

---

# 1 Einführung

## 1.1 Ausgangssituation und Problemstellung

Der Weltprimärenergieverbrauch ist in den letzten Jahrzehnten stark angestiegen. Dabei ist der Energiebedarf ungleich zwischen den Kontinenten verteilt. Der Primärenergiebedarf in Europa, Asien und Nordamerika nimmt jeweils einen sehr hohen Anteil am Weltprimärenergieverbrauch ein. Der Pro-Kopf-Energieverbrauch der bevölkerungsreichen Kontinente Asien, Afrika und Südamerika ist trotz starken Anstiegs weiterhin deutlich niedriger als in Europa und Nordamerika. Nach Berechnungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) wird der weltweite Primärenergiebedarf bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzjahr 1990 je nach zugrundeliegendem Szenario um 145 % bis 635 % steigen (IPCC 2000; International Energy Agency 2008).

Wird ein Großteil des Primärenergiebedarfs durch fossile Energieträger wie Erdöl, Erdgas, Uran, Stein- und Braunkohle gedeckt, werden aufgrund endlicher Vorkommen diese Energieträger knapp. Die statische Reichweite als Quotient aus den sicher gewinnbaren Reserven<sup>1</sup> und dem Jahresenergieverbrauch des Jahres 2015 liegt je nach Energieträger zwischen 55 (Erdöl) und 260 Jahren (Braunkohle) (Fachverband der Strom- und Wärmeerzeuger 2016). Bei den angegebenen statischen Reichweiten handelt es sich lediglich um Schätzungen, da sowohl die Vorräte der sicher gewinnbaren Reserven als auch der zukünftige Energieverbrauch großen Unsicherheiten unterliegen. Unabhängig von den Schätzungen über die Reichweiten konventioneller Energieträger werden die Vorkommen zukünftig knapp werden und heutige konventionelle Energieerzeugungstechnologien langfristig keine Zukunft haben.

Zudem sind die Kohlendioxidemissionen (CO<sub>2</sub>-Emissionen) bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe für einen signifikanten Anteil des weltweiten anthropogenen Treibhauseffekts verantwortlich (Quaschnig 2015). Die energiebedingten Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen variieren aufgrund des unterschiedlichen Energieverbrauchs zwischen verschiedenen Ländern. Während in den USA im Jahr 2012 rund 16 t Kohlendioxid pro

---

<sup>1</sup> Technisch und wirtschaftlich erschließbare Vorräte.



Einwohner infolge der Verbrennung fossiler Brennstoffe für die Energiegewinnung ausgestoßen wurden, waren es in Deutschland rund 9 Tonnen und in Schwellenländern wie Indien nur 1 t bis 2 t Kohlendioxid pro Einwohner (International Energy Agency 2016). Werden die Schwellen- und Entwicklungsländer ihren Pro-Kopf-Energieverbrauch steigern, werden auch die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser Länder ansteigen.

Zwar ist eine detaillierte Vorhersage über die Folgen des anthropogenen Treibhauseffekts nicht möglich. Jedoch wird bis Ende des 21. Jahrhunderts je nach zugrundeliegenden Szenarien ein Temperaturanstieg infolge der anthropogenen Treibhausgasemissionen zwischen +1,1 und +6,4 °C mit großen Auswirkungen auf unser Ökosystem erwartet (IPCC 2000,, , 2014). Im Dezember 2015 haben fast 200 Nationen das Klimaschutzabkommen von Paris unterzeichnet. Dieses ist im November 2016 in Kraft getreten, nachdem 55 Staaten, die für 55 % der weltweiten Emissionen verantwortlich sind, die Ratifizierung durchgeführt haben. Nach Artikel 2 des Pariser Klimaschutzabkommen soll der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über den vorindustriellen Niveau gehalten werden (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) 2016). Um die 2-Grad-Obergrenze einhalten zu können, müssen die weltweiten Treibhausgasemissionen trotz Bevölkerungswachstum und aufstrebenden Schwellen- und Entwicklungsländern deutlich reduziert werden.

Besonders die Industriestaaten stehen in der Verantwortung, ihre derzeit hohen Treibhausgasemissionen drastisch zu verringern (Quaschnig 2015). Dies kann gelingen, wenn auf die Nutzung fossiler Brennstoffe im Laufe des Jahrhunderts weitgehend verzichtet wird und erneuerbare Energien bzw. Kernenergie zur Energiebereitstellung genutzt werden. Bei der Atomkraft werden zwar wie bei erneuerbaren Energien keine direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht. Jedoch liegen die indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die vorgelagerten Prozesse wie die Aufbereitung des Kernbrennstoffes und dem Bau des Reaktors mit 32 bis 65 g/kWh oberhalb derer von Wasser- oder Windkraft (Wesselak et al. 2013). Die Nutzung von Atomkraft ist durch die knappen Uranvorkommen begrenzt, kann jedoch durch die Wiederaufbereitung von Kernbrennstoffen verlängert werden. Zudem gibt es Risiken beim Transport und der Lagerung radioaktiver Stoffe (Fachverband der Strom- und Wärmeerzeuger 2016). Die größte Gefährdung für das Ökosystem durch die Nutzung der Atomkraft geht von einem GAU (Größter Anzunehmender Unfall) aus, bei dem große Mengen an Radioaktivität ausgesetzt werden. Infolge des schweren Reaktorunfalls in Fukushima im März 2011 hat die deutsche Bundesregierung mit Berufung auf § 19 Absatz 3 des Atomgesetzes die sofortige Abschaltung der acht ältesten deutschen Kernkraftwerke und die Aufhebung der kurz zuvor beschlossenen Laufzeitverlängerung veranlasst. Aufgrund der hohen Risiken bei der



Kernkraftnutzung und der begrenzten Verfügbarkeit von Uran sollte eine klimaverträgliche Energieversorgung daher auf der Nutzung erneuerbarer Energien beruhen.

Unter erneuerbaren oder regenerativen Energien versteht man Energiequellen, die nach menschlichem Ermessen unerschöpflich sind. Nach KALTSCHMITT ET AL. (2009) sind vor allem Windenergie, Solarenergie, Bioenergie und Wasserkraft als erneuerbare Energien nutzbar. Erneuerbare Energien können zu einer nachhaltigen Energieversorgung beitragen, da sie die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern verringern, einen Beitrag zum Klimaschutz leisten sowie die Rohstoffvielfalt und die inländische Wertschöpfung erhöhen (BMU 2009). Im Rahmen der deutschen Energiewende wird primär die Dekarbonisierung des deutschen Stromversorgungssystems vorangetrieben. Dabei entfällt nur rund 20 % des Endenergiebedarfs auf die Energieform Strom, während die Energieformen Wärme (51 %) und Kraftstoffe (29 %) den Großteil des Endenergieverbrauchs in Deutschland verursachen (AGEB 2016).

