84
	ONT [400kVA]	11589	15934	9920	14.342	19.240	21.143	32.257	22.594	43.171
	HS/MS-T [40 MVA]	68	85	97	84	72	143	253	187	339
	HS/MS-T [31,5 MVA]	196	245	288	228	269	409	452	496	810
90 %	NS-Kabel [km]	17474	19691	11316	21.564	24.047	25.658	40.299	26.349	49.421
	MS-Kabel [km]	21745	19566	22708	24.156	21.029	28.424	47.446	31.517	46.917
	HS-Kabel [km]	3143	2799	3339	3.548	3.186	4.365	7.397	4.857	8.100
	ONT [630kVA]	5	0	0	8	0	0	136	8	100
	ONT [400kVA]	11459	15970	9736	14.192	18.731	20.871	31.327	22.425	44.269
	HS/MS-T [40 MVA]	64	61	77	64	67	115	210	139	303
	HS/MS-T [31,5 MVA]	185	198	252	193	235	365	401	415	736
80 %	NS-Kabel [km]	16831	19562	11717	20.688	23.306	25.232	38.958	25.697	47.516
	MS-Kabel [km]	19355	17710	21355	20.881	19.133	25.417	42.684	29.163	43.548
	HS-Kabel [km]	2564	2398	2835	2.926	2.702	3.732	6.176	4.220	6.996
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	102	5	49
	ONT [400kVA]	11152	15376	9520	13.491	18.268	21.272	30.008	22.942	43.598
	HS/MS-T [40 MVA]	49	41	69	48	48	83	171	112	254
	HS/MS-T [31,5 MVA]	153	188	218	169	201	304	339	375	654
70 %	NS-Kabel [km]	16556	19284	11285	20.719	22.526	25.171	38.796	25.350	47.905
	MS-Kabel [km]	17093	15303	18197	19.418	17.298	23.045	39.579	26.033	39.428
	HS-Kabel [km]	1988	2023	2411	2.315	2.292	3.192	5.127	3.573	5.994
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	60	0	48
	ONT [400kVA]	10436	15195	9982	13.186	18.510	20.709	29.365	22.436	42.609
	HS/MS-T [40 MVA]	33	37	44	41	43	63	131	91	205
	HS/MS-T [31,5 MVA]	132	151	178	146	172	264	286	324	566
60 %	NS-Kabel [km]	16032	18552	10935	20.364	23.488	24.674	36.186	24.653	47.167
	MS-Kabel [km]	14551	13778	15801	17.172	14.555	20.746	34.676	24.025	35.053
	HS-Kabel [km]	1568	1613	1977	1.801	1.853	2.636	4.082	2.943	4.999
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	5	94	0	39
	ONT [400kVA]	9908	15143	9643	12.794	18.480	20.514	28.364	21.340	43.120
	HS/MS-T [40 MVA]	24	25	32	30	25	47	94	68	149
	HS/MS-T [31,5 MVA]	108	128	142	124	138	209	228	259	494
50 %	NS-Kabel [km]	15790	18213	11022	18.561	22.638	23.835	34.512	24.526	46.173
	MS-Kabel [km]	12958	12276	14376	13.659	13.122	18.594	28.465	19.481	29.807
	HS-Kabel [km]	996	1229	1562	1.167	1.420	2.091	2.902	2.381	4.089
	ONT [630kVA]	0	0	0	0	0	0	18	0	46
	ONT [400kVA]	9721	14745	9643	12.938	17.800	20.641	27.086	21.746	41.846
	HS/MS-T [40 MVA]	17	16	18	17	17	36	60	43	102
	HS/MS-T [31,5 MVA]	87	100	119	98	112	182	184	195	398

Tabelle 34: Netzausbaubedarf bei Erzeugungsmanagement für die Szenarien „NEP“ und „Bundesländer“ bei Berücksichtigung aller dezentralen Anlagen ab 30 kW

