

Arbeitspaket 1

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

1 Beschreibung von Referenznetzen

In diesem ersten Arbeitspaket wurden für die unterschiedlichen Szenarien Referenznetze erstellt. Dazu wurden nach einer Bestandsaufnahme existierender Szenarien und Studien Leitszenarien definiert und quantifizierbare Ziele für Speicher in Übertragungs- und Verteilungsnetzen festgelegt.

Nach der Definition von Netzstrukturen wurden dann Erzeugungs- und Laststrukturen auf Mittel (MS)- und Niederspannungsebene (NS) festgelegt. Dann wurden die Netze zum weiteren Gebrauch als Netzsimulator implementiert. Die Auswahl der zu untersuchenden Netze bzw. die Festlegung von Modellnetzen orientierten sich an den jeweils verfolgten Zielen.

Im letzten Schritt des Arbeitspaketes wurde eine Netzanalyse durchgeführt. Da an dieser Stelle noch keine Speicher implementiert waren, konnten die Netze als Referenznetze untersucht werden und so durch Betrachtung der residualen Last in einzelnen Unterabschnitten der Netze in Arbeitspaket 2 der Speicherbedarf ermittelt werden.

Diese Untersuchungen wurden zunächst in der Mittel- und Niederspannungsebene durchgeführt. Am Ende wurde dann eine ganzheitliche Betrachtung durchgeführt, um den Speicherbedarf auch Netzebenen übergreifend zu untersuchen.

1.1 Quantifizierbare Zielvorgaben

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

1.1.1 Quantitative Ziele

Elektrochemische Speicher und speicheräquivalente Systeme haben Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem über das Stromversorgungssystem hinaus. Für eine Bewertung der Auswirkungen ist es erforderlich, Kriterien aufzustellen, die eine Quantifizierung der Auswirkungen und damit eine Bewertung ermöglichen. Qualitative Ziele wie Entlastung des Stromnetzes, Verbesserung der Versorgungssicherheit etc. sind für eine Bewertung nicht verwertbar. Im Arbeitsvorschlag wurden vier Anwendungsfälle für Speicher in Netzen unterschieden:

1. Spannungsstabilisierung im Mittel- und Niederspannungsnetz
2. Speicherung zur Überbrückung begrenzter Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen
3. Leistungsspeicherung zur Sicherstellung des globalen Energiegleichgewichts und der Frequenz
4. Energiespeicher bei Netzüberlastung

Die Anwendungsfälle 1, 2 und 4 beziehen sich auf die Vermeidung des Netzausbaus. Nur Anwendungsfall 3 betrifft auch Kraftwerke, die jetzt zur Frequenzhaltung herangezogen werden. In der folgenden Tabelle sind die Anwendungsfälle bzw. Funktionen, die das Stromversorgungssystem erfüllen muss, deutlich breiter gefasst.

Für eine Bewertung müssen die Auswirkungen von Speichern auf die einzelnen, vom Energieversorgungssystem zu erfüllenden Anforderungen unterschieden werden, und es muss zwischen den Auswirkungen auf das Stromnetz, den Betriebsbedingungen von Kraftwerken und den Lastverlauf von Verbrauchern unterschieden werden. Allerdings ist diese Unterscheidung nicht immer eindeutig durchführbar, so dass im Folgenden die zu erfüllenden Anforderungen als Ordnungsschema für die Festlegung quantitativer Ziele verwendet werden.

Aus Tabelle 1 wird ersichtlich, dass der Netzbetreiber für viele der zu erfüllenden Funktionen die Verantwortung innehat, die technische Erfüllung aber nicht selber durchführt, sondern nur die technischen Bedingungen festlegt und deren Erfüllung entweder durch Ausschreibungen, Netzzugangsverordnungen oder finanzielle Anreize gewährleistet. Für den Netzbetreiber ist somit nur wichtig, dass die Anforderungen langfristig sicher, zuverlässig, preiswert und für den Netzbetreiber einfach erfüllt werden. Speicher bzw. Anreize für Verbraucher zu Verhaltensänderungen konkurrieren aus Sicht des Netzbetreibers mit Kraftwerken und Netzanschlussbedingungen. Die Erbringung einiger der gestellten Anforderungen kann durch Vorgabe der Netzanschlussbedingungen und inhärente Eigenschaften der eingesetzten Anlagen (z.B. Momentanreserve von Kraftwerken) kostenfrei für den Netzbetreiber an die Betreiber von Kraftwerken oder sonstigen energietechnischen Anlagen überwältzt werden.

Tabelle 1 zeigt, dass Verbraucher nur in seltenen Fällen zur Sicherstellung der geforderten Funktionen herangezogen werden und Kraftwerke den größten Anteil an der Erbringung der Netzdienstleistungen haben, oft jedoch unter der technischen und regulatorischen Aufsicht der Netzbetreiber, die die Verantwortung zur Funktionserfüllung haben. Speicher sind vergleichbar zu Kraftwerken bzgl. der geforderten Funktionserfüllung. Der Einsatz von Speichern als Verbraucher mit systemrelevanter Wirkung ist möglich. Zur eindeutigen Abgrenzung zwischen Speichern, die Strom zur späteren Abgabe verbrauchen, können Speicher wie Kraftwerke gesehen werden, die zusätzlich aber auch Leistung aufnehmen können.