Der wichtigste Treiber für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das im Jahr 2000 in Kraft getreten ist. Nach den Zielen der deutschen Bundesregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 auf 80 % der Bruttostromerzeugung ansteigen (vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2014). Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG 2015) fördert seit 2009 erneuerbare Energien bei der Wärme- und Kältebereitstellung und soll dazu beitragen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 % ansteigt. Nach Plänen der deutschen Bundesregierung soll bei Kraftstoffen der Anteil der Biokraftstoffe bis 2020 auf rund 12 % gesteigert werden (BMU und BMEL 2010). Damit soll nach § 1 Abs. 3 EEG 2014 der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch von den derzeitigen 12,5 % (Stand 2015) auf mindestens 18 % bis zum Jahr 2020 erhöht werden (Bundesregierung 2010; BMWi 2016a).

In den zurückliegenden Jahren ist nach Abbildung 1-1 der Anteil der erneuerbaren Energien an der deutschen Bruttostromerzeugung stark angestiegen. Während bis Mitte der 1990er Jahre fast ausschließlich Wasserkraft zur erneuerbaren Stromerzeugung genutzt wurde, ist seit 1995 ein deutlicher Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft zu verzeichnen. Seit Einführung des EEGs im Jahre 2000 ist die Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) und Biogasanlagen ebenfalls ein wichtiger Bestandteil des deutschen Stromerzeugungsmix. Die Stromerzeugung aus Windkraft auf See (Offshore) hat derzeit noch einen geringen Anteil an der Bruttostromerzeugung in Deutschland. Dieser Anteil soll nach den Plänen der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 deutlich erhöht werden, indem die installierte Leistung der Windkraft (Offshore) von 3,3 GW im Jahr 2016



(BWE 2016) auf 6,5 GW bis zum Jahr 2020 und auf 15 GW bis zum Jahr 2030 gesteigert wird (vgl. § 3 Abs. 2 EEG 2014).

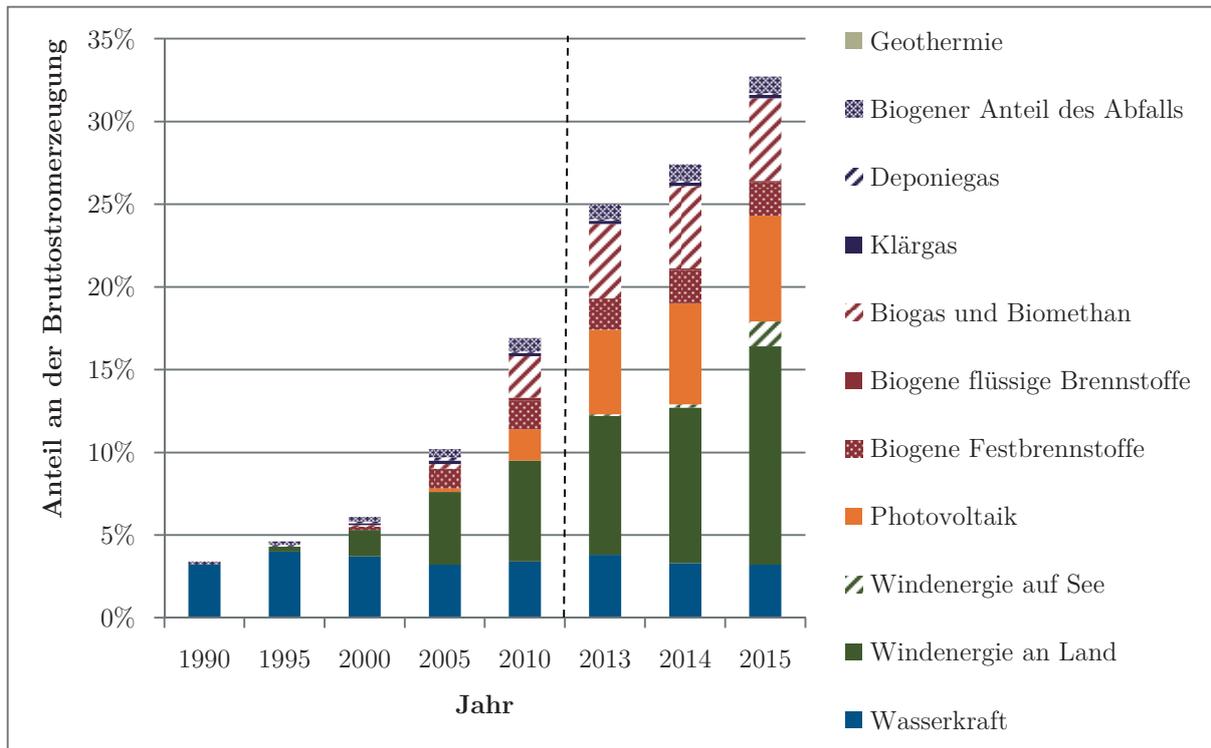


Abbildung 1-1: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung Deutschlands zwischen 1990 und 2015 (BMWi 2016b)

Das Stromangebot hat sich in den zurückliegenden Jahrzehnten der Stromnachfrage angepasst, indem fossil-befeuerte Kraftwerke nachfragegeführt betrieben wurden. Im Jahr 2015 wurde mit 31,6 % bereits ein großer Anteil der Bruttostromerzeugung durch erneuerbare Energien bereitgestellt (BMWi 2016b). Die Stromerzeugung aus PV und Wind unterliegt aufgrund von meteorologischen Bedingungen starken Schwankungen. Das Stromübertragungsnetz und Verteilnetz sind historisch für einen Stromfluss von den höheren Spannungsebenen in die niedrigeren Spannungsebenen ausgelegt. Durch den starken Zubau und die hohe Volatilität erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen kommt es in den letzten Jahren verstärkt zu Lastflussumkehrungen. Herausforderungen ergeben sich u.a. für Verteilnetzbetreiber in Regionen mit einem hohen Anteil volatiler Stromerzeugung aus PV, das zulässige Spannungsband nach DIN EN 50160<sup>2</sup> einzuhalten und die thermische Überlastung von Netzbetriebsmitteln, wie Transformatoren und Stromkabeln, zu verhindern. Bei einem Großteil der PV-Anlagen handelt es sich um kleinere Aufdachanlagen privater Haushalte, die in das Niederspannungsnetz einspeisen.

<sup>2</sup> DIN EN 50160: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Unter normalen Betriebsbedingungen müssen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des gemessenen Effektivwertes der Netzspannung jedes Wochenintervalls innerhalb der Grenzen von  $\pm 10\%$  der Normalspannung von 230 V liegen.



