

SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Materialien

Januar 2020

(De-)Zentralität in technischen Szenarien

Materialien zur Stellungnahme „Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung“

Jutta Hanson (Hrsg.)

Energiesysteme der Zukunft ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina | www.leopoldina.org

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften | www.acatech.de

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften | www.akademienunion.de

Impressum

Herausgeberin

Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
Technische Universität Darmstadt
Institut für Elektrische Energiesysteme
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien
Landgraf-Georg-Straße 4
64283 Darmstadt

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Geschäftsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Empfohlene Zitierweise

Hanson, J.: *(De-)zentralität in technischen Szenarien. Materialien zur Stellungnahme „Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung“* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2019.

Wissenschaftliche Koordination

Dr. Berit Erlach, acatech
Anna Pfendler, Technische Universität Darmstadt

Produktionskoordination

Marie-Christin Höhne, acatech

Gestaltung und Satz

aweberdesign.de . Büro für Gestaltung, Berlin

Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Inhalt

Abkürzungen und Einheiten	3
Methodik und Arbeitsweise	4
1 Qualitative Charakterisierung zentraler und dezentraler Szenarien	5
2 Auswertung aktueller Energiesystemstudien.....	6
2.1 Kriterien für die Auswahl von Szenarien	6
2.2 Ausgewertete Studien/Szenarien.....	6
2.3 Welche Aspekte der Dezentralität werden in den Studien berücksichtigt?.....	8
2.4 Einige Ergebnisse aus den betrachteten Studien.....	9
3 Ausgewählte Szenarien.....	10
3.1 Brutto-Stromverbrauch (ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke)	11
3.2 Stromerzeugung.....	11
3.3 Weitere Ergebnisse und Annahmen.....	13
3.4 Modellierung des Übertragungsnetzes.....	13
4 Kostenabschätzung Verteilungsnetzausbau 2050.....	15
5 Diskussion der Szenarien aus technischer Sicht und weiterer wichtiger Aspekte.....	17
5.1 Annahmen, Methoden und Ergebnisse der Studie WWF 2018	17
5.2 Verteilungsnetzausbau.....	17
5.3 Sonstige Punkte	18
6 Fazit	19
Anhang.....	20
Qualitative Charakterisierung zentraler und dezentraler Energiesysteme	20
Literatur.....	22
Das Akademienprojekt	23

Abkürzungen und Einheiten

AC	Wechselstrom
DC	Gleichstrom
DSM	Demand Side Management
EE	erneuerbare Energien
EV	Eigenverbrauch
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
PSW	Pumpspeicherwerk
PtX	Power-to-X (Herstellung von anderen Energieträgern wie zum Beispiel Kraftstoffe aus Strom)
PV	Photovoltaik
ÜN	Übertragungsnetz
WEA	Windenergieanlage

a	Jahr
GW	Gigawatt
MW	Megawatt
TWh	Terawattstunden

Methodik und Arbeitsweise

Diese Materialien entstanden im Rahmen der Arbeitsgruppe „Energieversorgung zentral-dezentral“.

Zu Beginn der Arbeiten der interdisziplinären Arbeitsgruppe „Energieversorgung zentral-dezentral“ zeigte sich, dass die Teilnehmenden kein gemeinsames Verständnis davon hatten, was Dezentralität konkret bedeutet. Die Arbeitsgruppe beschloss daher, ein geeignetes zentrales und ein dezentrales Szenario aus veröffentlichten Energiesystemstudien auszuwählen. Diese beiden Szenarien sollten Aspekte zentraler und dezentraler Energiesysteme konkretisieren und veranschaulichen sowie als Grundlage für die weitere Betrachtung und interdisziplinäre Bewertung verwendet werden.

Die Unterarbeitsgruppe, die für die Auswahl der Szenarien zuständig war, ging dabei wie folgt vor:

1. Anfertigung einer **qualitativen Charakterisierung** zentraler und dezentraler Szenarien aus technischer Sicht
2. Auswertung **aktueller Energiesystemstudien** im Hinblick auf geeignete Szenarien, die der qualitativen Charakterisierung entsprechen
3. **Auswahl** eines geeigneten **zentralen und dezentralen Szenarios**
4. **Diskussion** der Szenarien aus technischer Sicht und weiterer wichtiger Aspekte

Die in diesem Dokument dargestellten Ergebnisse wurden am 30.11.2019 an die gesamte Arbeitsgruppe übergeben. Sie stellen ein Zwischenergebnis dar, welches nicht in allen Punkten der finalen Bewertung der gesamten Arbeitsgruppe entspricht. Das Gesamtergebnis der Arbeitsgruppe ist in der Stellungnahme „Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung“ dargestellt.

1 Qualitative Charakterisierung zentraler und dezentraler Szenarien

Die von der Unterarbeitsgruppe erstellte qualitative Charakterisierung zentraler und dezentraler Energiesysteme befindet sich im Anhang.

Einige wichtige Aspekte, in denen sich zentrale und dezentrale Energiesysteme unterscheiden:

- Größe der Erzeuger (installierte Leistung); Netzebene des Anschlusses
- Abstand Erzeugung – Verbrauch
- Abstand Flexibilität (Speicher) – Verbrauch
- Zellgröße¹ für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch

¹ Erzeugung und Verbrauch können kleinräumig (im Extremfall auf Ebene des einzelnen Haushalts) oder großräumig (im Extremfall ganz Europa) ausbalanciert werden. Dazwischen sind verschiedene Zellgrößen möglich (zum Beispiel Dörfer/Quartiere, Landkreise, Regionen).

2 Auswertung aktueller Energiesystemstudien

Neben der qualitativen Beschreibung des zentralen und dezentralen Szenarios wurden allgemeine Kriterien für die Auswahl definiert, die unter anderem die Bilanzgrenzen des berücksichtigten Energiesystems und den untersuchten Zeithorizont betreffen.

2.1 Kriterien für die Auswahl von Szenarien

Das zentrale und das dezentrale Szenario sollen aus der gleichen Studie stammen, denn wegen unterschiedlicher Grundannahmen und Berechnungsmethoden sind Szenarien aus verschiedenen Studien nicht direkt vergleichbar.

Zur Auswahl der Szenarien aus der Literatur wurden folgende Bedingungen definiert:

- In der Studie werden mindestens ein dezentrales und ein zentrales Szenario betrachtet.
- Die Sektorenkopplung wird berücksichtigt.
- Das Verteilungsnetz wird berücksichtigt.
- Eine europäische Integration des Stromnetzes wird betrachtet (wünschenswert, aber nicht zwingend).
- Zeithorizont 2030 und 2050

Darüber hinaus sollen die ausgewählten Szenarien so weit wie möglich der dargestellten qualitativen Charakterisierung zentraler und dezentraler Szenarien entsprechen.

2.2 Ausgewertete Studien/Szenarien

In Tabelle 1 sind die fünf identifizierten Studien aufgeführt, die zentrale und dezentrale Szenarien enthalten.

Dabei gibt es meist kein Szenario, das gezielt „zentral“ ist. Durch die Gesamtkostenoptimierung liefern Energiesystemmodelle aber in der Regel ein Szenario, das eher der deskriptiven Beschreibung eines zentralen Szenarios entspricht, wenn nicht „dezentrale“ Eigenschaften durch zusätzliche Modellrestriktionen erzwungen werden. Da Netzausbau relativ kostengünstig ist, werden beispielsweise Windenergieanlagen in den Modellrechnungen tendenziell im Norden zugebaut und Solaranlagen im Süden. Denn die Kostenvorteile durch die besseren Wind- und Solarressourcen überwiegen die Kosten durch den zusätzlichen Netzausbau. Durch Skaleneffekte haben zudem größere Anlagen Vorteile gegenüber kleineren Anlagen, sodass beispielsweise bei freier Optimierung eher PV-Freiflächenanlagen gebaut werden als PV-Dachanlagen.