Tabelle 1: Übersicht über die Funktionen des Stromversorgungssystems und die Beiträge des Stromnetzes bzw. der Netzbetreiber, der Kraftwerke, der Verbraucher und Stromspeicher zu ihrer Erfüllung

Funktionen, die das Stromversorgungssystem erfüllen muss	Beitrag zur Funktionserfüllung durch das Stromnetz	Beitrag zur Funktionserfüllung durch die Betriebsbedingungen von Kraftwerken	Beitrag zur Funktionserfüllung durch Eingriffe in den Lastgang von Verbrauchern	Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern
Räumliche Verteilung von Strom aus Erzeugungsanlagen zu Verbrauchern	Grundfunktion des Stromnetzes	Beeinflussung durch verbrauchsnahe Standorte und verbrauchsorientierte Produktion	Beeinflussung durch kraftwerksnahe Standorte und produktionsorientierten Verbrauch	Vermeidung von Stromtransport durch zeitlichen Ausgleich von Produktion und Verbrauch, mit dem Transport zu anderen Verbrauchern vermieden werden kann.
Zeitliche Verteilung von Strom aus Erzeugungsanlagen zu Verbrauchern	Nicht möglich	Beeinflussung durch verbrauchsorientierte Produktion	Beeinflussung durch angebotsorientierten Verbrauch	Grundfunktion von Speichern, die Strom auch ausspeisen können.
Frequenzstabilität (Momentanreserve und Primärregelleistung	Verantwortung des Netzbetreibers, Realisierung durch Kraftwerkseinsatz und Verbrauchsmanagement	Netzbetreiber legt Verhalten der Kraftwerke fest und schreibt Leistungserbringung aus	Bisher keine Einbindung von Verbrauchern, es sei denn für die Erbringung von Regelleistungen	Kraftwerksähnlicher Betrieb als Beitrag zur Frequenzhaltung ist möglich.

Funktionen, die das Stromversorgungssystem erfüllen muss	Beitrag zur Funktionserfüllung durch das Stromnetz	Beitrag zur Funktionserfüllung durch die Betriebsbedingungen von Kraftwerken	Beitrag zur Funktionserfüllung durch Eingriffe in den Lastgang von Verbrauchern	Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern
Sekundär- und Tertiärregelleistung zur Vermeidung von Netzüberlastungen	Verantwortung des Netzbetreibers, Realisierung durch Kraftwerkeinsatz und Verbrauchsmanagement	Netzbetreiber legt Verhalten der Kraftwerke fest und schreibt Leistungserbringung aus	Bisher keine Einbindung von Verbrauchern, es sei denn für die Erbringung von Regelleistungen	Kraftwerksähnlicher Betrieb als Beitrag zur Vermeidung von Netzengpässen ist möglich
Spannungshaltung im Übertragungsnetz und Verteilnetz bis 20 kV: Bereitstellung von Blindleistung	Verantwortung des Netzbetreibers, Realisierung durch Betriebsmittel und Festlegung von Anschlussbedingungen	Netzbetreiber legt Verhalten der Kraftwerke fest	Bisher keine Einbindung von Verbrauchern, bei großen Verbrauchern aber finanzielle Belastung bei Blindleistungsbezug über die vereinbarten Grenzen hinaus	Kraftwerks- oder verbraucherähnlicher Betrieb als Beitrag zur Spannungshaltung
Spannungshaltung im Niederspannungsnetz: Bereitstellung von Blindleistung und Wirkleistung	Verantwortung des Netzbetreibers	Nur Einbindung von Erzeugern auf 400 V Ebene durch Netzanschlussbedingungen	Bisher keine Einbindung	Kraftwerksähnlicher Betrieb durch Netzanschlussbedingungen möglich



Funktionen, die das Stromversorgungssystem erfüllen muss	Beitrag zur Funktionserfüllung durch das Stromnetz	Beitrag zur Funktionserfüllung durch die Betriebsbedingungen von Kraftwerken	Beitrag zur Funktionserfüllung durch Eingriffe in den Lastgang von Verbrauchern	Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern
Kurzschlussleistung	Verantwortung des Netzbetreibers, Einbau von Schutzmaßnahmen, etc.	Erbringung durch Kraftwerke, Netzbetreiber legt Bedingungen fest	Keine Einbindung	Kraftwerksähnlicher Betrieb möglich
Versorgungswiederaufbau nach partiellem oder totalem Netzzusammenbruch	Verantwortung des Netzbetreibers, Vorbereitung von Schaltfunktionen, etc.	Erbringung durch spezielle Kraftwerke, Netzbetreiber legt Bedingungen fest	Keine Einbindung	Kraftwerksähnlicher Betrieb möglich
Ausgleich zwischen Stromerzeugung in Kraftwerken und Stromverbrauch	Verantwortung des Netzbetreibers und des Strommarktdesigns. Das Ergebnis des Handels bzgl. Kraftwerkseinsatzplanung und Verbrauch muss vom Netzbetreiber auf Netzengpässe überprüft und diese ggf. durch Eingriffe beseitigt werden	Redispatch – statt der Kraftwerke, die als Ergebnis des Handelsprozesses eigentlich am Netz sein müssten, werden andere an anderen Standorten eingesetzt.	Verbraucher werden nicht in die Anpassung miteingeschlossen.	Kraftwerksähnlicher Betrieb möglich