Eine Möglichkeit zur Vermeidung von konventionellem Netzausbau infolge des fortschreitenden PV-Ausbaus ist die aktive Begrenzung der Einspeisung am Netzanschlusspunkt des Haushalts. Zur Einhaltung der Netzeinspeisebegrenzung muss die Wirkleistung der PV-Anlage reduziert werden, wodurch Abregelungsverluste verursacht werden. Eine Möglichkeit, diese Abregelungsverluste zu reduzieren, ist der Einsatz von erzeugungsnahen Speichern in den privaten Haushalten. Die PV-Anlage muss dann in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung nicht abgeregelt werden, sondern die Solarüberschüsse können vom Speicher aufgenommen werden. Dazu müssen die Speicher jedoch mit einer sogenannten *netzdienlichen* Betriebsstrategie betrieben werden (dena 2012). Netzdienliche Betriebsstrategien reduzieren die maximale Netzeinspeisung am Netzanschlusspunkt und reduzieren hierdurch die Netzbelastungen. Bisherige kommerziell erhältliche PV-Speichersysteme für private Haushalte werden mit der sogenannten *normalen* Betriebsstrategie zur Maximierung des PV-Eigenverbrauchs betrieben und reduzieren die PV-Einspeisespitzen nicht. Mit PV-Eigenverbrauch wird der Teil des erzeugten PV-Stroms bezeichnet, der direkt vor Ort zur Lastdeckung des Haushalts verwendet wird und nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Der Begriff PV-Speichersystem umfasst das System aus PV-Anlage und Batteriespeichersystem.

Die Problemstellung liegt darin, eine netzdienliche Betriebsstrategie für Speicher in Verbindung mit der Stromerzeugung aus PV zu entwickeln und dessen Wirtschaftlichkeit unter den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland zu bewerten.

## 1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, eine netzdienliche Betriebsstrategie für dezentrale Batteriespeichersysteme in Verbindung mit der PV-Stromerzeugung in privaten Haushalten zu entwickeln. Diese soll über die Wirkleistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt des Haushalts den zukünftig notwendigen Netzausbau und damit verbundene Netzinvestitionen reduzieren. Darüber hinaus soll die netzdienliche Betriebsstrategie die Abregelungsverluste, bei gleichzeitig geringen Einbußen beim PV-Eigenverbrauch, minimieren. Bisherige netzdienliche Betriebsstrategien, wie von (Hollinger et al.; Ranaweera und Midtgård 2016; Weniger et al. 2015b) vorgestellt, benötigen meist hochauflösende und fehlerfreie Solarprognosedaten und sind daher in der Praxis schwer zu implementieren.

In dieser Arbeit wird eine netzdienliche Betriebsstrategie auf Basis eines Fuzzy-Controllers entwickelt, die keine hochauflösenden und fehlerfreien Solarprognosedaten benötigt. Anschließend wird die neu entwickelte netzdienliche Betriebsstrategie



energetisch und ökonomisch umfassend bewertet. Die energetische Bewertung ist nach ISO 50001:2011 die Bestandsaufnahme innerhalb eines Unternehmens, um einen Überblick über den gesamten Energieverbrauch und alle energieintensiven Prozesse zu erhalten. In der vorliegenden Arbeit wird die Bestimmung aller relevanten Energieflüsse eines PV-Speichersystems in privaten Haushalten als energetische Bewertung bezeichnet. Zur Erreichung dieser Zielsetzung werden in der vorliegenden Arbeit die folgenden Forschungsfragen analysiert und beantwortet:

1. Wie muss eine Betriebsstrategie für dezentrale Batteriespeichersysteme in Verbindung mit der Stromerzeugung aus PV-Anlagen ausgestaltet sein, um die Abregelungsverluste infolge einer Einspeisebegrenzung am Netzanschlusspunkt zu reduzieren?
2. Wie lässt sich diese Betriebsstrategie verallgemeinern, sodass sie in unterschiedlichen PV-Speichersystemen einsetzbar ist?
3. Welche Auswirkungen hat diese Betriebsstrategie auf die energetischen Kennzahlen des PV-Speichersystems wie die Eigenverbrauchs- und Autarkiequote?
4. Sind PV-Speichersysteme in Deutschland im Jahr 2016 und den Folgejahren wirtschaftlich zu betreiben?
5. Welche finanziellen Auswirkungen hat die netzdienliche Betriebsstrategie für den Anlagenbetreiber<sup>3</sup>?

In **Kapitel 2** wird zunächst der deutschlandweite PV-Ausbau in den Jahren 2000 bis 2016 dargestellt und abgeschätzt, mit welchem weiteren PV-Ausbau in den Folgejahren zu rechnen ist. Der PV-Ausbau führt zu einem steigenden Netzausbaubedarf, insbesondere auf der Verteilnetzebene. Durch innovative Netzausbaumaßnahmen, wie der netzdienliche Einsatz von Speichern, können die zukünftig zu erwartenden Netzausbauinvestitionen deutlich reduziert werden. Daher werden der Aufbau eines PV-Speichersystems und bereits entwickelte Betriebsstrategien für Speicher aus der Literatur dargestellt. Abschließend werden mögliche Speicherbetreiber und die Einsatzmöglichkeiten von Speichern für diese beschrieben.

In **Kapitel 3** wird ein Fuzzy-Controller als der Kern der netzdienlichen Betriebsstrategie entwickelt. Die durchgeführte Literaturanalyse zeigt, dass Fuzzy-Controller zur Steuerung von Speichern und damit für den vorliegenden Anwendungsfall geeignet sind. Anschließend wird das Grundkonzept der Fuzzy-Logik, auf dem der Fuzzy-Controller basiert, vorgestellt und an das vorliegende Steuerungsproblem angepasst. Abschließend wird der entworfene Fuzzy-Controller mithilfe eines eigenentwickelten

---

<sup>3</sup> Als Anlagenbetreiber wird hier der Betreiber des PV-Speichersystems bezeichnet.



Algorithmus, der an Evolutionären Algorithmen angelehnt ist, optimiert und das Übertragungsverhalten des optimierten Fuzzy-Controllers beschrieben.

In **Kapitel 4** wird die Simulationsumgebung zur energetischen und ökonomischen Bewertung des normalen und netzdienlichen Speicherbetriebs entworfen. Der Fuzzy-Controller wird in eine netzdienliche Betriebsstrategie für Speicher eingebunden. In der Simulationsumgebung können die Energie- und Zahlungsflüsse für PV-stand-alone Anlagen bzw. PV-Speichersystemen berechnet werden. Die Simulationen werden in dieser Arbeit mit realen Messdaten durchgeführt, die eine hohe zeitliche Auflösung (1-min) haben und im Rahmen eines Forschungsprojekts über einen Zeitraum von mehreren Jahren in privaten Haushalten in Norddeutschland erhoben wurden. Die verwendeten Last- und Erzeugungsprofile für die Simulationen werden dargestellt und deren Repräsentativität für vergleichbare PV-Speichersysteme untersucht. Abschließend wird die Parametrierung der Testinstanz für die nachfolgenden Simulationen beschrieben.