Das zentrale Szenario entspricht daher in vielen Studien dem Basisszenario, während in dezentralen Szenarien definierte Aspekte der Dezentralität (zum Beispiel niedrigerer Netzausbau, alternative Verteilung der Windenergieanlagen, hoher Anteil an PV-Dachanlagen) exogen vorgegeben werden.

Nur die vom BMWi beauftragte Studie „Langfrist- und Klimaszenarien“² erfüllt die definierten Kriterien, da in keiner anderen Studie sowohl das Verteilungsnetz als auch die Sektorenkopplung berücksichtigt werden. Allerdings unterscheidet sich das dezentralere Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“ ausschließlich durch eine alternative Verteilung der Windenergie an Land (onshore) vom zentralen Basisszenario. Andere Aspekte der Dezentralität wie beispielsweise ein hoher Anteil an PV-Dachanlagen mit Batteriespeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung, die von der Arbeitsgruppe ebenfalls als wichtig erachtet werden, werden in den genannten Szenarien nicht berücksichtigt. Damit enthält die Studie BMWi 2017 zum Zeitpunkt der Recherche kein geeignetes dezentrales Szenario, das der Charakterisierung von Dezentralität durch die Arbeitsgruppe entspricht. Zudem wird der sehr niedrige Strombedarf in 2050, der geringer ist als heute, von der Unterarbeitsgruppe im Hinblick auf die zunehmende Sektorenkopplung als wenig wahrscheinlich betrachtet.

Kürzel	Auftraggeber	Ersteller	Titel	Szenario	Sektor-koppl.	Verteilungs-netz	EU-Int.	Zeit-horizont
RLI 2013	Haleakala-Stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft, 100 Prozent erneuerbar stiftung	Rainer-Lemoine-Institut	Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden	Szenario Zentral	nein	nein	nicht explizit	2040
				Szenario Dezentral				
				Szenario Offshore				
Öko-Institut 2018-1		Öko-Institut	Transparenz Stromnetze	Szenario B 2034 aus NEP (zentral)	indirekt (in Strombedarf)	nein	nicht explizit	2034
				Verzicht auf die HGÜ-Leitung „Südostlink“ (dezentral)				
				Dezentrale Energiewende 1				
				Dezentrale Energiewende 2				
BMWi 2017	BMWi	Fraunhofer ISI Consentec ifeu	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland	Modul 3: Basisszenario (zentral)	ja	ja	ja	2050
				Modul 4: Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze				
				Modul 5: Alternative regionale EE-Verteilung				
WWF 2018	WWF	Öko-Institut Prognos	Zukunft Stromsystem II: Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung vom Ziel her denken	Energiewende-Referenz (zentral)	indirekt (in Strombedarf)	nein	ja	2050
				Fokus Solar (dezentral)				
ESYS 2015 ³		Energiesysteme der Zukunft	Flexibilität für die Stromversorgung 2050	verschiedene Szenarien	teils	nein	nein	2050

Tabelle 1: Ausgewertete Energieszenarien mit mindestens einem dezentraleren und einem zentraleren Szenario

² BMWi 2017.

³ Elsner et al. 2015.

Viele andere aktuelle Energiesystemstudien, insbesondere mit Schwerpunkt Sektorenkopplung, untersuchen keine Aspekte der (De-)Zentralität und werden daher hier nicht berücksichtigt.⁴ Für den mittelfristigen Zeithorizont bis 2030/2035 wertet die von der Renewable Grid Initiative beauftragte Metastudie „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze“⁵ zehn Szenariostudien aus. Im Projekt BMWI 2017 ist die Veröffentlichung von zwei weiteren Szenarien mit Dezentralitätsaspekten geplant: Modul 7 (alternativer EE-Mix) und Modul 11 (dezentrales System).

2.3 Welche Aspekte der Dezentralität werden in den Studien berücksichtigt?

Keines der untersuchten Szenarien aus Energiesystemmodellierungen entspricht einem dezentralen Szenario, wie es durch die in Anhang 7.1 dargestellte deskriptive Beschreibung der Arbeitsgruppe definiert wird. Es werden jeweils nur Teilaspekte eines dezentralen Systems berücksichtigt (siehe Tabelle 2). In den meisten ausgewerteten Studien wird lediglich der Themenkomplex verringerter Übertragungsnetzausbau und alternative Verteilung der Erneuerbare-Energieanlagen untersucht. Aspekte, die hauptsächlich durch Autonomie/Teilhabe/Akteursvielfalt motiviert sind, wie zum Beispiel ein hoher Anteil von PV-Batterie-Haussystemen zur Optimierung der Eigenversorgung, sind zwar in der öffentlichen Diskussion sehr präsent, werden in den Energiesystemstudien aber weniger untersucht. Lediglich WWF 2018 untersucht einen höheren Anteil an PV-Dachanlagen. Aus Sicht der AG ist die Rolle des Prosumers ein wesentlicher Unterschied zwischen zentralen und dezentralen Energiesystemen. Dies sollte sich in den ausgewählten Szenarien widerspiegeln.

Szenario	Geografische Verteilung Windenergie und PV	reduzierter ÜN-Ausbau	PtX statt Netzausbau	Anzahl PV-Batterie-Haussysteme zur Eigenversorgungs-optimierung	Anteil Dach/Freiflächen-PV	Anteil Wind offshore	kleinere Anlagen
RLI 2013	ja (nah an Lastzentren)	Ergebnis	nein	nein (exogen vorgegeben)	nein (exogen vorgegeben)	separates Szenario mit mehr Offshore	nein
Elsner et al. 2015	nein (exogen vorgegeben)	ja	nein	nein	nein (exogen vorgegeben)	exogen vorgegeben	nein
BMWi 2017 Modul 5	ja (gleichmäßiger)	Ergebnis	nein	nein	nein (teils exogen vorgegeben, teils Ergebnis)		nein
BMWi 2017 Modul 4	Ergebnis	ja	Ergebnis	nein	nein (teils vorgegeben, teils Ergebnis)		nein
Öko-Institut 2018-1 kein SüdOstLink	Ergebnis	ja	Ergebnis	nein	nein		nein
Öko-Institut 2018-1 Dezentral 1	ja (nah an Lastzentren)	geringfügig	Ergebnis	nein	nein		nein
Öko-Institut 2018-1 Dezentral 2	ja (nah an Lastzentren)	Ergebnis	Ergebnis	nein	nein		nein
WWF 2018	PV (verbrauchsnahe)	Ergebnis	Ergebnis	ja	ja	exogen vorgegeben	nein

Tabelle 2: Berücksichtigte Aspekte der Dezentralität in den untersuchten Szenarien.
dunkelgrün = variiertes Parameter, hellgrün = Ergebnis, hellgrau = nicht untersucht

⁴ Zum Beispiel acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017, dena 2017, BDI 2017.

⁵ Öko-Institut 2018-2.

2.4 Einige Ergebnisse aus den betrachteten Studien

- Die Unterschiede in installierter Leistung der verschiedenen Technologien und Netzen sowie die Kostenunterschiede sind zwischen zentralem und dezentralem Szenario in den meisten Studien relativ gering (Kostenunterschied zum Beispiel RLI 2013: 0,2 bis 1,2 Prozent, BMWi 2017: 2 Prozent, WWF 2018: 1 bis 1,5 Prozent). Die Unterschiede, die sich zwischen verschiedenen Studien aufgrund unterschiedlicher Grundannahmen ergeben, sind sehr viel höher (siehe Abbildung 1).
- Eine alternative Verteilung der Windenergie- und PV-Anlagen kann den benötigten Netzausbau wahrscheinlich nicht wesentlich reduzieren, sondern nur teilweise um circa zehn Jahre verschieben.
- Wird der Netzausbau exogen beschränkt, hat das erhebliche Auswirkungen auf den Kraftwerkspark und die daraus resultierenden Kosten.
- Der Vorteil des zentralen Ansatzes „Wind im Norden, Photovoltaik im Süden“ kann gegebenenfalls nur richtig zum Zuge kommen, wenn das Stromsystem europäisch stark integriert wird. In Deutschland stößt man an Potenzialgrenzen, sodass ab circa 2040 ohnehin auch schlechtere Standorte genutzt werden müssen.
- Der Ausbau der Übertragungsnetze ist eine kostengünstige Flexibilitätsoption. Weniger Netzausbau führt zu (moderat) höheren Kosten, mehr Speicherbedarf, mehr Sektorkopplung und mehr EE-Ausbau (Akzeptanz WKA versus Akzeptanz Netze?).
- Ein höherer Anteil an verbrauchsnahe ausgebauter Photovoltaik führt bis etwa 2040 zu einem deutlich geringeren Ausbaubedarf im Übertragungsnetz. Bis 2050 folgt aber ein beschleunigter Netzausbaubedarf, sodass sich bis 2050 der Netzausbau dem zentralen Szenario angleicht (WWF 2018). In dem Szenario mit höherem PV-Anteil findet der Netzausbau aber an anderen Stellen statt (Ost-West, Süd-Mitte).
- Der Einsatz von Batteriespeichern zur Eigenverbrauchsmaximierung in Haushalten führt nicht zu einer Verringerung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz (WWF 2018). Ein marktdienlicher oder systemdienlicher Einsatz der Speicher wurde nicht untersucht.