1.1.2 Stromnetz und Netzbetreiber

Für Netzbetreiber sind folgende Aspekte kostenrelevant:

- Vermeidung oder Verzögerung von Investitionen in neue Betriebsmittel durch veränderte Einspeisepprofile und –orte, sowie Änderungen des Lastprofils,
- Verringerung der Netzverluste
- Verringerung der Betriebsmittelbelastung innerhalb der zulässigen Belastungsgrenzen.

Speicher und andere neuartige Betriebsmittel sind für den Netzbetreiber von Bedeutung, wenn sie die Kosten zur Erfüllung der geforderten Funktionen verringern:

- **Vermeidung oder Verzögerung von Investitionen, die wegen Verletzung von technischen und/oder regulatorischen Grenzwerten erforderlich sind:** Die Kostenfunktion des Netzbetreibers ist eine Sprungfunktion: Jegliche Änderungen sind mit hohen Kosten verbunden und führen zu einer deutlichen Erhöhung der übertragbaren Leistung. Investitionen in das Netz werden nur getätigt, wenn Grenzwerte (Spannung und maximale Ströme) überschritten werden. Im Rahmen des Projekts ist somit zu prüfen, ob und unter welchen Bedingungen elektrochemische Speicher in der Lage sind, Netzinvestitionen zu vermeiden oder zu verzögern.
- **Verringerung der Netzverluste:** Speicher, die im Netz installiert werden und die maximale Leistung und/oder die über das Netz transportierte Energiemenge vermindern, können die Netzverluste¹ reduzieren. Da die Netzverluste immer niedriger als die Verluste eines Speichersystems sind, ist der Bau eines Speichers sowohl volkswirtschaftlich als auch für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll. Ein Betreiber eines Speichers kann argumentieren, dass durch den Einsatz des Speichers und die gewählte Betriebsweise die Netzverluste sinken und dafür eine Vergütung durch den Netzbetreiber zu zahlen sei. Die pauschalen Entgelte für vermiedene Netznutzungsentgelte bei dezentraler Einspeisung sind ein Ausdruck davon.
- **Verringerung der Betriebsmittelbelastung:** Bei geringerer Maximalleistung, die über das Netz transportiert werden muss, ist eine geringere Temperaturbelastung von Leitungen, Schaltern und Transformatoren und somit eine höhere Lebensdauer zu erwarten. Angesichts der Auslegungslebensdauer von 40 Jahren ist aber nicht zu erwarten, dass sich aus einer geringeren Belastung (ohne dass vorher Grenzen der Belastbarkeit erreicht worden sind) ein relevanter bzw. auch nur annähernd quantifizierbarer Nutzen für den Netzbetreiber ergibt.

¹ Eine Verringerung der Netzverluste bei Installation von Speichern tritt allerdings nicht automatisch ein. Insbesondere bei großen Speichern, die ohne Betrachtung der Netzsituation betrieben werden, kann die Netzbelastung auch steigen [1].



Aus diesen Gründen sind die Potentiale von Speichern für den Netzbetreiber auf wenige Sonderfälle beschränkt, bei denen Speicher die wirtschaftlichste Lösung zur Vermeidung oder Verzögerung von Netzinvestitionen sind.

Auf Grund dieser Überlegungen konnten die, im Arbeitsprogramm ursprünglich angedachten Kriterien, z.B. die Vermeidung des Netzausbaus über die Quantifizierung der zur Verfügung gestellten Leistung über eine bestimmte Dauer zu bewerten, nicht übernommen werden.

1.1.3 Kraftwerke und Systemdienstleistungen

Bei der Betrachtung der Potentiale von Speichern für die Erbringung der Anforderungen, die im elektrischen Netz unter der Verantwortung des Netzbetreibers durch Kraftwerke erfüllt werden müssen, gibt es hingegen zahlreiche Potentiale, da Speicher die jetzt überwiegend von Kraftwerken erbrachten Netzdienstleistungen alleine oder in Verbindung mit Kraftwerken ebenfalls erfüllen können und, bei Beschränkung auf elektrochemische Speicher, bzgl. der Standortwahl unproblematisch sind. Die bezogen auf Leistung und Energieinhalt geringere Größe elektrochemischer Speicher kann ein Vor- und Nachteil sein. Die wesentlichen Anforderungen sind:

- Unterstützung oder Übernahme von Regelleistungen (Momentanreserve, Primär-Sekundär- und Tertiärregelleistung) durch (verteilte) Speicher, sodass thermische Kraftwerke immer bzw. häufiger nur nach Fahrplan und nicht zur Erbringung von Regelleistung im angedrosselten Zustand gefahren werden müssen.
- Verringerung der vorzuhaltenden Reservekraftwerkskapazität durch Speicher.