Gegenüberstellung des Netzausbaubedarfs aller Ausgestaltungsvarianten

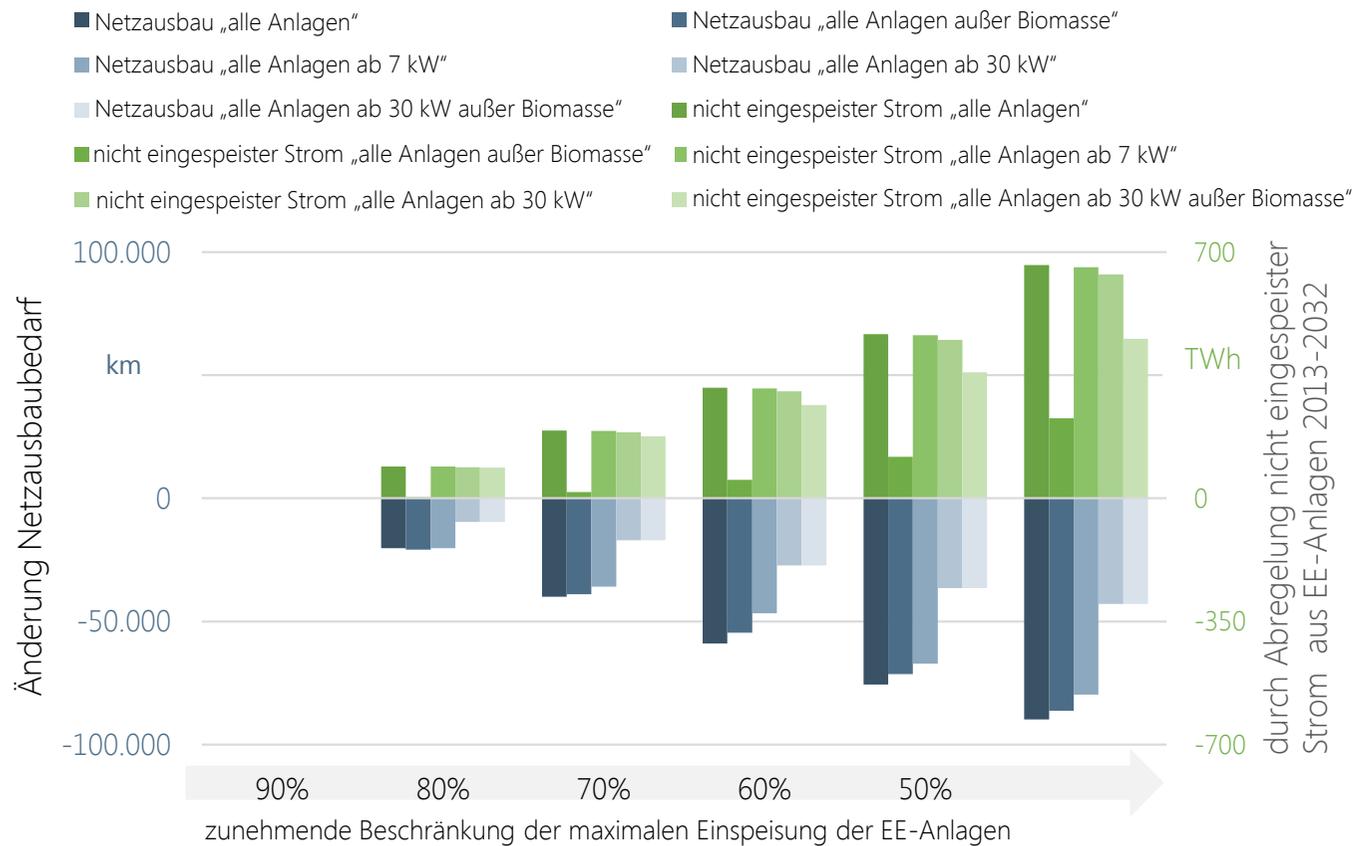


Abbildung 116: Änderung im Netzausbaubedarf im Vergleich zum Referenzergebnis (konventioneller Netzausbau ohne Erzeugungsmanagement) sowie der nicht eingespeiste Strom bis zum Jahr 2032 („EEG 2014“)

Übersicht Ergebnisse des konventionellen Netzausbaus und der Kombination von Erzeugungsmanagement und rONT

	Typ	Konventioneller Netzausbau	„Erzeugungsmanagement und rONT – zunächst Erzeugungsmanagement“
„EEG 2014“	NS-Kabel [km]	50.393	1.859
	MS-Kabel [km]	70.104	49.252
	HS-Kabel [km]	10.820	5.811
	Gesamter Investitionsbedarf [Mio. EUR]	23.148	11.617
	Durch. Zusatzkosten [Mio. EUR]	1.171	943
	Zusatzkosten in 2022 [Mio. EUR]	1.331	1.036
	Zusatzkosten in 2032 [Mio. EUR]	1.770	1.398
	Abgeregelte Energie bis 2032 [TWh]	-	52,69
„Bundesländer“	NS-Kabel [km]	118.448	1.215
	MS-Kabel [km]	138.436	80.709
	HS-Kabel [km]	22.392	11.140
	Gesamter Investitionsbedarf [Mio. EUR]	48.914	20.757
	Durch. Zusatzkosten [Mio. EUR]	2.413	1.582
	Zusatzkosten in 2022 [Mio. EUR]	2.546	1.659
	Zusatzkosten in 2032 [Mio. EUR]	3.773	2.416
	Abgeregelte Energie bis 2032 [TWh]	-	84.16