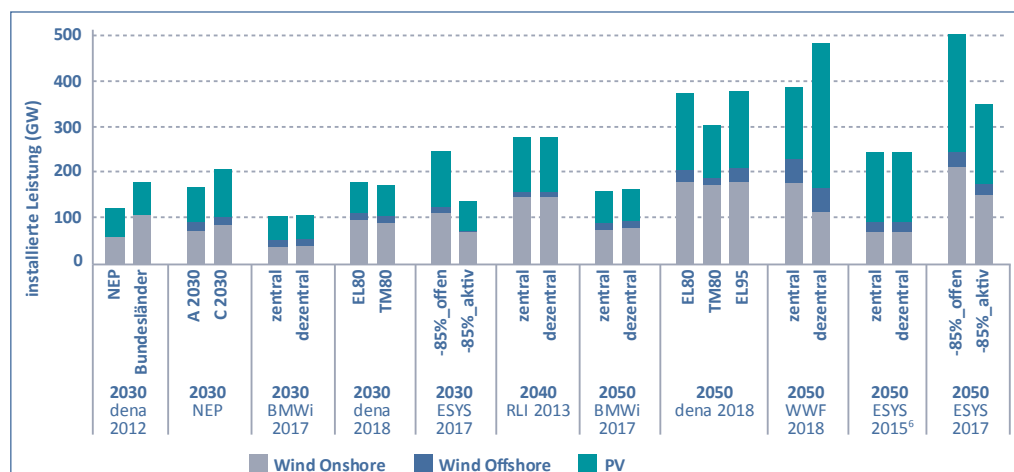


Abbildung 1: Installierte Leistung an Windenergie und Photovoltaik in verschiedenen Szenarien 2030 und 2050. Die Unterschiede, die aus den unterschiedlichen Grundannahmen der Studien (zum Beispiel zum Strombedarf) resultieren, sind viel größer als die Unterschiede zwischen zentralen und dezentralen Szenarien innerhalb einer Studie. Neben den in Tabelle 1 aufgeführten Studien sind zum Vergleich der Netzengwicklungsplan (NEP)⁷ sowie zwei Studien mit Fokus Sektorkopplung (dena 2018, ESYS 2017⁸) dargestellt.

6 Elsner et al. 2015.

7 BNetzA 2019.

8 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017.

3 Ausgewählte Szenarien

Ausgewählt wurden ein zentrales und ein dezentrales Szenario aus WWF 2018. Das dezentrale Szenario „Fokus Solar“ setzt einen extrem hohen Anteil an Photovoltaik ein, wobei ein großer Anteil aus PV-Hausanlagen mit Batteriespeichern besteht. Daher spiegelt dieses Szenario die von der Arbeitsgruppe definierten Kriterien für ein dezentrales Szenario besser wider als die dezentralen Szenarien in den restlichen betrachteten Studien.

Im Folgenden werden die technischen Parameter der ausgewählten Szenarien beschrieben.

Das zentrale Szenario „**Energiewende-Referenz**“ entspricht einem typischen Energiewende-Szenario ohne spezifische Annahmen zur Dezentralität/Regionalisierung. Die Standortwahl für EE-Anlagen erfolgt anhand ökonomischer Gesamteffizienz, wodurch Windenergieanlagen an Land vorrangig im Norden ausgebaut wird.

Das dezentrale Szenario „**Fokus Solar**“ setzt einen extrem hohen Anteil an Photovoltaik ein (210 Gigawatt Dachanlagen, 102 Gigawatt Freiflächenanlagen in 2050). Ein Teil der PV-Hausanlagen ist mit Batteriespeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung ausgestattet. Zusätzlich werden vor allem in Süddeutschland PV-Freiflächenanlagen zugebaut. Insgesamt ist die Stromerzeugung dadurch in diesem Szenario verbrauchsnäher. Die installierte Leistung an Windenergieanlagen an Land ist in diesem Szenario niedriger. Eine alternative (zum Beispiel lastnähere) Verteilung der Windenergieanlagen wird nicht untersucht.

In Tabelle 1 sind die technischen Daten zusammengefasst.

Das Verteilungsnetz wird in der Studie nicht betrachtet. Daher wurden in der Unterarbeitsgruppe eigene Abschätzungen dazu angestellt.

Das dezentrale Szenario aus WWF 2018 enthält zwar einen hohen Anteil verbrauchsnaher, dezentraler Erzeugungsanlagen, diese sind aber großflächig vernetzt. Eine weitere, in der Studie nicht betrachtete Variante eines dezentraleren Systems könnte auf **autarken Microgrids** basieren. Die Größe der Zellen, in denen Erzeugung und Verbrauch austariert werden, ist unter anderem im Hinblick auf die **Resilienz** relevant. Es gibt ein Trade-off zwischen dem Risiko eines großflächigen Stromausfalls und dem Risiko mehrerer kleiner Stromausfälle. Inselbildung im Störfall trägt zur Vermeidung großflächiger Blackouts bei, erhöht aber das Risiko kleinerer Stromausfälle. Es gibt Überlegungen und Modellrechnungen, die versuchen, das aus Sicht der Resilienz optimale Maß an Dezentralität zu ermitteln. Die ausgewerteten Studien für die Energieversorgung in Deutschland untersuchen die Option der Microgrids jedoch nicht. Für einen Vergleich der installierten Leistungen von Erzeugungsanlagen und Speichern sowie der Systemkosten zwischen einem stark vernetzten Energiesystem und einem Energiesystem mit Microgrids liegen daher keine Daten vor.

3.1 Brutto-Stromverbrauch (ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke)

Den Szenarien in WWF 2018 liegen folgende Annahmen zum Stromverbrauch zugrunde: Bis 2030 sinkt der Verbrauch durch Effizienzmaßnahmen von 500 Terawattstunden auf etwa 480 Terawattstunden. Ab 2030 steigt der Verbrauch durch Sektorenkopplung stark an, auf etwa 700 Terawattstunden in 2050.⁹

3.2 Stromerzeugung

Einige wichtige Annahmen und Ergebnisse der beiden Szenarien in Bezug auf die Stromerzeugung:

- Netto-Stromexport in beiden Szenarien sowohl in 2030 als auch in 2050 (in 2020 und 2040 aber Netto-Import)
- Die Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) ist in beiden Szenarien gleich groß.
- Die anteilige Verteilung der Windenergieanlagen an Land auf die Regionen ist in beiden Szenarien gleich.
- Im Szenario „Fokus Solar“ gibt es weniger Windenergieanlagen an Land, dafür mehr Photovoltaik im Süden (PV-Freiflächen vor allem in Bayern, PV-Dachanlagen auch in NRW und Niedersachsen, weil dort viele Dachflächen verfügbar sind). Dadurch ist im Szenario „Fokus Solar“ die Verteilung der EE-Erzeugung ausgeglichener als im Szenario „Energiewende-Referenz“. Trotzdem bleibt der Nordosten bei der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien auch im Szenario „Fokus Solar“ dominant.¹⁰
- Potenzial für dach-/gebäudeintegrierte Photovoltaik 2050 komplett ausgeschöpft
- Kohleausstieg 2035 vollendet
- mehr als 80 Prozent erneuerbare Energien in 2030
- Marktbedingt nicht integrierbare erneuerbare Energien werden abgeregelt (30 bis 40 Terawattstunden = 4 bis 5 Prozent 2050).
- 2050 gibt es im Szenario „Fokus Solar“ etwas mehr Power-to-Gas als im Szenario „Energiewende-Referenz“ (wahrscheinlich deshalb die etwas höhere Stromerzeugung).