Quantitative Ziele für den Speichereinsatz dafür orientieren sich ausschließlich an den Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung durch den jetzigen und zukünftigen Kraftwerkspark, der einen Teil dieser Leistungen ohne Zusatzinvestitionen und mit nur geringen variablen Kosten erbringen kann. Momentanreserve ist eine integrale technische Eigenschaft von Großkraftwerken, für die es bisher keine Vergütung gibt. Da diese Funktionen außer Momentanreserve ausgeschrieben werden und Marktpreise dafür existieren, reduziert sich die Frage darauf, ob elektrochemische Speicher wirtschaftlich zu den existierenden bzw. zukünftigen Marktpreisen betrieben werden können.

1.2 Definition der Leitszenarien

In diesem Abschnitt werden die Leitszenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien festgelegt und auf die einzelnen Spannungsebenen bzw. für die jeweiligen Netzstrukturen unterbrochen.

1.2.1 Definition der Erzeugung und Lasten in der Niederspannung

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Da alle ausgewählten Niederspannungsnetze im Landkreis Bayern liegen (siehe Kapitel 1.3.1) konnte zur Prognose der Erzeugung aus regenerativen Energien der „Netzentwicklungsplan 2013“ [2] (kurz: NEP2013) mit den Szenarien B2023 und B2033 für Bayern verwendet werden. Diese Studie wurde verwendet, da es sich hierbei um eine in der Politik anerkannte Studie handelt. Zur Ermittlung der installierten Photovoltaik-Leistung in den Untersuchungsjahren erfolgte zwischen den vorhandenen Stützjahren eine lineare Approximation. Die jeweils installierten Leistungen und Ausbaugrade je Untersuchungs- und Stützjahr zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Installierte Leistung und Ausbauszenarien für Photovoltaik in Bayern [3–6]

<i>Jahr</i>	<i>installierte Leistung in GW</i>	<i>Ausbaufaktor in %</i>
2012	9	0
2020	13,4	49
2023	15,1	68
2030	15,6	73
2033	15,8	76

Im Vergleich zur Prognose für gesamt Deutschland ergeben sich in Bayern etwas geringere Ausbaufaktoren. Da die installierte Photovoltaik-Leistung in Bayern jedoch bereits heute sehr hoch ist, kompensiert sich dieser geringe Ausbau wieder. Für die Anwendung des Photovoltaik-Ausbaus auf die modellierten Niederspannungsnetze wird von einem gleichmäßigen Ausbau auf allen Spannungsebenen und in allen Netzen ausgegangen, sodass für die Berechnung der insgesamt installierten Photovoltaik-Leistung je Niederspannungsnetz eine direkte Anwendung der ermittelten Ausbaufaktoren möglich ist. Die Aufteilung der zusätzlichen Photovoltaik-Leistung auf die einzelnen Anlagen und Netzknoten ist in Kapitel 1.3.2 näher erläutert.

Im Gegensatz zur Erzeugung aus regenerativen Energien wurde im Bereich der elektrischen Last von keiner signifikanten Änderung innerhalb der betrachteten Szenarien ausgegangen, sodass diese in allen Szenarien identisch ist.



1.2.2 Definition der Erzeugung und Lasten in der Mittelspannung

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Zur Ermittlung des Speicherbedarfs in Mittelspannungsnetzen sind ebenfalls Leitszenarien für die zukünftige Entwicklung der Erzeugungsanlagen und Lasten notwendig. Zur Definition dieser Leitszenarien für das Projekt wurde eine Literaturrecherche zu aktuellen Prognosen für zukünftige Erzeugungs- und Laststrukturen durchgeführt. Wie bereits im letzten Unterkapitel erläutert, wurde in Konsens mit den Projektpartnern (insbesondere OvGU, welche die Niederspannungsebene untersuchen) festgelegt, dass für die Ausbauprognosen der Erneuerbaren Energien das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2013 zu Grunde gelegt wird. Um in den Untersuchungen die zukünftige Entwicklung der installierten PV- und Windleistung zu berücksichtigen, werden daher neben dem aktuellen Referenzszenario zwei zusätzliche Ausbaustufen für 2020 und 2030 auf Basis des Netzentwicklungsplans (NEP) 2013 definiert (Tabelle 3). Die Lastentwicklung wird in allen Spannungsebenen als gleichbleibend angenommen.

Tabelle 3: Installierte Erzeugungsleistung regenerativer Energieträger

	NEP 2013 Szenario B [7]			AGEE Stat [8], Stand Feb. 2013 auf Basis EEG- Stammdaten vom 31.12.2012
Installierte Nettonennleistung in GW	2011	2023	2033	Referenz 2012
Wasserkraft	4,40	4,80	5,00	4,40
Wind (onshore)	28,90	49,30	66,30	31,04
Wind (offshore)	0,20	14,10	25,30	0,28
Photovoltaik	25,30	61,30	65,30	32,64
Biomasse	5,50	8,50	9,00	5,95
Sonstige reg. Erzeugung	0,90	1,50	2,30	1,71
reg. Erzeugung ges.	65,20	139,50	173,20	76,02