Tabelle 35: Ergebnisübersicht konventioneller Netzausbau und Erzeugungsmanagement in Kombination mit rONT

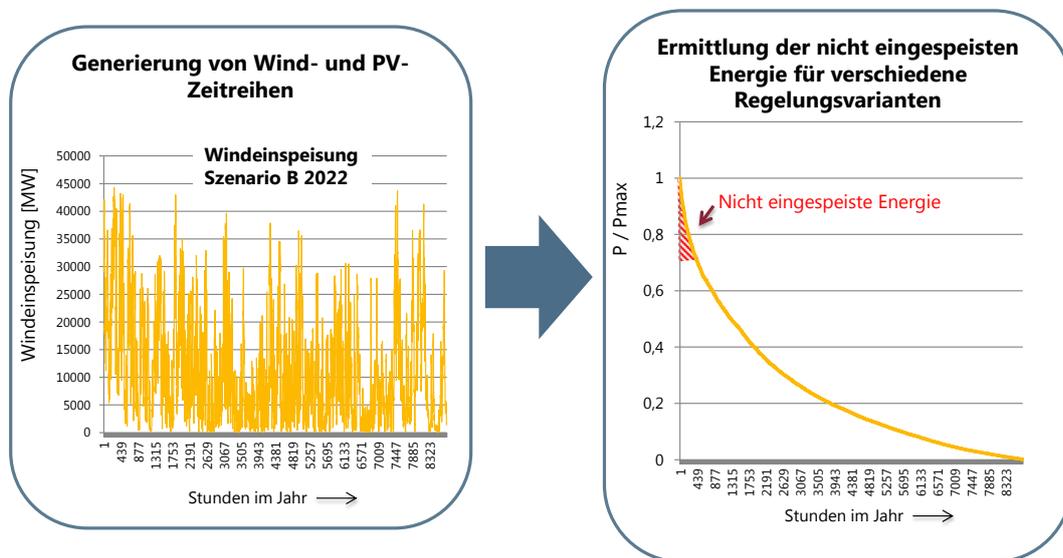


Abbildung 117: Bestimmung der nicht eingespeisten Energie beim Erzeugungsmanagement

Anhang 6 Datenabfrage Netzbetreiber

In diesem Abschnitt wird die Datenabfrage an verschiedene große Verteilernetzbetreiber aufgezeigt.

Netzdaten [veröffentlicht nach StromNEV, StromNZV]
Leitungslänge Kabel (NS) [km]
Leitungslänge Freileitung (NS) [km]
Leitungslänge Kabel (MS) [km]
Leitungslänge Freileitung (MS) [km]
Jahreshöchstlast (NS) [MW]
Jahreshöchstlast (MS) [MW]
Anzahl Entnahmestellen (NS)
Anzahl Entnahmestellen (MS)
Erneuerbare Energie [bspw. veröffentlicht im EEG-Anlagenregister]
Installierte PV-Leistung (NS) [kW]
Installierte PV-Leistung (MS) [kW]
Installierte Windleistung (NS) [kW]
Installierte Windleistung (MS) [kW]
Installierte Biomasse-Leistung (NS) [kW]
Installierte Biomasse-Leistung (MS) [kW]
Installierte Laufwasser-Leistung (NS) [kW]
Installierte Laufwasser-Leistung (MS) [kW]
Installierte KWK-Leistung (NS) [kW]
Installierte KWK-Leistung (MS) [kW]
Durchschnittliche Anzahl von Abgängen
Anzahl Niederspannungsabgänge je Ortsnetztransformator
Anzahl Halb-Ringe in der Mittelspannungsebene je HS/MS-Umspannwerk
Durchschnittliche Abgangslänge/Halb-Ringlänge [m]
Niederspannungsebene
Mittelspannungsebene
Durchschnittliches Alter der folgenden Betriebsmittelgruppen [a]
NS-Kabel
NS-Freileitung
MS/NS-Ortsnetztransformator
MS-Kabel
MS-Freileitung
HS/MS-Transformator
Verwendete Betriebsmitteltypen (Aufzählung der relevanten Typen)
Niederspannungsebene (z.B. NS-Kabel: NAYY 4x150, ...)
Mittelspannungs-/Niederspannungsebene
Mittelspannungsebene
Hochspannungs-/Mittelspannungsebene
Hochspannungsebene

Tabelle 36: Angefragte Daten bei einem Verteilernetzbetreiber in Deutschland