Weitere Daten zur Stromerzeugung in den beiden Szenarien für 2030 und 2050 sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

⁹ WWF 2018, Abbildung 4-2.

¹⁰ WWF 2018, Abbildung 6-2.

	Energiewende Referenz (zentral)		Fokus Solar (dezentral)	
	2030	2050	2030	2050
installierte Leistung (GW)				
Braunkohle	6	0	6	0
Steinkohle	8	0	8	0
Erdgas	21	19	21	19
andere Fossile	6	4	6	4
Wasserkraft	6	6	6	6
Wind onshore	80	178	67	115
Wind offshore	27	51	27	51
PV	87	154	116	313
Biomasse	6	6	6	6
andere EE	1	1	1	1
PV-Batteriespeicher (Haussysteme)	13,4	46,8	19,9	94,8
sonstige Kurzzeitspeicher (PSW etc.)	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	36	53	36	53
Aufteilung der Solaranlagen				
PV-Freifläche	22	48	33	102
PV-Dach, gesamt	65	107	83	210
davon mit Batterie (Eigenverbrauchsoptimierung)	10	35	15	71
Anteil Freifläche	25%	31%	28%	33%
Stromverbrauch				
Stromverbrauch (TWh)	480	480	700	700
Stromerzeugung (TWh/a)				
Braunkohle	28	0	28	0
Steinkohle	38	0	38	0
Erdgas	35	41	34	38
andere Fossile	13	4	13	4
Wasserkraft	22	22	22	22
Wind onshore	163	388	135	231
Wind offshore	107	185	108	189
PV	79	141	107	288
Biomasse	26	13	26	14
andere EE	4	12	4	12
Summe	516	763	516	799
Netto-Importe	-35	-97	-35	-92
Anteil PV/Batterie Eigenverbrauch an EE-Erzeugung	4%	8%	6%	16%
CO₂-Emissionen (Mio t/a)				
CO₂-Emissionen Stromerzeugung	109	33	109	31
CO ₂ -Emissionen Stromerzeugung 1990	366	366	366	366
Einsparung gegenüber 1990	70%	91%	70%	92%

Tabelle 3: Technische Daten der Szenarien aus WWF 2018

3.3 Weitere Ergebnisse und Annahmen

- Europäische Integration ist berücksichtigt (Modellierung der gesamten ENT-SO-E-Region), Deutschland ist 2030 und 2050 Exportland, 2020 und 2040 überwiegt der Import.
- Zu Langzeitspeichern finden sich keine Zahlenangaben zur installierten Leistung, sie sind aber berücksichtigt. Die installierte Leistung an Langzeitspeichern ist im Szenario „Energiewende-Referenz“ etwas höher als in Fokus Solar (maximal + 1,1 Gigawatt).
- Die installierte Leistung an Erdgas- und Biomassekraftwerken ist in beiden Szenarien gleich (25 Gigawatt 2050). Möglicherweise wurde sie aus einer vorausgegangenen Studie übernommen und exogen vorgegeben.
- Die installierte Leistung an gesicherter Erzeugungslleistung ist ab 2020 konstant mit 99 Gigawatt angegeben. Dazu zählen Erdgas, Wasserkraft, Biomasse, Speicher und 2030 zusätzlich Braunkohle und Steinkohle.
- Der Investitionsbedarf für den Ausbau der Übertragungsnetze ist im Zeitraum 2035 bis 2040 im Szenario „Energiewende-Referenz“ geringfügig höher. Ab etwa 2045 entsteht im Szenario „Fokus Solar“ ein beschleunigter zusätzlicher Netzausbaubedarf. Dieser führt dazu, dass die kumulierten Gesamtinvestitionen für den Netzausbau bis 2050 im Szenario „Fokus Solar“ höher sind als im Szenario „Energiewende-Referenz“.¹¹ Die Investitionen bis 2050 summieren sich auf das 1,3-Fache (Szenario „Energiewende-Referenz“) bis 1,4-Fache (Szenario „Fokus Solar“) der im Netzentwicklungsplan 2025 vorgesehenen Investitionsvolumina.

3.4 Modellierung des Übertragungsnetzes

In Tabelle 4 sind die Methodik und die wichtigsten Annahmen für die Modellierung des Übertragungsnetzausbaus bis 2050 in WWF 2018 beschrieben.

Netzausbaubedarf				
Startnetz	NEP-Zielnetz für das Szenario B2 2025 als Ausgangsnetz - Investitionsvolumen bei Vollverkabelung der DC-Leitungen: 34 Mrd. € - Neubau DC-Trassen: 3.200 km - Neubau AC-Trassen: 1.100 km - Verstärkungsmaßnahmen auf bestehenden Stromtrassen: 5.800 km Modell netzknotenscharf mit individuellen Höchstspannungsleitungen Weitestgehend umspannungswerkscharfes Modell des deutschen 380-/220-kV-Netzes			
Netzausbauplanung	Iterativ: Vorhandene Trassen können verstärkt werden, kein Netzausbau auf neuen Trassen			
Zubaulogik	Zubau anhand der Attraktivität der Standorte: Potenzial, PV auf Dachflächen bevorzugt Energiewende-Referenz: Vorgaben NEP berücksichtigt (Bundeslandvorgaben) Fokus Solar: Windenergie an Land analog Vorgaben der Bundesländer im NEP, Verteilung PV-Anlagen flächenoptimiert, Eigenverbrauchsoptimierung (10 % der PV-Dachanlagen)			
Netzausbau	Bei Auslastungen > 120 % Zubau einer 380-kV-AC-Leitung mit 1.600 MW Übertragungsleistung			
Kosten ÜN-Ausbau* [Mrd. €]	2030		2050	
	Referenz	Fokus Solar	Referenz	Fokus Solar
	3	3	43,9	46,4

Tabelle 4: Annahmen und Ergebnisse zur Modellierung des Übertragungsnetzes in WWF 2018

* Kosten beziehungsweise zusätzliche Übertragungsleitungen, die über den im NEP 2025 geplanten Ausbau hinausgehen

¹¹ WWF 2018, Seite 114 f.

Weitere Angaben zur Modellierungsmethodik des Übertragungsnetzes

- Als Startnetz wird das Szenario B2 2025 aus NEP 2016 angenommen (Verwendung des Netzdatensatzes der BNetzA für die Lastflusssimulation).
- Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 ein Großteil des im NEP/Bundesbedarfsplan definierten Netzausbaus realisiert ist.
- Die hinterlegte Netztopologie setzt sich aus 557 Höchstspannungsknoten, 780 AC-Trassen, 5 DC-Trassen, 35 Auslandsleitungen zusammen.
- Darüber hinaus werden in der Simulation rechnerisch nur bestehende Trassen verstärkt, keine neuen Trassen errichtet (dadurch wird der Netzausbaubedarf tendenziell überschätzt). Über die tatsächlichen Streckenverläufe werden keine Aussagen getroffen.
- Abschätzung des Ausbaubedarfs anhand der Auslastung der Leitungen in der Lastflusssimulation
- (n-1)-Kriterium nicht berücksichtigt
- Investitionsbedarf 0,2 Millionen Euro pro Leitungskilometer (basierend auf NEP 2025)

Ergebnisse Netzausbau

- Im Szenario „Energiewende-Referenz“ ist Netzausbau hauptsächlich in Nord-Süd-Richtung erforderlich, in „Fokus Solar“ vorwiegend in Richtung Ost-West und Süd-Mitte.
- Eine Szenariovariante ohne Eigenverbrauchsspeicher zeigt, dass die Speicher (Batterien) den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz nicht oder kaum reduzieren, wenn sie zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden. Basierend auf den durchgeführten Berechnungen kann keine Aussage dazu getroffen werden, ob ein systemdienlicher Betrieb der Speicher den Netzausbau reduzieren könnte.