Da die Untersuchungen in ESPEN auf die Nieder- und Mittelspannungsebene beschränkt sind, wird Wind (offshore) nicht weiter berücksichtigt. Auch Wasserkraft und Biomasse sowie sonstige regenerative Erzeugung werden nicht weiter betrachtet, da sie einerseits einen relativ geringen Anteil aufweisen und Biomasse keine so starken Fluktuationen wie PV und Wind aufweist. In Tabelle 4 sind daher die aus Szenario B des NEP 2013 abgeleiteten Ausbaustufen für Wind (onshore) sowie Photovoltaik dargestellt. Als Basis bzw. Referenz

dient der Stand der installierten Leistung Ende 2012. Für Photovoltaik wird hier keine Unterscheidung zwischen Nieder- und Mittelspannungsebene gemacht. Die Steigerung der installierten Leistung wird in beiden Ebenen identisch angenommen.

Tabelle 4: Abgeleitete Ausbaustufen für Wind und Photovoltaik

<i>Installierte Nettonennleistung in GW</i>	<i>Referenz</i>		<i>Interpoliert nach NEP 2013 Szenario B</i>		<i>Interpoliert nach NEP 2013 Szenario B</i>	
	Ende 2012		2020		2030	
Wind (onshore)	31,04	100 %	45,90	148 %	61,20	196 %
Photovoltaik	32,64	100 %	55,30	169 %	64,10	197 %

1.3 Definition von Netzstrukturen

1.3.1 Ermittlung der Netzstrukturen in der Niederspannung

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Zur Untersuchung des Speichereinsatzes in der Niederspannungsebene wurden synthetische Niederspannungsnetzstrukturen modelliert, die nach Möglichkeit auf realen Netzen basieren. Hierbei wurden unterschiedliche Typologien untersucht, sodass sowohl ländliche, vorstädtische als auch städtische Netzstrukturen selektiert wurden. Zur Einordnung der Ortschaften zu den unterschiedlichen Typologien diente die Einwohnerzahl. Nach der Zuordnung unterschiedlicher Ortschaften zu den 3 Typologien erfolgte eine Analyse der installierten Photovoltaik-Leistung je Einwohner für alle Ortschaften. Hierzu wurden sowohl die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber [9]-[10] zur Ermittlung der installierten Leistungen als auch Daten des statistischen Landesamtes Bayern [11] zur Bestimmung der Einwohnerzahlen verwendet. Einen Überblick über die installierte Photovoltaik-Leistung je Einwohner im Bereich der vorstädtischen Ortschaften zeigt Abbildung 1. Hierfür wurden 125 Ortschaften vorrangig in Bayern ausgewählt, da vor allem in dieser Region eine hohe installierte Photovoltaik-Leistung in der Niederspannungsebene vorhanden ist [12]. Die selektierte Ortschaft lag hierbei innerhalb der oberen 10 % aller untersuchten Ortschaften. Damit ist ein hoher Anteil regenerativer Energien innerhalb der modellierten Netze gewährleistet, sodass die modellierten Netze als „Worst Case“-Fälle angesehen werden können.

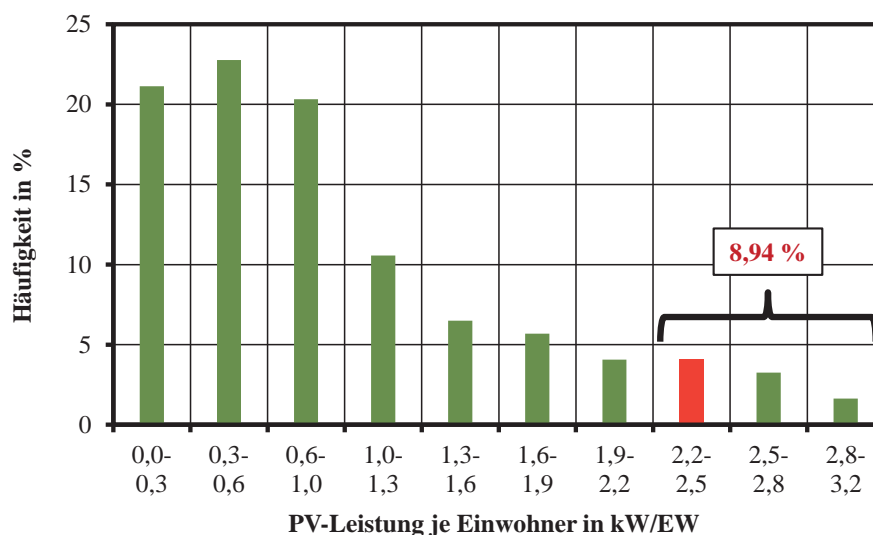


Abbildung 1: Häufigkeit der installierten Photovoltaik-Leistung je Einwohner in vorstädtischen Netzen (über: [10]- [11])

Wenn die Anforderungen an den netzdienlichen Betrieb in diesen Netzen erfüllt werden, kann davon ausgegangen werden, dass ein Speicherbetrieb auch in Netzen mit einem geringeren Anteil an regenerativen Energien möglich ist. Abbildung 2 zeigt, dass alle ausgewählten Netze in Bayern liegen. Die ländlichen Netze werden dabei durch die Ortschaft

Buchhofen (1), die vorstädtischen durch Röttingen (2) und die städtischen durch Feuchtwangen (3) charakterisiert.