In **Kapitel 5** werden zunächst bisherige Publikationen zur Systemdimensionierung von PV-Speichersystemen vorgestellt und Forschungslücken identifiziert. Anschließend werden die eigenen Simulationsergebnisse beim normalen und beim neu entwickelten netzdienlichen Speicherbetrieb vorgestellt. Die Simulationsberechnungen mit den 1-min Messdaten aus dem Forschungsprojekt ermöglichen die energetische Bewertung der beiden Betriebsstrategien unter realitätsnahen Bedingungen. Dazu werden typische energetische Kennzahlen wie die Eigenverbrauchs- und Autarkiequote für den normalen Speicherbetrieb berechnet. Des Weiteren werden die Abregelungsverluste quantifiziert, die durch eine Einspeisebegrenzung am Netzanschlusspunkt verursacht werden. Anschließend werden die gleichen Simulationsberechnungen für die in dieser Arbeit entwickelte netzdienliche Betriebsstrategie durchgeführt und die Ergebnisse mit denen der normalen Betriebsstrategie verglichen. Die Abregelungsverluste können durch den netzdienlichen Speicherbetrieb deutlich gesenkt werden. Abschließend wird die Sensitivität der netzdienlichen Betriebsstrategie bei unterschiedlichen Erzeugungsprofilen, Lastprofilen und Solarprognosen bestimmt.

Die in **Kapitel 6** durchgeführte Literaturanalyse zur ökonomischen Bewertung von PV-Speichersystemen zeigt, dass in keiner der Publikationen eine umfassende ökonomische Bewertung des netzdienlichen Speicherbetriebs auf Basis von Simulationsberechnungen mit realen hochauflösenden Messdaten durchgeführt wird. Daher wird anhand der durchgeführten Energieflussberechnungen die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen für die Jahre 2016 und 2019 analysiert, wenn diese mit der normalen oder der neu entwickelten netzdienlichen Betriebsstrategie betrieben werden.



Mithilfe der zuvor gewonnenen Erkenntnisse werden in **Kapitel 7** die eingangs gestellten Forschungsfragen beantwortet und analysiert, welche wesentlichen Veränderungen daraus für ausgewählte Akteure in der Energiewirtschaft resultieren. Anschließend wird weiterer Forschungsbedarf identifiziert. **Kapitel 8** fasst die Arbeit zusammen.

---

## 2 Dezentrale Energieerzeugung aus Photovoltaik

In diesem Kapitel werden der Hintergrund und die Motivation zur Entwicklung der netzdienlichen Betriebsstrategie für Speicher in Verbindung mit der Stromerzeugung aus PV beschrieben. Dazu wird zunächst in Abschnitt 2.1 die Entwicklung der installierten PV-Leistung und dessen regionale Verteilung in Deutschland aufgezeigt. Anschließend wird in Abschnitt 2.2 der zukünftige Netzausbaubedarf infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien dargestellt. Insbesondere beim Einsatz netzdienlicher Batteriespeichersysteme kann der Investitionsbedarf für die Netzverstärkung deutlich gesenkt werden. Daher wird in Abschnitt 2.3 der Aufbau eines PV-Speichersystems dargestellt. In Abschnitt 2.4 werden verschiedene Betriebsstrategien dieser Speicher beschrieben und deren Vor- und Nachteile für den Anlagenbetreiber sowie Netzbetreiber analysiert. Der vorliegende Abschnitt endet mit einer Vorstellung möglicher Speicherbetreiber aus der Stromverteilung, -erzeugung und des -vertriebs sowie deren Möglichkeiten, diese Speicher zu nutzen.

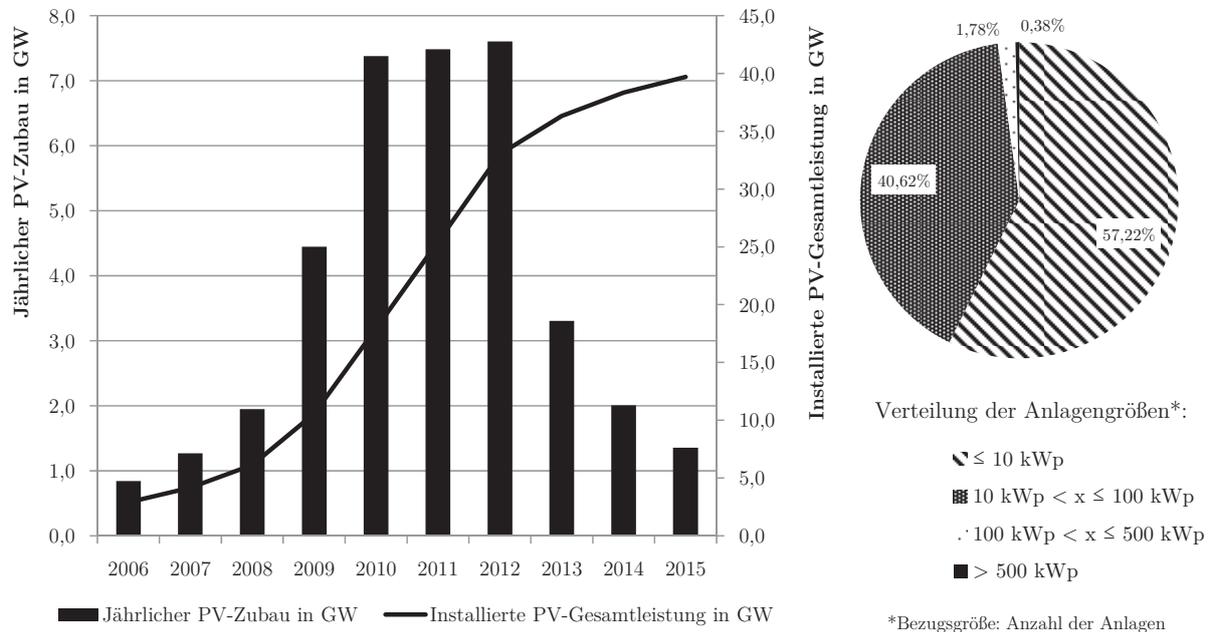
### 2.1 PV-Ausbau in Deutschland

In den vergangenen Jahren hat der Ausbau der erneuerbaren Energien – insbesondere der PV – stark zugenommen. Im Jahr 2004 waren PV-Anlagen mit einer Nennleistung von rund 1 GW installiert, während es Ende 2015 bereits 40 GW waren (vgl. Abbildung 2-1). Im Jahr 2015 hatte die PV-Stromerzeugung bereits einen Anteil von 6,5 % am Bruttostromverbrauch Deutschlands (BMWi 2016b). Der Ausbau der PV soll auch in Zukunft weiter vorangetrieben und die installierte Nettoleistung von 40 GW auf 52 GW erhöht werden (vgl. § 20b Abs. 9a EEG 2014). Dadurch sollen nach den Zielen der deutschen Bundesregierung im Jahr 2030 rund 11 % der Bruttostromerzeugung durch PV gedeckt werden (BMU 2010).