4 Kostenabschätzung Verteilungsnetzausbau 2050

Das Verteilungsnetz wurde in der Studie WWF 2018 nicht untersucht. Daher werden die Kosten für das Verteilungsnetz mithilfe von Daten aus der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ (2018)¹² grob abgeschätzt. Dazu wurde zunächst die Annahme getroffen, dass zwei Drittel der Ausbaurkosten des Niederspannungsnetzes auf die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität zurückzuführen sind. Entsprechend der in den Szenarien berücksichtigten Anzahl von Elektrofahrzeugen wurden die Kosten skaliert. Das verbleibende Drittel der Ausbaurkosten des Niederspannungsnetzes sowie die Kosten für den Mittel- und Hochspannungsnetzausbau sind auf die Integration von Erneuerbare-Energieanlagen zurückzuführen. Mithilfe der in den verschiedenen Studien berücksichtigten installierten Leistungen an erneuerbarer Energie wurden auch hier die Kosten für die Szenarien der Studie WWF 2018 abgeschätzt. Abschließend werden für den aufgrund durch IKT reduzierten Netzausbau zwanzig Prozent der Kosten abgezogen.

- Installierte Leistung:

	2030		2050	
	WEA an Land	PV	WEA an Land	PV
dena-Leitstudie EL80	99 GW	65 GW	179 GW	165 GW
Energiewende-Referenz	80 GW	87 GW	178 GW	154 GW
Fokus Solar	67 GW	83 GW	115 GW	313 GW

- Investitionsbedarf in der dena-Leitstudie im Szenario EL80 bis 2050:
 - NS: 149,8 Mrd. € davon 100 Mrd. € für E-Mobilität und 49,8 Mrd. € für EE
 - MS: 35,7 Mrd. €
 - HS: 67,1 Mrd. €
 - Gesamt: 252,6 Mrd. €
 - davon 100 Mrd. € für E-Mobilität, 152,6 Mrd. € für Ausbau EE
- Ausbaubedarf aufgrund von Elektromobilität: Der Bedarf ist in beiden WWF-Szenarien um ein Drittel kleiner als in der dena-Leitstudie EL80.

Anzahl Elektrofahrzeuge (PKW) 2050	
dena-Leitstudie EL80	30 Mio.
Energiewende-Referenz	20 Mio.
Fokus Solar	20 Mio.

- 100 Mrd. € · 0,67 = **67 Mrd. € für E-Mobilität** (unabhängig vom Szenario)
- Ausbau erneuerbarer Energien: Vergleich der installierten Leistungen (Photovoltaik und Windenergie):

Installierte PV (ohne EV) + WEA an Land	
dena-Leitstudie EL80	344 GW
Energiewende-Referenz	232 GW
Fokus Solar	428 GW

¹² dena 2018.

- In der dena-Leitstudie entfallen 152,6 Milliarden Euro der Gesamtkosten auf den Ausbau des Verteilungsnetzes aufgrund der Integration von erneuerbaren Energien. In der dena-Leitstudie entstehen folgende Kosten pro Gigawatt der installierten EE-Leistung: $152,6 \text{ Mrd. €} / 344 \text{ GW} = \mathbf{0,44 \text{ Mrd. € pro GW}}$
- Kosten für **erneuerbare Energien** in der Studie WWF 2018:
 - o Referenz: $332 \text{ GW} \cdot 0,44 \text{ Mrd. € pro GW} = \mathbf{146,1 \text{ Mrd. €}}$
 - o Fokus Solar: $428 \text{ GW} \cdot 0,44 \text{ Mrd. € pro GW} = \mathbf{188,3 \text{ Mrd. €}}$
- Vorläufige Gesamtkosten für die beiden WWF-Szenarien:
 - Referenz: $146,1 \text{ Mrd. €} + 67 \text{ Mrd. €} = 213,1 \text{ Mrd. €}$
 - Fokus Solar: $188,3 \text{ Mrd. €} + 67 \text{ Mrd. €} = 255,3 \text{ Mrd. €}$
- Faktor Intelligenz (IKT etc.): 20 % Kostenreduktion in allen Netzen
 - Referenz: $0,8 \cdot 213,1 \text{ Mrd. €} = 170,5 \text{ Mrd. €}$
 - Fokus Solar: $0,8 \cdot 255,3 \text{ Mrd. €} = 204,2 \text{ Mrd. €}$
- Gesamtkosten für Verteilungsnetzausbau bis 2050:
 - **Referenz: 170,5 Mrd. €**
 - **Fokus Solar: 204,2 Mrd. €**

Übersicht

	Referenz (zentral)	Fokus Solar (dezentral)
E-Mobilität	67 Mrd. €	67 Mrd. €
EE	146,1 Mrd. €	188,3 Mrd. €
Zwischensumme	213,1 Mrd. €	255,3 Mrd. €
Faktor IKT	- 42,6 Mrd. €	- 51,1 Mrd. €
Verteilungsnetz gesamt	170,5 Mrd. €	204,2 Mrd. €

Einfluss der Eigenverbrauchsspeicher auf den Verteilungsnetzausbau

Im Szenario „Fokus Solar“ sind insgesamt 71 Gigawatt an Photovoltaik mit Eigenverbrauchsspeichern ausgestattet. Die maximale Einspeisung ins Netz aus den Haushalten mit Speicher beträgt ebenfalls circa siebzig Gigawatt.¹³ Es scheint also in dem Szenario Stunden zu geben, in denen die komplette Leistung eingespeist wird (wahrscheinlich, weil die Speicher schon voll sind).

Daher nehmen wir für die überschlägige Kostenschätzung an, dass die gesamte installierte PV-Leistung für die Verteilungsnetzauslegung relevant ist. Dies ist eine sehr pessimistische Annahme.

Geschätzte Kosten für den gesamten Netzausbau 2050 in der Studie WWF 2018

	Referenz (zentral)	Fokus Solar (dezentral)
Verteilungsnetz gesamt	170,5 Mrd. €	204,2 Mrd. €
Übertragungsnetz gesamt	43,9 Mrd. €	46,4 Mrd. €
Netzausbau gesamt	214,4 Mrd. €	250,6 Mrd. €

Die überschlägige Abschätzung zeigt, dass die Kosten für den Verteilungsnetzausbau um ein Mehrfaches höher liegen als die Kosten des Übertragungsnetzausbaus. Energieszenarien, die das Verteilungsnetz nicht berücksichtigen, erlauben daher nur einen unvollständigen Kostenvergleich zentraler und dezentraler Szenarien. Maßnahmen zur Reduktion des Netzausbaus im Verteilungsnetz – beispielsweise durch eine netzdienliche Standortwahl und Betriebsweise von Speichern und ein netzdienliches Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen – könnten eine signifikante Kostenersparung für das Gesamtsystem erbringen und sollten weiter untersucht werden.

¹³ WWF 2018, Abbildung 7-2.