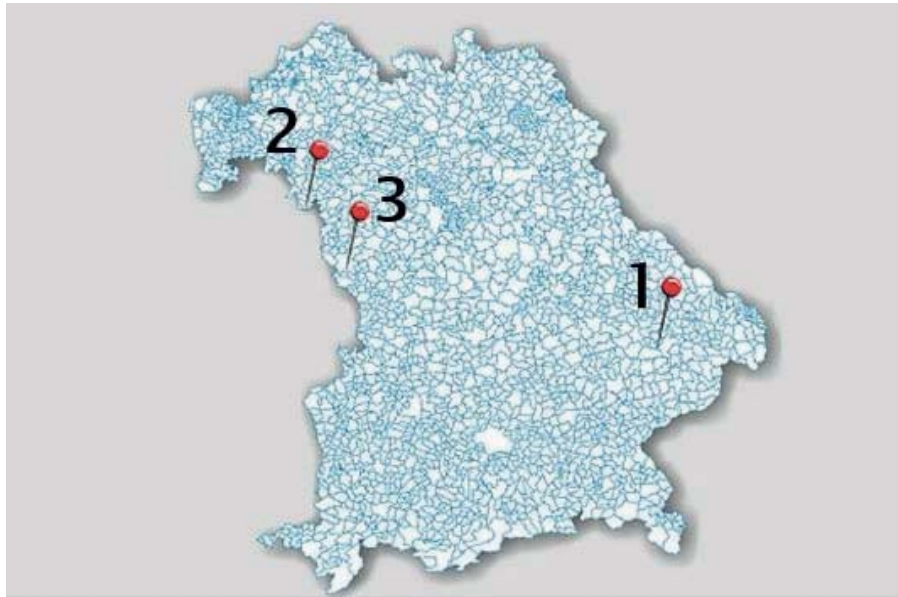


Abbildung 2: Lage der selektierten Ortschaften

Nach der Definition der betrachteten Ortschaften galt es über die Netzstrukturdaten der dazugehörigen Verteilnetzbetreiber [13–15] typische Parameter für die entsprechenden Niederspannungsnetze zu definieren. Damit war es möglich die durchschnittliche Trafoscheinleistung S_{Trafo} , die Einwohnerzahl je Transformatorstation bzw. Niederspannungsnetz $n_{\text{EW,NS}}$, die durchschnittliche Einwohnerzahl je Niederspannungsabgang $n_{\text{EW,HA}}$ und die Kabellängen je Niederspannungsnetz l_{NS} zu bestimmen. Einen Überblick über diese Parameter gibt Tabelle 5. Nach der Modellierung der realen Netze ist ein Vergleich mit den ermittelten Durchschnittsparametern möglich, damit bestimmt werden kann, ob die Gültigkeit der Netze gegeben ist.

Tabelle 5: Netzstrukturen der modellierten Niederspannungsnetze [13]–[15]

	S_{Trafo} in kVA	$n_{\text{EW,NS}}$ in EW	$n_{\text{EW,HA}}$ in EW	l_{NS} in km
Buchhofen	277	109	2,00	2,25
Röttingen	345	135	2,03	2,00
Feuchtwangen	1000	595	5,34	3,81

Um im Anschluss aus den gewählten Ortschaften ein mögliches *Niederspannungsnetz* zu selektieren, wurden diese geclustert. Unter der Annahme, dass die Einwohnerzahl je Cluster gleich ist, lässt sich so aus den ermittelten Angaben für die Einwohnerzahl je Niederspannungsnetz ein möglicher Einzugsbereich bestimmen. Innerhalb dieses Einzugsbereiches erfolgte die Selektion einer möglichen Transformatorstation und im Anschluss die Nachbildung der Netzstruktur. Hierbei wurden die Kabelverläufe parallel zu

vorhandenen Infrastrukturen wie Straßen und Gehwegen angenommen. Somit war es möglich diese innerhalb von Google Earth [16] zu markieren und anschließend auszumessen. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 3 verdeutlicht und ermöglichte die Modellierung von Niederspannungsnetzen für die 3 untersuchten Typologien. Tabelle 6 zeigt darüber hinaus, dass die Abweichungen zwischen den modellierten Netzen und den ermittelten Durchschnittsparametern vor allem in Hinblick auf die Transformatorscheinleistung und die Einwohnerzahlen gering ausfallen. Lediglich im ländlichen Netz musste aufgrund der hohen Photovoltaik-Leistung ein größerer Transformator gewählt werden. Im Bereich der Leitungslänge je Niederspannungsnetz ergeben sich jedoch im vorstädtischen und städtischen Netz größere Unterschiede. Im vorstädtischen Netz rührt der Fehler vor allem aus einem etwas längeren, nicht bewohnten Leitungsabschnitt in Strang 3. Im städtischen Netz dagegen ist diese Abweichung gewollt. Die Stadt Feuchtwangen besteht neben der Innenstadt selbst auch aus einem etwas größeren Industriegebiet und mehreren Randgebieten, die von ihrem Aufbau her eher vorstädtischen Regionen zuzuordnen sind. Für die Modellierung wurde jedoch gezielt ein innerstädtischer Bereich ausgewählt, in dem die Häuserdichte sehr viel größer ist und somit auch die Länge der Leitungsabschnitte zwischen den Hausanschlüssen geringer ausfällt. Im ländlichen Netz dagegen stimmen Durchschnitts- und Modellparameter gut überein.