Bei den über 1,5 Mio. PV-Anlagen handelt es sich zum überwiegenden Teil (> 55 %) um kleinere Aufdachanlagen, die an die Niederspannungsebene angeschlossen sind (siehe Abbildung 2-1). Innerhalb Deutschlands ist die PV-Erzeugungsleistung sehr unterschiedlich verteilt, mit hohen PV-Erzeugungsleistungen in Süddeutschland und in Westdeutschland (siehe Abbildung 2-2). Die hohen PV-



Erzeugungsleistungen in Süddeutschland lassen sich u.a. durch das hohe Solarstrahlungsdargebot an diesen Standorten begründen, weil mit abnehmender geographischer Breite das Solarstrahlungsdargebot steigt (Mono et al. 2014).



**Abbildung 2-1:** Entwicklung der installierten PV-Leistung sowie die Klassifizierung der PV-Anlagen nach Anlagengröße in Deutschland (BMW i 2016b; EnergyMap 2015)

In den Jahren 2010 bis 2012 lagen die jährlichen PV-Ausbauraten aufgrund hoher PV-Einspeisevergütungssätze bei über 7 GW. Die niedrigeren PV-Einspeisevergütungen in den Folgejahren haben zu einer deutlichen Reduzierung der Ausbaugeschwindigkeit geführt. Beispielsweise lag der jährliche PV-Zubau im Jahr 2015 nur noch bei 1,4 GW. Das Gesamtpotenzial der nutzbaren Dachflächen in Deutschland liegt für die PV-Nutzung bei rund 161 GW<sub>p</sub> (Lödl et al. 2010a), sodass bisher nur ein kleiner Anteil des Gesamtpotenzials erschossen wurde. Im EEG 2014 ist ein Zubaukorridor für Strom aus solarer Strahlungsenergie festgehalten. Demnach sollen jährlich 2.400 bis 2.600 MW<sub>p</sub> an neuinstallierter PV-Leistung zugebaut werden (vgl. § 3 Nr. 3 EEG 2014).

Neben kleineren PV-Aufdächanlagen werden in Deutschland auch PV-Freiflächenanlagen auf versiegelten Flächen, Konversionsflächen oder Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienentrassen durch das EEG 2014 gefördert. Die jährlich neuinstallierte Leistung an PV-Freiflächenanlagen wird nach § 3 Nr. 3 EEG 2014 auf den jährlichen Zubaukorridor von 2,4 GW<sub>p</sub> bis 2,6 GW<sub>p</sub> angerechnet. Bei Freiflächenanlagen handelt es sich in der Regel um Anlagen mit einer hohen installierten Leistung, die an das Mittel- oder Hochspannungsnetz angeschlossen werden.

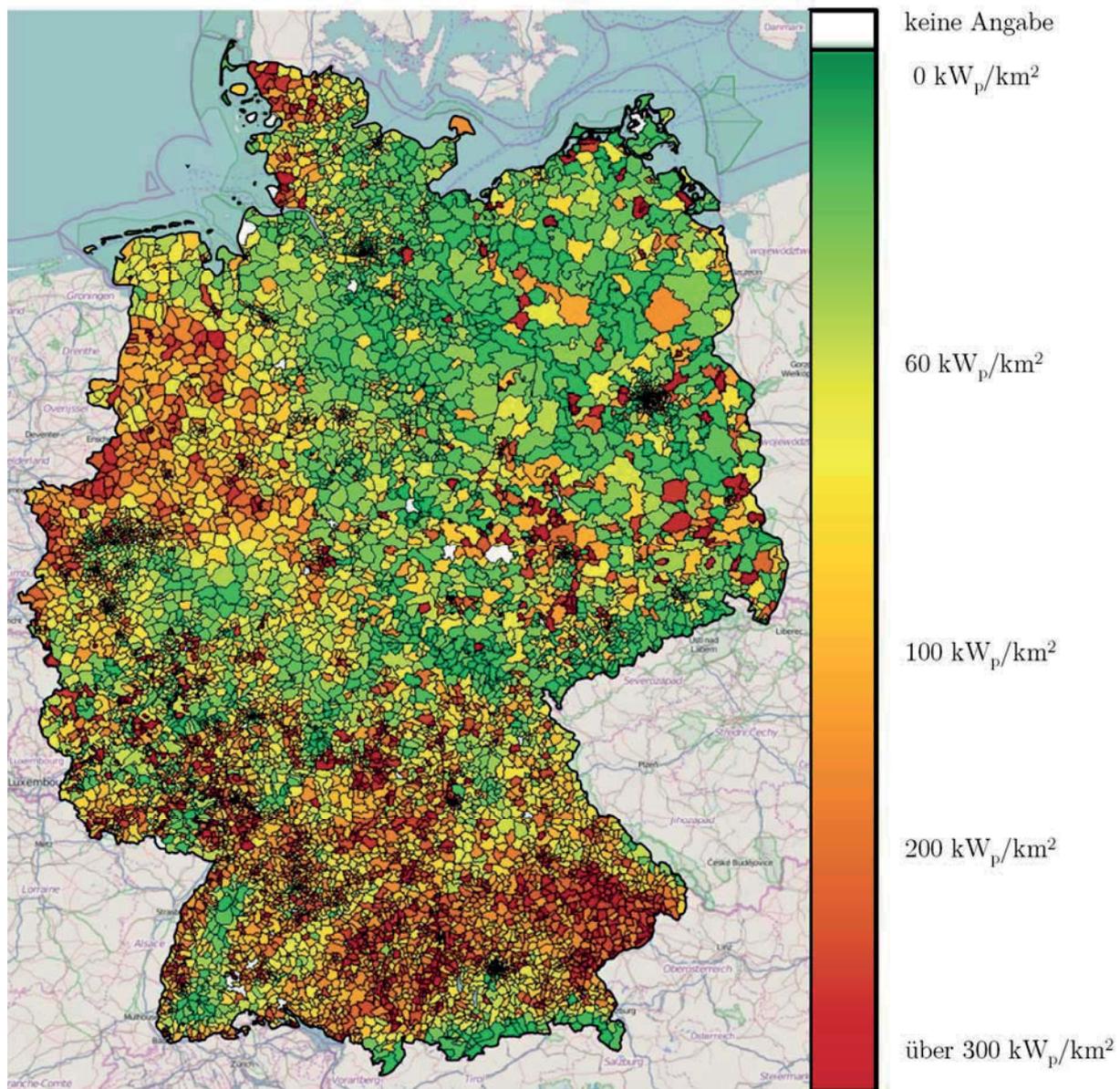


Abbildung 2-2: Regionale Verteilung der PV-Leistung in Deutschland im Jahr 2015, Eigene Darstellung auf Grundlage von Datenauswertungen aus (EnergyMap 2015)

Seit 2015 wird die Förderung neuinstallierter PV-Freiflächenanlagen nach § 2 Abs. 5 und § 55 EEG 2014 in einer Pilotphase dem Ausschreibungsmodell unterworfen. Darüber hinaus müssen alle neuinstallierten PV-Freiflächenanlagen an der Direktvermarktung teilnehmen, wodurch der Strom an Großabnehmer oder an der Strombörse verkauft wird. Im Jahr 2015 wurden über drei Ausschreibungsrunden insgesamt 500 MW ausgeschrieben und erfolgreich vergeben (BNetzA 2015a, 2015b, 2016b). Das Ausschreibungsmodell soll zwar ab 2017 auch auf gebäudeintegrierte PV-Anlagen über 750 kW<sub>p</sub> übertragen werden. Jedoch sollen weiterhin Neuinstallationen kleinerer PV-Aufdachanlagen (< 750 kW<sub>p</sub>) vom Ausschreibungsmodell ausgenommen werden (BMWi 2015), sodass auch in den nächsten Jahren mit einem Ausbau kleinerer PV-



Aufdachanlagen zu rechnen ist. Tabelle 2-1 zeigt den prognostizierten PV-Ausbau bis zum Jahr 2030 in verschiedenen Studien. Alle Studien rechnen auch in den nächsten Jahren mit einem kontinuierlichen PV-Ausbau in Deutschland. Dennoch wird der hohe jährliche PV-Zubau von 7 GW bis 8 GW der Jahre 2010 bis 2012 nicht wieder erzielt werden können.

**Tabelle 2-1: Vergleich des PV-Ausbaus in verschiedenen Studien (BMU 2010; Bundesnetzagentur 2010; dena 2010, 2012)**

Installierte PV-Nettoleistung in GW	2015	2020	2030
BMU Basisszenario A	38,4	51,8	63,0
dena Netzstudie II	13,0	48,0*	62,8*
BNetzA Szenario B	33,0*	48,0*	62,8*
BNetzA Szenario C	-	43,5	-
Netzentwicklungsplan (NEP) B 2012	38,4	48,0	62,8
Bundesländerszenario	37,8	52,0	71,7

\*interpoliert aus den Werten für die Jahre 2010, 2022, 2032.

## 2.2 Netzausbaubedarf infolge des PV-Ausbaus

Vor dem Ausbau der erneuerbaren Energien lag die Versorgungsaufgabe der Stromnetze darin, konventionell erzeugten Strom aus fossil und nuklear betriebenen Großkraftwerken von den oberen Netzebenen zu den Haushalten, der Industrie und dem Gewerbe auf die unteren Netzebenen unidirektional durchzuleiten. Der zunehmende Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen in den unteren Netzebenen führt verstärkt zu bidirektionalen Lastflüssen (dena 2012). Zukünftig werden vermehrt Zeiträume auftreten, in denen der eingespeiste Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen aufgrund fehlender Stromnachfrage der unteren Netzebenen in höhere Netzebenen rückgespeist werden muss. Das Stromnetz muss daher sowohl auf den Starklast- als auch auf den Rückspeisefall ausgelegt werden (dena 2012).

Je nach Ausbauszenario der erneuerbaren Energien sind zwischen 2010 und 2030 Investitionen zwischen 27,4 Mrd. € und 42,5 Mrd. € in die Verteilnetze notwendig. Nach dem Szenario Netzentwicklungsplan (NEP) B 2012 in DENA 2012 liegen die Investitionen in die Verteilnetze zwischen 2010 und 2030 bei 27,4 Mrd. €, wenn ausschließlich konventionelle Netzausbaumaßnahmen<sup>4</sup> durchgeführt werden (siehe Abbildung 2-3). Die Investitionen können durch den Einsatz neuer Technologien und Innovationen z.T. erheblich gesenkt werden (siehe Abbildung 2-4). Einige Maßnahmen führen jedoch auch zu einem erhöhten Netzausbaubedarf. Die aufgeführten Netzausbauinvestitionen bezie-

<sup>4</sup> Unter den konventionellen Netzausbaumaßnahmen werden alle Netzausbauverfahren zusammengefasst, die bereits seit Jahren von Netzbetreibern flächendeckend eingesetzt werden und damit erprobt sind.



hen sich lediglich auf die Investitionen zum Ausbau des physischen Stromnetzes. Darüber hinaus gehende Investitionen für beispielsweise Speicher sowie Informations- und Kommunikationstechnik werden nicht berücksichtigt. Insgesamt werden nach DENA (2012) die folgenden Netzausbaumaßnahmen unterschieden:

- (1) Innovative Netztechnologien: Reduzierung des konventionellen Netzausbaus durch Einsatz neuer Netztechnologien wie Spannungs-Blindleistungsregelung, regelbare Ortsnetztransformatoren und die direkte/indirekte Spannungsregelung
- (2) Anpassung technischer Richtlinien: Aufhebung bzw. Anpassung heutiger Nieder- und Mittelspannungsrichtlinien wie der DIN EN 50160, BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (BDEW 2008) und VDE-Richtlinie VDE-AR-N 4105 (2011) „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
- (3) Leistungssteuerung dezentraler Erzeugungsanlagen: Die Abregelung dezentraler Erzeugungsanlagen
- (4) Netzdienlicher Einsatz von Speichern in unmittelbarer Nähe zu den Erzeugungsanlagen
- (5) Vorausschauende Netzausbauplanung: Bei Netzausbaubedarf wird bereits der zukünftige Netzausbaubedarf antizipiert, um Mehrfachmaßnahmen zu vermeiden
- (6) Intelligentes Lastmanagement: Netzdienliches Demand-Side-Management
- (7) Lastreduktion durch Effizienzsteigerung
- (8) Marktgetriebenes Demand-Side-Management
- (9) Marktgetriebener Einsatz von Speichern in unmittelbarer Nähe zu den Erzeugungsanlagen

Die berechneten Investitionen der Netzausbaualternativen in Abbildung 2-4 sind gemittelte Werte für Gesamtdeutschland. Ein Stromnetzbetreiber betreibt eine Vielzahl an Stromnetzen, die sich in ihren typischen Ausprägungen (beispielsweise Leitungslänge, Anzahl Hausanschlüsse) sehr stark voneinander unterscheiden (Lühn et al. 2014). Je nach Netztopologie<sup>5</sup> eignen sich unterschiedliche Netzausbaualternativen besser. Stromnetzbetreiber werden daher in ihren Stromnetzen nicht ausschließlich eine der

---

<sup>5</sup> Die Struktur von Stromnetzen, die sogenannte Netztopologie, ist aufgrund der Spannungsebene, geographischen Randbedingungen, der Betriebskosten und der Versorgungssicherheit sehr unterschiedlich.



Netzausbaualternative verwenden, sondern auf mehrere Netzausbaualternativen zurückgreifen. So sind zwar nach DENA (2012) die Netzausbauinvestitionen beim Einsatz innovativer Netztechnologien (1) für Gesamtdeutschland am niedrigsten. Jedoch können die Netzausbauinvestitionen einzelner Stromnetze bei anderen Netzausbaualternativen niedriger sein als beim Einsatz innovativer Netztechnologien (1). Daher muss nicht nur der Einsatz innovativer Netztechnologien (1) umfassend analysiert werden, sondern auch die anderen Netzausbaualternativen.

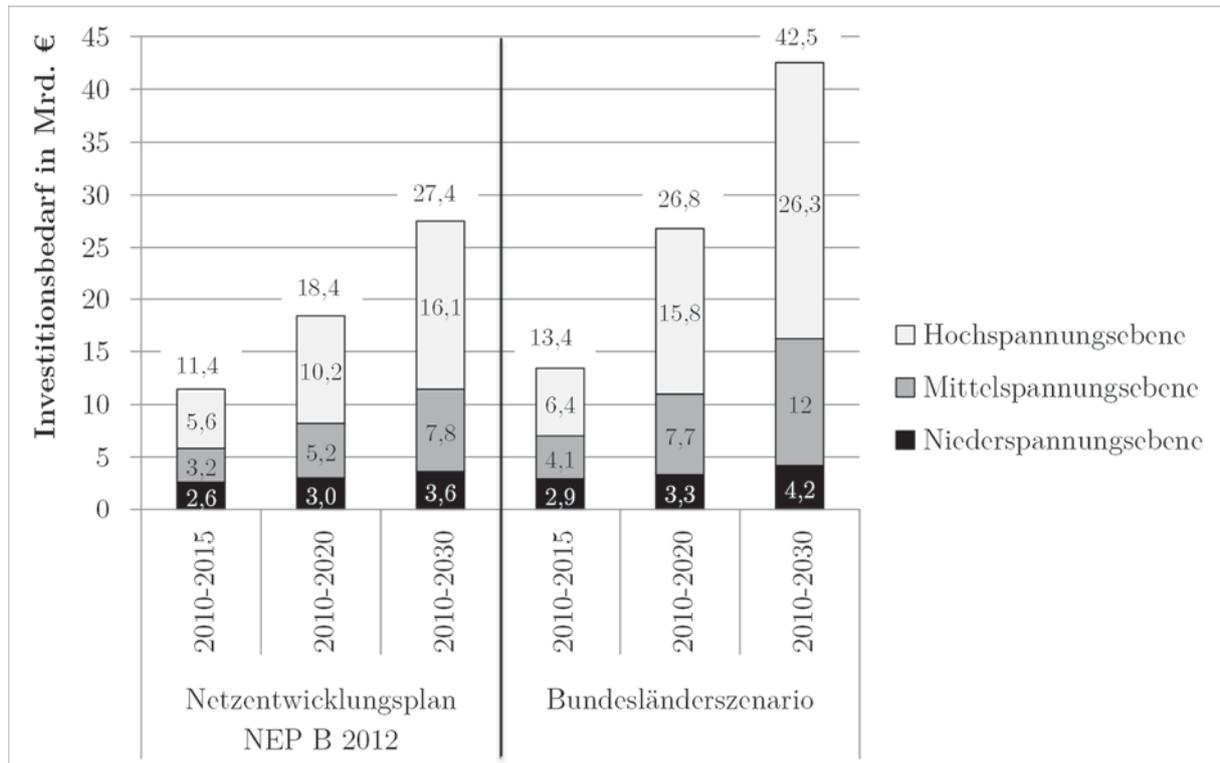


Abbildung 2-3: Investitionsbedarf im deutschen Verteilnetz für das Szenario Netzentwicklungsplan (NEP) B 2012 und für das Bundesländerszenario (dena 2012)

In dieser Arbeit werden der anlagennahe, netzdienliche Einsatz von Speichern (Netzausbauvariante 4 in Abbildung 2-4) und die Abregelung erneuerbarer Anlagen (Netzausbauvariante 3 in Abbildung 2-4) analysiert. Diese können dazu genutzt werden, die Spitzenleistung der Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen, beispielsweise von PV-Anlagen, zu reduzieren. Nach Abschnitt 2.1 handelt es sich bei über 55 % um kleinere PV-Aufdachanlagen, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Ein Großteil der Netzausbauinvestitionen auf Niederspannungsebene wird daher durch den Zubau kleiner PV-Aufdachanlagen verursacht. Dabei liegen regionale Unterschiede beim PV-Ausbau vor, die zu stark unterschiedlichen Netzbelastungen je nach Netzgebiet führen (Büchner et al. 2014). Der Netzausbau infolge des PV-Ausbaus ist besonders in Vorstadtgebieten und Dörfern in den süd- und westdeutschen Bundesländern



mit einem hohen Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern notwendig, da in ländlicheren Gebieten aufgrund der Siedlungsstruktur hohe PV-Leistungen installiert werden können und meist hohe Leitungslängen vorliegen (Kerber und Witzmann 2007). Als Belastungsgrenzen des Niederspannungsnetzes gelten nach LÖDL ET AL. (2010b):

- Das Spannungsband am Hausanschluss darf nach DIN EN 50160 nicht mehr als  $\pm 10\%$  von der Netz-Nennspannung von 230 V abweichen
- Auslastung der Transformatoren bis zur Bemessungsscheinleistung<sup>6</sup>
- Auslastung von Kabeln und Freileitungen bis zum thermischen Grenzstrom

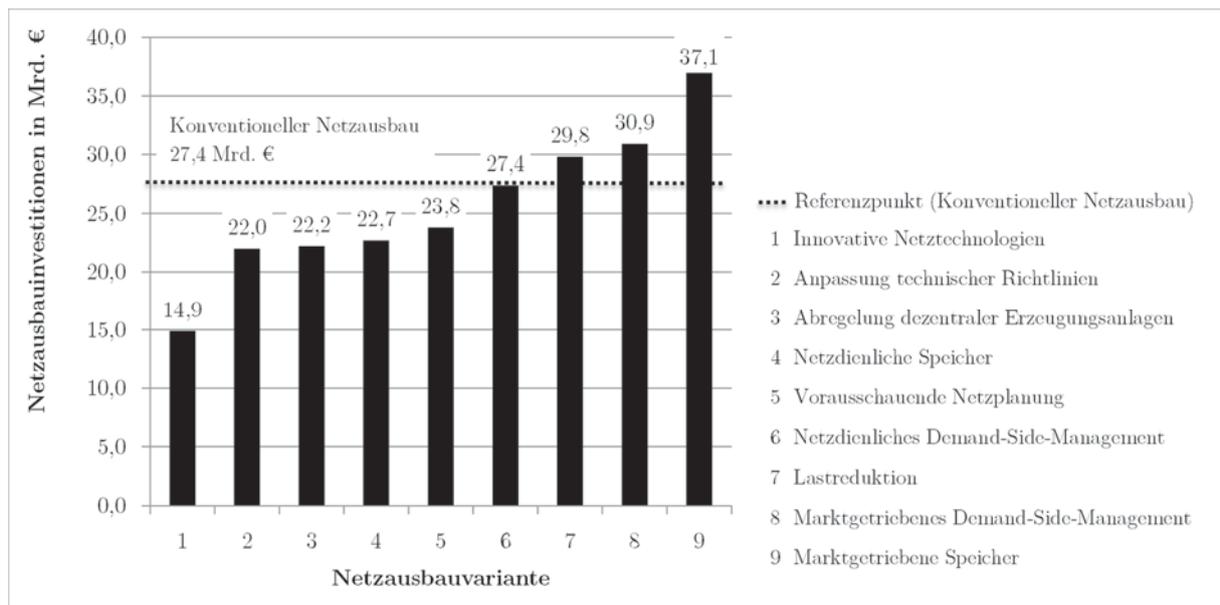


Abbildung 2-4: Notwendige Investitionen zwischen 2010 und 2030 nach Netzausbaualternativen im Szenario Netzentwicklungsplan (NEP) B 2012 (dena 2012)