5 Diskussion der Szenarien aus technischer Sicht und weiterer wichtiger Aspekte

5.1 Annahmen, Methoden und Ergebnisse der Studie WWF 2018

- Das Ergebnis, dass **PV-Freiflächenanlagen** hauptsächlich in Süddeutschland ausgebaut werden, widerspricht der bisher zu beobachtenden Entwicklung und erscheint auch für die Zukunft wenig wahrscheinlich. Die Vorteile der Verfügbarkeit von kostengünstigen Flächen (niedrige Bevölkerungsdichte, niedrige Grundstückspreise) fallen für die Standortwahl viel stärker ins Gewicht als die geringfügig höhere Solarstrahlung in Süddeutschland. Derzeit werden PV-Freiflächenanlagen hauptsächlich in Nordostdeutschland ausgebaut. Wenn ein Ausbau in Süddeutschland nicht energiepolitisch forciert wird, wird das auch in Zukunft so bleiben.
- Der einzige Dezentralitätsaspekt, der den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze signifikant beeinflusst, ist der **Windenergieausbau im Süden**. Die Regionalisierung des Windenergieausbaus an Land wird in WWF 2018 nicht untersucht, es gibt dazu aber einige andere Studien.
- Die Annahme, dass **Batteriespeicher** den Netzausbaubedarf überhaupt nicht reduzieren, ist eine sehr pessimistische Worst-Case-Annahme. Bereits heute haben etwa fünfzig Prozent der Speicher erhöhte Anforderungen an einen systemdienlichen Betrieb (begrenzte Einspeisung), da dies im Rahmen von KfW-Förderprogrammen gefordert wird. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, **Lastspitzen in der Erzeugung zu reduzieren** (Stunden mit Spitzenlasten durch Speicher senken, restliche wenige Stunden mit Spitzenlast abregeln). Ein Ziel sollte sein, dass die Speicher **prognosebasiert** die PV-Spitzeinspeisung kappen.
- Auch auf Verbrauchsseite ist es in anderen Ländern bereits üblich, in Haushalten die maximal bezogene Leistung durch Sicherungen zu begrenzen. In Zukunft wird es dafür smartere Lösungen geben.
- In der Studie ist die installierte Leistung an **Windenergie auf See** in beiden Szenarien gleich. Ein verstärkter Ausbau von Windenergie auf See sollte als eine weitere Option in einem zentralen Szenario diskutiert werden.
- Die vereinfachte **Berechnung des Übertragungsnetzes** ist mit dem Zeithorizont 2050 vertretbar, da eine echte Netzplanung für einen so langen Zeitraum ohnehin nicht sinnvoll wäre.

5.2 Verteilungsnetzausbau

- Die **Elektromobilität** wird sowohl im zentralen als auch im dezentralen Szenario einen großen Einfluss auf den Ausbaubedarf im Verteilungsnetz haben. Der Netzausbaubedarf im Verteilungsnetz ist in bewohnten Regionen wahrscheinlich hauptsächlich vom Ausbau der E-Mobilität abhängig, lediglich in spärlich besiedelten Regionen wird er maßgeblich durch den EE-Ausbau bestimmt.

- Zukünftig werden Haushalte, die über eine PV-Dachanlage (mit Speicher) verfügen, häufig auch ein E-Auto haben. **E-Mobilität und PV-Dachanlagen** sind daher im **Zusammenspiel** zu betrachten.
- In der Stadt kann sich ein gewisser **Ausgleich** zwischen PV-Stromerzeugung (Mittagsspitze) und Laden der E-Autos (während der Arbeitszeit) ergeben. Auf dem Land entfällt dieser Ausgleichseffekt, wenn die E-Autobesitzerinnen und -besitzer in der Stadt arbeiten und dort ihre Autos aufladen.
- Zu bedenken ist auch, dass **Verkehrskonzepte und Mobilitätsverhalten 2050** völlig anders sein werden als heute (zum Beispiel autonome Fahrzeuge).
- **Verschiedene Verteilungsnetztypen** (zum Beispiel Stadt /Land) unterscheiden sich stark.
- Ländliche Gebiete in Nord-/Ostdeutschland tragen derzeit einen hohen Anteil der Kosten des **Verteilungsnetzausbaus**, da sie den durch die EE-Anlagen verursachten Verteilungsnetzausbau in ihrer Region über die **Netzentgelte** finanzieren, selbst dann, wenn der erzeugte Strom in anderen Regionen genutzt wird.
- Kostenreduktionen beim Verteilungsnetzausbau sind durch den **Faktor Intelligenz** möglich. Durch smartere Systeme können 20¹⁴ bis 40 Prozent¹⁵ an Verteilungsnetzkosten eingespart werden. In der Schätzung der Arbeitsgruppe (siehe Abschnitt 4) sind 20 Prozent berücksichtigt.
- **PV-Speicher-Systeme** können die Kosten für den Netzausbau mindern (circa 20 Prozent mehr Netzkapazität durch Blindleistung der Speicher-Wechselrichter; 100 Prozent durch Mehrfachnutzung von Speichern). Hierfür wäre eine Änderung des regulativen Rahmens notwendig.

5.3 Sonstige Punkte

- **Gesamtkosten** bis 2050 müssen in Relation gesetzt werden. Als absolute Größe erscheinen sehr groß. Wenn sie auf einzelne Jahre umgelegt werden, sind sie oft in der Größenordnung der bereits heute anfallenden Kosten. Das muss bei der Darstellung der Ergebnisse berücksichtigt werden.
- Der Kostenunterschied zwischen **Kabel und Freileitung** wird sich zukünftig reduzieren (Lerneffekte bei Kabeln).
- Wenn in Süddeutschland aus Akzeptanzgründen die Windenergie nicht ausgebaut werden kann, könnte dies gegebenenfalls durch einen verstärkten Ausbau der **Windenergie auf See** ausgeglichen werden. Dies hätte allerdings einen noch stärkeren Ausbau der Übertragungsnetze von Nord nach Süd zur Folge.
- **PtX-Anlagen in Kombination mit Windenergie auf See** könnten den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz mindern.

¹⁴ BMWi 2014.

¹⁵ Harnisch et al. 2016.

6 Fazit

Bei der Auswertung aktueller Energiesystemstudien stellte sich heraus, dass in keiner Studie ein zentrales und ein dezentrales Szenario untersucht worden sind, die mit der in der Arbeitsgruppe erstellten qualitativen Beschreibung vollständig oder größtenteils übereinstimmen.

In den meisten Studien wird jeweils nur ein Dezentralitätsaspekt untersucht (zum Beispiel eine alternative regionale Verteilung des Ausbaus der Windenergie an Land). „Umfassend dezentrale“ Szenarien, in denen mehrere Dezentralitätsaspekte zusammenspielen (zum Beispiel lastnaher Ausbau der Windenergie an Land und hoher Anteil an PV-Dachanlagen mit Batteriespeichern und geringer Ausbau der Windenergie auf See), werden hingegen in keiner der ausgewerteten Studien untersucht.

Für die weitere Diskussion in der Arbeitsgruppe wurde ein dezentrales Szenario ausgewählt, das sich relativ stark vom zentralen Szenario unterscheidet: das Szenario „Fokus Solar“ aus WWF 2018.¹⁶ In diesem Szenario wird das Potenzial an PV-Dachanlagen voll ausgeschöpft. Ein großer Teil davon ist mit Batteriespeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung ausgestattet. Der Ausbau der Windenergie an Land ist schwächer ausgeprägt als im zentralen Szenario „Energiewende-Referenz“. Eine alternative regionale Verteilung des Windenergieausbaus mit einem stärkeren Zubau in Süddeutschland wird hingegen nicht untersucht.

Viele von der Arbeitsgruppe definierten Aspekte der (De-)Zentralität werden in den ausgewählten Szenarien nicht abgebildet. Einige Annahmen oder Ergebnisse werden zudem von Mitgliedern der Arbeitsgruppe kritisch gesehen. Diese werden in der Stellungnahme basierend auf anderen Studien diskutiert. Wo quantitative Untersuchungen noch nicht vorliegen, werden die relevanten Punkte zumindest qualitativ diskutiert.

In den meisten Studien wird nur das Übertragungsnetz, nicht aber das Verteilungsnetz untersucht. Im Hinblick auf die Kosten der Energiewende ist das Verteilungsnetz aber relevanter als das Übertragungsnetz. Die Unterarbeitsgruppe nimmt daher eine eigene grobe Abschätzung der Verteilungsnetzskosten vor.

Die vorliegenden Szenarien mit einer dezentralen Verteilung der Erzeugungsanlagen gehen von einer starken großflächigen Vernetzung aus. Dezentrale Szenarien mit autarken Microgrids werden nicht untersucht. Ein Vergleich der benötigten installierten Leistung an EE-Anlagen und Speichern sowie der Kosten des Gesamtsystems von Szenarien mit großflächiger Vernetzung und Szenarien mit Microgrids ist daher basierend auf der vorliegenden Literatur nicht möglich.