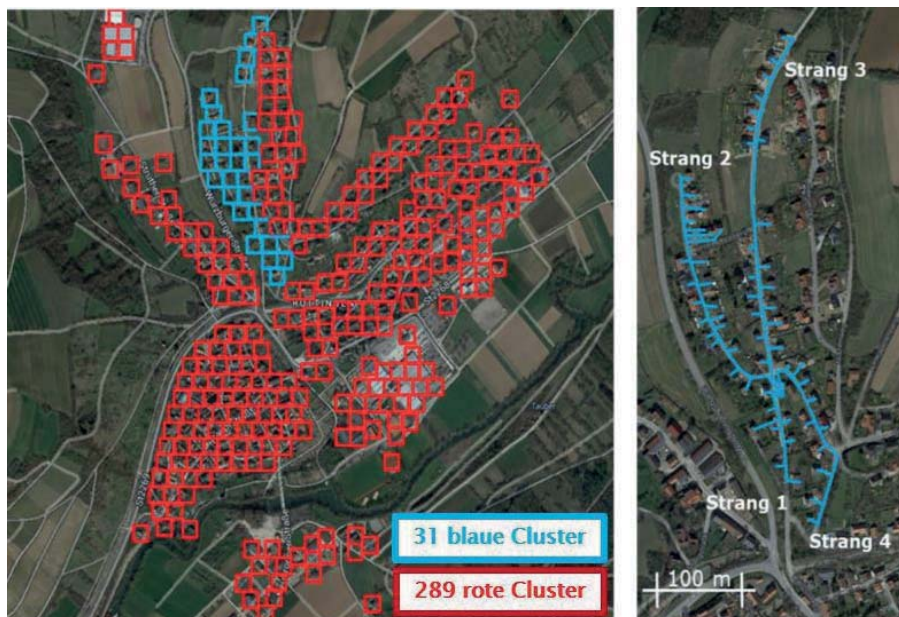


Abbildung 3: Vorgehen zur Bestimmung der Netzstruktur (vorstädtische Netzstruktur)

Tabelle 6: Modellparameter der Niederspannungsnetze

	S_{Trafo} in kVA	$n_{\text{EW,NS}}$ in EW	$n_{\text{EW,HA}}$ in EW	l_{NS} in km	P_{PV} in kW/EW
Buchhofen	400	114	2,00	2,530	4,09
Röttingen	400	120	2,10	2,677	2,51
Feuchtwangen	1000	581	5,64	2,404	1,14

1.3.2 Ermittlung der Netzstrukturen in der Mittelspannung

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Es wurden eine Literaturrecherche und Untersuchungen zur Kategorisierung von Mittelspannungsnetzen und Bildung geeigneter Referenznetze durchgeführt. Reale Mittelspannungsnetze standen für die Untersuchungen in ESPEN nicht zur Verfügung.

Daher wurde auf Basis von charakteristischen Kenndaten und Methoden aus der Literatur ein generisches Netz (Netz 2) erzeugt [4, 6]. Ein weiteres generisches Netz (Netz 1), welches auf den gleichen Literaturquellen basiert und bereits aus einem anderen Projekt bestand [17], wurde für die Untersuchungen übernommen und leicht angepasst. Beide Netze werden als offen betriebene Ringnetze simuliert und weisen eine eher ländliche Strukturen (d.h. längere Kabelstrecken und eher geringere Lastdurchdringung) auf.

Tabelle 7: Kenndaten der genutzten MS-Netze

	Netz 1	Netz 2
Kurzschlusscheinleistung auf der Hochspannungsseite	3000 MVA	3000 MVA
R/X-Verhältnis auf der Hochspannungsseite	0,1	0,1
UW-Nennleistung	40 MVA	20 MVA
Anzahl Ortsnetzstationen	120	56
Max. Last NS	23,8 MW	11,1 MW
Ø-Last NS	12,1 MW	5,7 MW
Max. Last MS (inkl. NS)	27,3 MW	11,1 MW
Ø-Last MS	14,3 MW	5,7 MW

Die Niederspannungsnetze (NS) werden hier als akkumulierte Lasten und Einspeisung modelliert, wodurch die Einflüsse der NS-Topologie vernachlässigt werden. Nur die Ortsnetztransformatoren (ONT) werden mitmodelliert. Die Bemessungsscheinleistung wird für alle ONT auf 400 kVA festgelegt.



1.4 Entwicklung der Netzmodelle mit Erzeugern und Lasten

1.4.1 Implementierung der definierten MS-Netzstrukturen in den Netzsimulator

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Erzeugungs- und Laststrukturen

Für die Erzeugungsstruktur innerhalb der Netze werden drei Szenarien untersucht: 1. vor allem PV, 2. vor allem Wind sowie 3. PV und Wind anteilsähnlich.