Durch den netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichern in privaten Haushalten mit eigener PV-Erzeugung können höhere PV-Durchdringungen erzielt werden, ohne die oben genannten Belastungsgrenzen zu verletzen. CARIGIET ET AL. (2015) haben durch Lastflussmessungen in einem Niederspannungsnetz in Süddeutschland mit einer hohen PV-Penetration zeigen können, dass durch den Einsatz dezentraler Batteriespeichersysteme Spannungsbandverletzungen nach DIN EN 50160 infolge starker Fluktuationen der PV-Netzeinspeisung verhindert werden können.

Nach WENIGER ET AL. (2014b) kann bei einer Begrenzung der maximalen PV-Netzeinspeisung auf 60 % der installierten PV-Peakleistung durch einen netzdienlichen Speicherbetrieb das maximale PV-Aufnahmepotenzial von Niederspannungsnetzen um 33 % erhöht werden. Bei einer Absenkung der Einspeisegrenze auf 40 % der

<sup>6</sup> Die Bemessungsscheinleistung setzt sich zusammen aus der tatsächlich umgesetzten Wirkleistung und einer zusätzlichen Blindleistung.



installierten PV-Peakleistung kann im Vergleich zur fehlenden Einspeisebegrenzung das maximale PV-Aufnahmepotenzial von Niederspannungsnetzen sogar verdoppelt werden. Dezentrale Batteriespeichersysteme können daher zur Netzentlastung beitragen.

Das höhere PV-Aufnahmepotenzial führt zu niedrigeren Netzausbauinvestitionen. APPEN ET AL. (2014a) zeigen für verschiedene netzdienliche Steuerungen, Speicherkapazitäten und Begrenzungen für die PV-Netzeinspeisung, dass die Netzausbauinvestitionen infolge des PV-Ausbaus für ein beispielhaftes ländliches Niederspannungsnetz durch den Einsatz dezentraler Batteriespeicher erheblich gesenkt werden können.

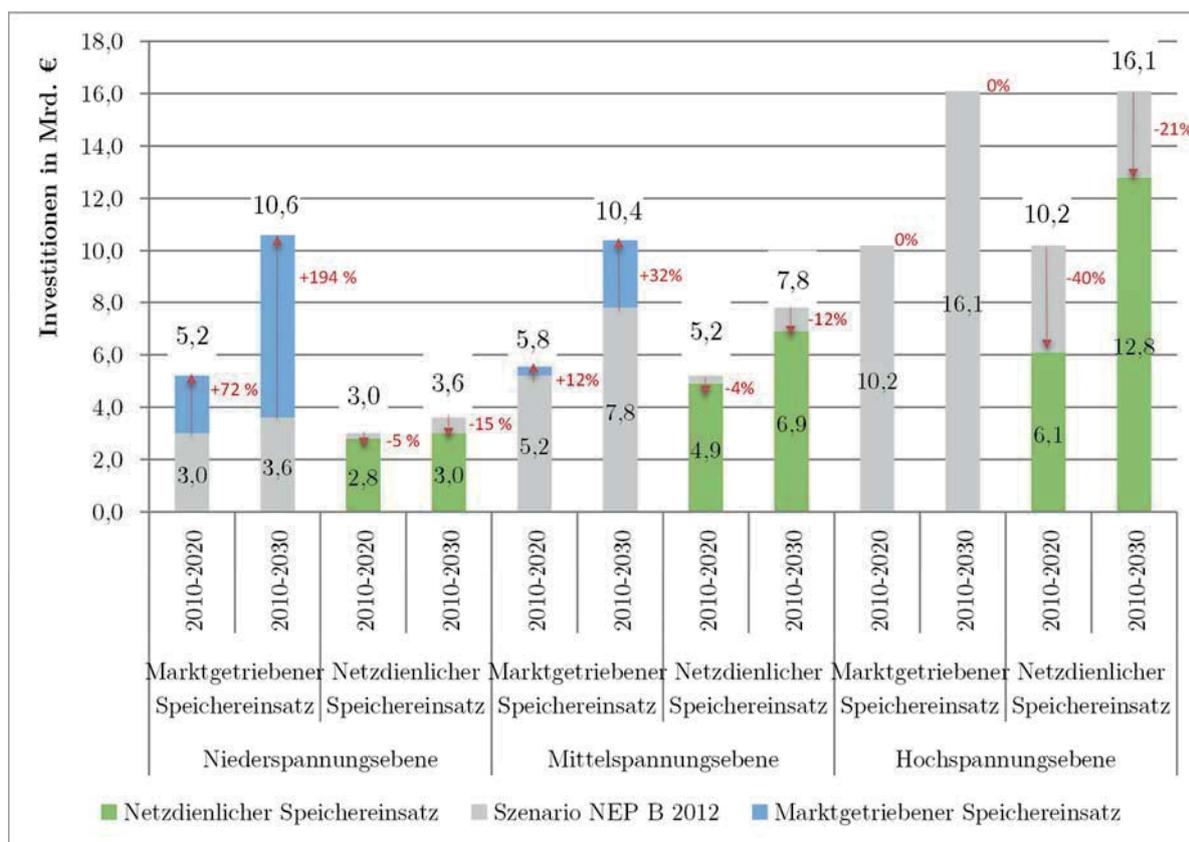


Abbildung 2-5: Investitionsbedarf in den verschiedenen Netzebenen beim marktgetriebenen und netzdienlichen Speichereinsatz zwischen 2010 und 2030 (dena 2012)

Das Einsparpotenzial für den netzdienlichen und marktgetriebenen Speichereinsatz wurde in DENA (2012) für die verschiedenen Netzebenen auf Gesamtdeutschland hochgerechnet (siehe Abbildung 2-5). Dabei wurden ausschließlich Investitionen in das physische Stromnetz berücksichtigt, während weitere notwendige Investitionen die Speicher und die Informations- und Kommunikationstechnik vernachlässigt wurden.

Der *marktgetriebene* Speichereinsatz führt auf der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene zu höheren Netzinvestitionen, da die lokale Netzsituation (Starklast-