¹⁶ WWF 2018.

Anhang

Qualitative Charakterisierung zentraler und dezentraler Energiesysteme

	Heute	Dezentrales Szenario	Zentrales Szenario
Kraftwerkspark	Konventionelle Großkraftwerke EE-Anlagen (Wind: on- und offshore und PV-Dachanlagen)	Die Szenarien werden ausgehend vom heutigen Kraftwerkspark sowie dem bereits genehmigten Bau von Kraftwerken, Speichern etc. entwickelt, kein Rückbau	
		PV-Freiflächen- und Hausdachanlagen Kleine Onshore-Windenergieparks, kleinere verteilte Windenergieanlagen, bestehende Offshore-Windparks (kein Zubau)	Überwiegend Freiflächenanlagen Große Off- und Onshore-Windparks, Leistungsimporte (beispielsweise Desertec)
		Gaskraftwerke mit Ersatzgasen (wegen Klimaneutralität) zur Deckung der Residuallast	
Installierte Leistung/ Erzeugungsleistung	Erzeugungsleistung inklusive Reserveleistung (Maintenance, Regelleistung) ist installiert	Erzeugungsleistung (gesamt) steigt, da Volatilität ausgeglichen werden muss, Verstromung anderer Energiesektoren (zum Beispiel Verkehrssektor), Residuallast mit hoher Flexibilität gefordert	
		Starke Erhöhung, da lokale Versorgung mit volatiler Energie mehr Reserven erfordert und aufgrund Verstromung	Erhöhung aufgrund Verstromung und Volatilität
Installierte Leistung pro Anlage	Tendenz: groß aufgrund von großen konventionellen Kraftwerken, aber bereits über 90 Gigawatt in „kleinen“ Anlagen (kleiner als 100 Megawatt) installiert	Tendenz: klein aufgrund der vergleichsweise geringeren installierten Leistung von PV-Anlagen und Onshore-Anlagen	Große On- und besonders Offshore-Parks und größere PV-Freiflächenanlagen, hoher Anteil Gaskraftwerke
Netzausbau		Die Szenarien werden ausgehend vom heutigen Stromnetz sowie den genehmigten Ausbaumaßnahmen (entsprechend den NEPs) entwickelt. Elektromobilität erfordert einen hohen Ausbau im Verteilungsnetz.	
		Netzausbau im Verteilungsnetz überwiegt.	Netzausbau im Übertragungsnetz überwiegt.
Speicherenergie	Speicherbedarf: niedrig aufgrund der konventionellen Kraftwerke (Residuallast)	Bedarf an Speichern steigt aufgrund der steigenden Volatilität. Je dezentraler die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und je lokaler die Versorgung, desto mehr lokale Speicher sind erforderlich, um den Netzausbau zu minimieren. Pumpspeicher werden nicht ausgebaut.	
		Viele Player, volatile Einspeisung, kein Skaleneffekt (Ausgleichseffekte), lokale Speicher notwendig und aktuell auch von Prosumern gewollt (beispielsweise Hausdachanlage), dezentrale Sektorkopplung und Speicher	Nicht ganz so viele Player, volatile Einspeisung, Skaleneffekt (Ausgleichseffekt), Volllaststundenzahl von Offshore-Windparks ist höher als von Onshore-Windparks, zentrale Sektorkopplung und Speicher
Störanfälligkeit/ Kaskaden	Je kleiner und isolierter das Netz, desto stärker wirken sich interne Fehler aus. Andererseits sind bei Fehlern kleinere Netzabschnitte und damit weniger Verbraucherinnen und Verbraucher betroffen. Erwartet werden bei kleinen Netzen mehr Ausfälle pro Jahr, aber mit kleinerer Defizitenergie.		
	Komplexe Betriebsführung gegeben, hohe Zuverlässigkeit, da erprobtes Verhalten bei Störungen mit automatisiertem Reglerverhalten	Komplexe Struktur (Heterogenität und Vernetzungsgrad) und Betriebsführung machen Netz störanfälliger, Erfahrung und Know-how für Fehlerverhalten fehlen, Kaskadenanfälligkeit limitiert, Automatisierung erforderlich	Komplexe Betriebsführung, Erfahrung für Fehlerverhalten kann übertragen werden
Resilienz	Resilienz des Netzes hängt von der Eigenschaft ab, auf Störungen „von außen“ zu reagieren und zur Funktionsfähigkeit zurückzukehren. Wird ein Teilnetz im Zuge eines Fehlerfalls vom übrigen Netz getrennt, muss das Teilnetz nach Fehlerklärung mit dem überlagerten Netz synchronisiert werden. Eine sehr robuste Auslegung ist möglich, geht jedoch mit hohen Kosten einher. Lokale Maßnahmen können sich auch negativ auf das Gesamtnetz auswirken und somit gegenläufige Tendenzen aufweisen. Je kleiner das Netz ist, desto stärker wirken sich interne Fehler aus.		

	Heute	Dezentrales Szenario	Zentrales Szenario
Resilienz	Resilienz ist sehr hoch.	Fehlende Erfahrung und Konzepte bei Wiederversorgung mit dezentralen Erzeugern unterschiedlicher Player (auch Prosumer) und hoher Komplexität Falls Inselnetzfähig: Inselnetzbildung ermöglicht Weiterversorgung und verhindert Ausbreitung des Fehlers beziehungsweise negative Auswirkungen von Maßnahmen auf das Gesamtnetz, Hackerangriffe können aufgrund des sehr hohen Informationsaustauschs und der Steuerung zu Blackouts in dezentralen Netzen führen, die jedoch durch die Inselnetzbildung begrenzt werden können. Nach Fehlerklärung werden dezentrale Inselnetze mit dem überlagerten zentralen Netz zeitgerecht synchronisiert.	Resilienz vergleichbar mit der heutigen, allerdings wird das System komplexer und weiträumiger, damit kann die Resilienz ebenfalls aufgrund der fehlenden Übersichtlichkeit, Vorhersagbarkeit, Koordination etc. sinken Hackerangriffe (einschließlich Manipulation) können aufgrund der zentralen Steuerung große Auswirkungen (bis hin zum Kollabieren des Gesamtnetzes) haben.
Informationsaustausch und Steuerung	Informationsaustausch und Steuerung vor allem im Verteilungsnetz niedrig, Netzengpässe werden durch Netzausbau vermieden	Sehr hoher Informationsaustausch und Steuerung erforderlich, da dezentrale und volatile erneuerbare Energien, lokale Versorgung	Hoher Informationsaustausch und aufwendige Steuerung erforderlich, da auch dezentrale, zusätzlich volatile erneuerbare Energien; zunehmend aktive Netzsteuerung, weiträumige Versorgung
Entfernung Erzeugung und Verbrauch	Heute in Form von Großkraftwerken Entfernung der konventionellen Kraftwerke und der volatilen Einspeiser zu den Verbrauchern in der Mitte/im Süden Deutschlands	Entfernung klein, da lokale Erzeugung und Versorgung	Entfernung größer als heute: Import von EE-Strom, Offshore-Wind gegen lokale Gaskraftwerke und dezentrale Erzeugung aus Wind und PV
Entfernung Flexibilitätsoptionen und Verbrauch	Entfernung der konventionellen Kraftwerke zu volatiler Einspeisung	Vorort, lokale Versorgung (Speicher, Sektorkopplung) Anlagen sind hauptsächlich an das Verteilungsnetz angeschlossen.	Nah: Teilweise Sektorkopplung, Gas-Kilowatt Weiträumiger: Pumpspeicher, Power-to-X, Gaskraftwerke, europäischer Stromaustausch Weiträumiger Anteil überwiegt, Flexibilitätsoptionen werden zentraler und größer als erwartet
Grad der Sektorkopplung	Sektorkopplung nur rudimentär realisiert	Je höher der volatile Anteil an der Erzeugung, desto höher der Bedarf an Sektorkopplung und Speicher für den Leistungsausgleich zur Deckung von kurzzeitigen Schwankungen und langfristigen Leistungsdefiziten („Dunkelflaute“). Der Bedarf an Sektorkopplung, Speicher und IKT steigt beim dezentralen Szenario, da viele Player koordiniert werden müssen, um Leistungsgleichgewichte einzuhalten und Überlastungen im Netz zu vermeiden.	Hoher Bedarf an Sektorkopplung zur Deckung der Residuallast bei höherem Anteil volatiler Erzeugung als heute, Skaleneffekt vorhanden und höhere Volllaststundenanzahl bei Offshore-Windparks, vermehrt Gaskraftwerke mit Ersatzgas
		Sehr hoher Bedarf an Sektorkopplung zur Deckung der Residuallast kleiner Netze mit hohem Anteil volatiler dezentraler Erzeugung, kein Skaleneffekt	
Grad der Eigenversorgung	Leistungsausgleich findet nur vereinzelt beim Prosumer statt.	Leistungsausgleich findet im hohen Maße bei der Verbraucherin/dem Verbraucher selbst sowie in der Verteilungsnetzebene statt, vollkommene Autarkie wird nicht angestrebt.	Leistungsausgleich findet aufgrund der aktuellen Entwicklungen vereinzelt auf Verbraucherebene statt, damit erhöht sich der Grad der Eigenversorgung geringfügig im Vergleich zu heute.
Innovationsgrad	Der umgesetzte Innovationsgrad speziell im Übertragungsnetz steckt in seinen Anfängen (DC-Strecken und Offshore-Wind), Innovationen im Bereich der dezentralen Energieversorgung sowie der Erzeugungsanlagen werden bereits umgesetzt (Smart Grid).	Vielfältige Entwicklungen und Innovationen in unterschiedlichsten Disziplinen müssen für die Realisierung der dezentralen Szenarien stattfinden (Flexibilität: Optionen, Steuerung, Information, Speicher, Sektorkopplung).	Das zentrale Szenario ähnelt eher dem heutigen Netz, damit ist der Innovationsgrad niedriger als beim dezentralen Szenario. Dennoch werden für das zentrale Szenario vielfältige Entwicklungen und Innovationen in unterschiedlichsten Disziplinen benötigt (Flexibilität: Optionen, Steuerung, Information, Speicher, Sektorkopplung).