Die jeweiligen Durchdringungsgrade berechnen sich aus den veröffentlichten Daten der unten aufgeführten Netzbetreiber zu installierter PV und Windleistung sowie der entnommenen Jahresarbeit (Tabelle 8). Die durchschnittliche Last basiert auf den veröffentlichten Daten zur entnommenen Jahresarbeit aller Entnahmen der Netzebene in GWh. Dieser Wert wird zur Bestimmung der durchschnittlichen Last durch die Anzahl der Jahrestunden (8760 h) geteilt. Die resultierenden Durchdringungsgrade für das Referenzszenario sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 8: Veröffentlichte Daten verschiedener Netzbetreiber und abgeleitete Durchdringungsgrade für PV und Wind (Stand: Ende 2012)

1.)Bayernwerk [18]				
2.)SHNG [19]	<i>NS</i>	<i>MS/NS</i>	<i>MS</i>	<i>HS/MS</i>
3.)Eon edis [20]				
Entnommene Jahresarbeit aller Entnahmen der Netzebene [TWh]	1.) 12,5 2.) 3,8 3.) 5,1	1.) 10,4 2.) 3,1 3.) 5,1	1.) 17,0 2.) 8,3 3.) 4,3	1.) 27,1 2.) 8,5 3.) 3,6
Installierte PV-Leistung [GWp]	1.) 3,4 2.) 0,7 3.) 0,35	1.) 0,31 2.) 0,015 3.) 0,009	1.) 1,0 2.) 0,34 3.) 0,81	1.) 0,17 2.) 0,0 3.) 0,003
Installierte Wind-Leistung [GWp]	1.) 0,003 2.) 0,008 3.) 0,0	1.) 0,002 2.) 0,0 3.) 0,003	1.) 0,25 2.) 2,59 3.) 0,91	1.) 0,06 2.) 0,06 3.) 0,62
PV-Durchdringungsgrad [kWp/kW]	1.) 2,36 2.) 1,56 3.) 0,6	1.) 0,26 2.) 0,04 3.) 0,02	1.) 0,52 2.) 0,36 3.) 1,65	1.) 0,05 2.) 0,0 3.) 0,08
Wind-Durchdringungsgrad [kWp/kW]	1.) 0,0 2.) 0,02 3.) 0,0	1.) 0,0 2.) 0,0 3.) 0,0	1.) 0,13 2.) 2,73 3.) 1,85	1.) 0,02 2.) 0,06 3.) 1,5

Tabelle 9: Durchdringungsgrad für die EE-Szenarien

<i>EE-Szenarien</i>	<i>Durchdringungsgrad für Referenzszenario</i> <i>(=Inst. Leistung / durchschnittliche Last) [kWp/kW]</i>		
	PV (NS)	PV (MS)	Wind (MS)
vor allem PV (Bayernwerk)	2,36	0,52	0,13
vor allem Wind (SHNG)	1,55	0,36	2,73
PV und Wind anteilsähnlich (edis)	0,6	1,65	1,85

Einspeiseprofile

Jedem NS-Netz ist eine akkumulierte PV-Erzeugung zugeordnet. Die PV-Erzeugung, welche auf Basis des Durchdringungsgrades für das Netzgebiet bestimmt wurde, ist hierbei gleichmäßig auf alle NS-Netze verteilt. Auf MS-Ebene sind zusätzlich PV- und Windkraftanlagen vorgesehen. Die PV-Anlage auf Mittelspannungsebene ist hierbei an einem eher kritischen Netzknoten (am Strangende) angeschlossen.

Den Einspeiseprofilen liegen gemessene PV-Leistungsdaten in 1-Min-Auflösung aus Kassel sowie Windmessdaten in 5-Min-Auflösung des Standorts Wünnenberg aus dem Fraunhofer IWES-Windmessnetz zu Grunde.

Für die verschiedenen Szenarien werden die angenommene installierte Leistung und damit die Einspeiseprofile abhängig vom Durchdringungs- und Ausbaugrad skaliert.

Aufgrund der räumlichen Verteilung der Erzeugung werden Gleichzeitigkeitsfaktoren für die PV-Einspeisung angenommen (Tabelle 10). Hierdurch wird berücksichtigt, dass nie alle Anlagen gleichzeitig mit ihrer Nennleistung einspeisen. Die PV- und Windkraftanlagen stellen hier keine Blindleistung bereit, so dass die Ergebnisse hierdurch nicht beeinflusst werden.

Tabelle 10: Gleichzeitigkeits- und Verschiebungsfaktoren der PV- und Windkraftanlagen

Gleichzeitigkeitsfaktor PV in NS	0,9
Gleichzeitigkeitsfaktor PV in MS	0,85
Verschiebungsfaktor PV und Wind	1

Lastprofile

Jedem NS-Netz ist eine akkumulierte Last zugeordnet. Die Lastzeitreihen basieren auf generischen Lastprofilzeitreihen in 1-Min-Auflösung, welchen jeweils unterschiedliche Anzahlen von Haushalts-, Gewerbe- sowie Landwirtschaftslasten zu Grunde liegen [21]. Die