*Die Kategorie Flexibilitätsoptionen ergibt sich aus den beiden Kategorien Speicherenergie und Sektorkopplung.

Literatur

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): »Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2017.

BDI 2018

Bund der Deutschen Industrie: *Klimapfade für Deutschland* (Studie), 2018.

BMWi 2014

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)* (Abschlussbericht), 2014. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Stand: 26.06.2019].

BMWi 2017

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Projekte „Langfrist- und Klimaszenarien“: Übergreifende Einordnung. Untersuchungsgegenstand, Szenarioarchitektur und Aussagekraft der Szenarien, 2017. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html> [Stand: 22.07.2019].

BNetzA 2019

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, Bonn 2019.

dena 2012

Deutsche Energie-Agentur: *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie)*, Berlin 2012.

dena 2018

Deutsche Energie-Agentur: *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*, Berlin 2018.

Elsner et al. 2015

Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. U. (Hrsg.): *Flexibilitätskonzepte für eine nachhaltige Stromversorgung 2050* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

Harnisch et al. 2016

Harnisch, S./Steffens, P./Thies, H./Monscheidt, J./Münch, L./Böse, C./Gemsjäger, B./Zdrallek, M. (Hrsg.): *Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen* (Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal „Neue Energie aus Wuppertal“, Band 8), Wuppertal 2016.

Öko-Institut 2018-1

Öko-Institut e. V. Institut für angewandte Ökologie: *Transparenz Stromnetze. Stakeholder-Diskurs und Modellierung zum Netzausbau und Alternativen*, Freiburg/Darmstadt/Berlin 2018.

Öko-Institut 2018-2

Öko-Institut e. V. Institut für angewandte Ökologie: *Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze. Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative für die Renewables Grid Initiative (RGI)*, Berlin 2018.

RLI 2013

Reiner Lemoine Institut (RLI): *Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland*. Studie im Auftrag der Haleakala-Stiftung, der 100 Prozent erneuerbar stiftung und des Bundesverbandes mittelständische Wirtschaft (BVMW), Berlin 2013.

WWF 2018

WWF Deutschland (Hrsg.): *Zukunft Stromsystem II. Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung vom Ziel her denken*, Studie erstellt vom Öko-Institut, Berlin 2018.

Das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 100 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren und Energieversorgung.

Die Arbeitsgruppe „Energieversorgung zentral-dezentral“

Die interdisziplinär zusammengesetzte Arbeitsgruppe untersuchte, wie zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem zu einer sicheren, bezahlbaren und klimaverträglichen Energieversorgung kombiniert werden können. Dabei wurden Vor- und Nachteile zentralerer und dezentralerer Systeme aus technischer, ökonomischer, raumplanerischer und gesellschaftlicher Perspektive beleuchtet. Darauf basierend wurden Handlungsoptionen erarbeitet, wie die Energiepolitik die jeweiligen Chancen zentralerer und dezentralerer Elemente für das Gesamtsystem nutzbar machen und Risiken abfedern kann.

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe wurden in zwei Formaten aufbereitet:

1. Die **Stellungnahme** „Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung“ stellt die Ergebnisse in kompakter Form dar und zeigt energiepolitische Handlungsoptionen auf, um zentralere und dezentralere Technologien und Koordinierungsmechanismen mit möglichst großem Nutzen für das Gesamtsystem zu integrieren.
2. Die online verfügbaren **Materialien** „(De-)Zentralität in technischen Szenarien“ enthalten eine detaillierte Charakterisierung zentraler und dezentraler Energiesysteme aus technischer Sicht, sowie eine Auswertung von Energieszenarien aus Studien, die verschiedene Dezentralitätsaspekte berücksichtigen. Die dargestellten Ergebnisse bildeten die Basis für die weiterführende interdisziplinäre Betrachtung.

Mitwirkende des Projekts

Mitglieder der Arbeitsgruppe

Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson (AG-Leiterin)	TU Darmstadt
Dr.-Ing. Thomas Benz	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
Prof. Dr.-Ing. Christian Doetsch	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel	TU Braunschweig
Prof. Dr. Veit Hagenmeyer	Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr.-Ing. Thomas Kolb	Karlsruher Institut für Technologie
Wolfgang Köppel	DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
Prof. Dr. Klaus Kornwachs	BTU Cottbus-Senftenberg
Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel	ABB
Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Kröger	ETH Zürich

Wissenschaftliche Referentinnen

Dr. Berit Erlach	acatech
Anna Pfendler	TU Darmstadt

Wir danken Prof. Dr. Markus Zdrallek und Fabian Möhrke (Bergische Universität Wuppertal) für ihre Hinweise zum Verteilungsnetzausbau.

Institutionen und Gremien

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Direktorium

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Vorsitzender)	RWTH Aachen
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Stellvertreter)	RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Hans-Martin Henning	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Prof. Dr. Jürgen Renn	Max-Planck-Institut für Wissenschaftsgeschichte
Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann	Goethe-Universität Frankfurt am Main

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Vizepräsident
Prof. Dr.-Ing. Dieter Spath	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Altpräsidialmitglied Leopoldina
Prof. Dr. Martin Grötschel	Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Robert Schlögl	Direktor Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Oda Keppler (Gast)	Ministerialdirigentin BMBF
Dr. Rodoula Tryfonidou (Gast)	Referatsleiterin Energieforschung BMWi

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach	Leiter der Geschäftsstelle „Energiesysteme der Zukunft“, acatech
----------------------	--

Rahmendaten**Projektlaufzeit**

03/2016 bis 02/2020

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Geschäftsstelle:

Dr. Ulrich Glotzbach

Leiter der Geschäftsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Markgrafenstraße 22, 10117 Berlin

Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 0

E-Mail: glotzbach@acatech.de

Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft