

# ENERGIEWENDE

im Kontext von Atom-  
und Kohleausstieg

Perspektiven im Strommarkt bis 2040

**UPDATE 2020**

---

EuPD Research Sustainable Management GmbH  
Adenauerallee 134  
53113 Bonn  
Germany

---

Mai 2020  
Dr. Martin Ammon  
Thorben Bruns  
Natalja Semerow



# VORWORT



Die Energiewende in Deutschland beschreibt einen umfassenden und langfristig angelegten Transformationsprozess des Energiesystems von der Erzeugung über den Transport bis hin zum Verbrauch. Energiepolitische Entscheidungen wie der Atom- und Kohleausstieg wirken hierbei als Katalysatoren dieser Entwicklung. Diese politischen Zielstellungen gilt es dabei im Kontext technologischer Entwicklungen mit der Maßgabe des energiepolitischen Zieldreiecks aus Ökologie, Ökonomie und Versorgungssicherheit in Einklang zu bringen. Vor diesem Hintergrund analysiert diese Studie die Entwicklung des deutschen Strommarkts bis zum Jahr 2040 und zeichnet ein realistisches Zukunftsbild sowohl der Entwicklung der zukünftigen Stromerzeugung als auch des zu erwartenden Stromverbrauchs.

Die hier vorliegende Aktualisierung der Studie vom November 2019 ergänzt und erweitert die Ergebnisse. Entsprechend sind in dieses Update die konkrete Darstellung des Kohleausstiegspfades, Anpassungen der Zubauziele für Wind offshore und weitere Aspekte eingeflossen. Ebenso hat die Wirtschaftskrise im Kontext der Corona-Pandemie ihre Spuren hinterlassen und zeigt sich in kurzfristig veränderten Stromverbrauch.

Als Kernergebnis der in dieser Studie durchgeführten Analyse steht nach Überwindung der aktuellen Wirtschaftskrise ein deutlicher Anstieg des Nettostromverbrauchs in Deutschland von heute ca. 530 TWh auf ca. 880 TWh im Jahr 2040. Die wesentlichen Treiber dieses Zuwachses der Stromnachfrage um 66% sind die Elektromobilität sowie der rasch ansteigende Stromverbrauch der so genannten Power to X-Anwendungen. Dieses Studienergebnis ist konsistent mit aktuellen Energiesystemstudien zur zukünftigen Entwicklung des Stromverbrauchs.

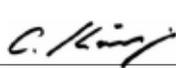
Diese Studie zeigt auf, dass zur Deckung des erwarteten Stromverbrauchs die installierte Kraftwerksleis-

tung von heute ca. 202 GW auf 451 GW im Jahr 2040 ansteigen muss. Zentrales Element dieses Zubaus ist die Photovoltaik, deren installierte Leistung sich ausgehend vom Jahr 2019 bis 2030 auf 170 GW etwa verdreifachen und bis zum Jahr 2040 auf 260 GW ansteigen muss. Es wird deutlich, dass bei einem weiterhin limitiertem Photovoltaik-Ausbau von durchschnittlich 2,5 GW pro Jahr, der Verringerung konventioneller Erzeugungskapazitäten sowie der steigenden Stromnachfrage bereits ab 2022 eine Stromlücke entsteht, die bis zum Jahr 2030 auf 77 TWh anwächst. Um dies zu vermeiden, ist ein Zubau an Photovoltaik-Erzeugungskapazitäten von 12 GW/Jahr bereits in den kommenden Jahren notwendig.

Der deutlich steigende Anteil fluktuierender Stromerzeugungskapazitäten bedingt einen ebenso starken Ausbau an Speicherkapazitäten zur kurzfristigen und saisonalen Stromspeicherung, um den Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage sicherzustellen. Dies gilt für die Kurzfristspeicher zur Gewährleistung der Systemstabilität auf Netzebene als auch für Heim- und Gewerbespeicher im Rahmen eines Prosumer-Modells. Für die langfristige bzw. saisonale Speicherung von Solar- und Windstrom werden zukünftig Power to Gas-Lösungen zur Wasser-Elektrolyse bzw. Herstellung „grünen“ Wasserstoffs und dessen spätere Rückverstromung eine essentielle Rolle spielen.

Des Weiteren sind mit dem in diesem Studienupdate aufgezeigten Entwicklungspfad der Photovoltaik positive volkswirtschaftliche Effekte verbunden, welche sich insbesondere durch eine Erhöhung der direkten Beschäftigung um 48.000 Beschäftigte bis 2040 äußern. In diesem Kontext ist ein Wachstum des Branchenumsatzes auf über 10 Mrd. Euro im Jahr 2040 mit einer inländischen Bruttowertschöpfung von 6,2 Mrd. Euro verbunden.

  
Markus A.W. Hoehner  
CEO, EuPD Research Sustainable  
Management GmbH

  
Carsten Körnig  
Hauptgeschäftsführer,  
Bundesverband Solarwirtschaft

  
Markus Elsässer  
CEO Solar Promotion GmbH,  
The smarter E Europe

  
Daniel Strowitzki  
CEO, FWTM Freiburg,  
The smarter E Europe

## VORWORT

### Kapitel A

#### 1. Strommarktprognose Deutschland 2040

1.1 Modellansatz 8

#### 2. Prognose der Stromnachfrage

2.1 Private Haushalte 12

2.1.1 Demographische Entwicklung 12

2.1.2 Stromverbrauch Haushalte 13

2.1.3 Prosumer 13

2.1.4 Photovoltaik und Elektromobilität 16

2.2 Wirtschaft 19

2.3 Sektorenkopplung 19

2.3.1 Elektromobilität 20

2.3.2 Wärme 21

2.3.3 Power to X-Technologien 22

2.3.3.1 Power to Gas im Verkehr 23

2.3.3.2 Power to Gas in der industriellen Nutzung 24

2.3.3.3 Power to Gas zur Wärmeerzeugung 24

2.3.3.4 Rückverstromung 25

2.4 Energieeffizienz 25

2.5 Deutsche Stromnachfrage bis 2040 26

#### 3 Prognose des Stromangebotes 28

3.1 Fossile Energieträger 28

3.1.1 Kernenergie 28

3.1.2 Braun- und Steinkohle 29

3.1.3 Erdgas 30

3.1.4 Mineralöl und sonstige Nicht-Erneuerbare 30

3.2 Erneuerbare Energien 31

3.2.1 Windenergie (onshore & offshore) 31

3.2.2 Abfall, Bioenergie, Laufwasser 32

3.2.3 Photovoltaik 32

3.3 Deutsches Stromangebot bis 2040 34

#### 4 Stromspeicher 36

4.1 Status Quo 36

4.2 Bedeutung von Speichertechnologien im Rahmen der Energiewende 37

4.2.1 Heimspeicher 37

4.2.2 Gewerbe- und Industriespeicher 39

4.2.3 Netzspeicher 40

4.2.4 Prognose 2040 41

#### 5 CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele 42

5.1 Energiewirtschaft 43

5.2 Gebäude 44

5.3 Industrie 45

5.4 Landwirtschaft 46

5.5 Verkehr 46

#### 6 Modellrechnung Deutschland 2040 48

6.1 Entwicklung des Lastgangs 48

6.2 Stromangebot 51

6.2.1 Stromerzeugung in 2030 52

6.2.2 Speichereinsatz in 2030 56

6.2.3 Szenarien im Strommarkt bis 2040 58

#### 7 Einordnung der Ergebnisse 59

7.1 Stromnachfrage 59

7.2 Stromangebot 61

### Kapitel B

Volkswirtschaftliche Effekte 64

1. Photovoltaik-Zubau in Deutschland 64

2. Zubau an Batteriespeichern in Deutschland 67

#### Literaturverzeichnis 68

#### Initiatoren 70

#### Sponsoren 76

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Modellansatz	10
Abbildung 2:	Nettostromverbrauch in Deutschland 1991 bis 2018	12
Abbildung 3:	Beispiel für ein Tageslastprofil eines Haushalts mit PV-Anlage, Wärmepumpe und Elektroauto	14
Abbildung 4:	Veränderung des Lastprofils bzw. Netzbezug eines Haushalts mit PV-Anlage und Stromspeicher	15
Abbildung 5:	Ökostrom	17
Abbildung 6:	Tabelle PV E-Auto	18
Abbildung 7:	Prognose Elektrofahrzeuge	20
Abbildung 8:	Prognose Heizungssysteme	21
Abbildung 9:	Prognose Nettostromverbrauch Deutschland 2040	26
Abbildung 10:	Ausstiegspfad Kern- und Kohlekraftwerke	30
Abbildung 11:	Neuinstallationen an Photovoltaik-Anlagen bis 2040	33
Abbildung 12:	Kumulierte Photovoltaik-Leistung bis 2040	33
Abbildung 13:	Prognose der installierten Nettoleistung Deutschland 2040	34
Abbildung 14:	Nettostromerzeugung im deutschen Kraftwerkspark (EuPD Szenario) bis 2040	35
Abbildung 15:	Prognose der installierten Batteriespeicher-Kapazität	41
Abbildung 16:	CO <sub>2</sub> -Emissionen in der Energiewirtschaft	43
Abbildung 17:	Lastgang in Kalenderwoche 6 im Jahr 2018	49
Abbildung 18:	Lastgang in Kalenderwoche 6 im Jahr 2040	50
Abbildung 19:	Lastgang in Kalenderwoche 6 im Jahr 2030	50
Abbildung 20:	Stromproduktion in Kalenderwoche 6 im Jahr 2018	51
Abbildung 21:	Kurzdarstellung des Modellablaufes	52
Abbildung 22:	Residuallast im Jahr 2030	53
Abbildung 23:	Strommarkt-Gleichgewicht ohne Speicher 2030	54
Abbildung 24:	Strommarktgleichgewicht mit Speichern in 2030 (120 GW Photovoltaik)	55
Abbildung 25:	Strommarktgleichgewicht mit Speichern in 2030 (162 GW Photovoltaik)	55
Abbildung 26:	Stromproduktion in Kalenderwoche 6 im Jahr 2030	56
Abbildung 27:	Stromerzeugung, Lastgang und Speichernutzung in KW 6 im Jahr 2030	57
Abbildung 28:	Stromproduktion in KW 32 im Jahr 2040	57
Abbildung 29:	Nettostromerzeugung und -verbrauch bis 2040 im Szenariovergleich	58
Abbildung 30:	Vergleich der Prognose zum Nettostromverbrauch im Kontext aktueller wissenschaftlicher Studien	60
Abbildung 31:	Prognose der Beschäftigungsentwicklung in der Photovoltaikbranche	65
Abbildung 32:	Entwicklung von Umsatz und Bruttowertschöpfung in der Photovoltaikbranche	66
Abbildung 33:	Volkswirtschaftliche Effekte der Branche Batteriespeicher	67

## Bildverzeichnis

© shutterstock.com: 1151788877, Uwe Aranas	Cover, links
© fotolia.de: 14949518, froxx	Cover, rechts
© fotolia.de: 112186753, mimacz	4
© shutterstock.com: 1469753174, immodium	8
© shutterstock.com: 708360469, Von Wang An Qi	11
© shutterstock.com: 545497120, Eviart	28
© shutterstock.com: 1075034975, petrmalinak	36
© shutterstock.com: 1501743056, Kletr	42
© shutterstock.com: 440065846, SFIO CRACHO	48
© shutterstock.com: 713811001, NicoElNino	59
© shutterstock.com: 1231372969, MiniStocker	64



# 1. STROMMARKTPROGNOSE DEUTSCHLAND 2040

## 1. Modellansatz

Die Modellierung der zukünftigen Entwicklung des deutschen Strommarktes basiert im Kern auf der Darstellung der Veränderung der gesamtdeutschen Stromnachfrage und dem daraus resultierenden notwendigen Stromangebot. Als Darstellungsebene fungieren Lastgänge und Erzeugungsprofile auf 15-Minutenbasis. Der Modellansatz folgt dem sogenannten Zieldreieck der Energiepolitik aus Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit.

Im Rahmen dieser Studie wird unter Wirtschaftlichkeit die Kosteneffizienz des Strommix verstanden. Folglich wird im Modellrahmen unterstellt, dass diejenigen Kraftwerkstechnologien mit den geringsten Stromgestehungskosten vorrangig zugebaut werden. Neben dem Zubau an neuen Kraftwerken betrifft die Zielvariable der Wirtschaftlichkeit auch den Rückbau bestehender bzw. entsprechend weniger kosteneffizienter Kraftwerke.

Mit Umweltverträglichkeit werden die politischen Zielmarken zum Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beschrieben. Hierbei werden die politischen Vorgaben als Minimalziel definiert. Konkret wird unterstellt, dass das Ziel von 65% erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 erreicht wird und sich gleichermaßen der Ausbaupfad mit Blick auf mindestens 80% in 2050 kontinuierlich fortsetzt.

Als Versorgungssicherheit wird die Zielstellung beschrieben, im Simulationsrahmen jederzeit mit dem vorliegenden Kraftwerkspark die Stromnachfrage decken zu können. Neben dem inländischen Kraftwerkspark wird die Annahme getroffen, dass in einem definierten Rahmen der Import und Export von Strom aus dem europäischen Ausland möglich ist.

Den Ausgangspunkt des nachfolgend beschriebenen Strommarktmodells bildet der gesamtdeutsche Bruttostromverbrauch des Jahres 2018. Im ersten Arbeitsschritt gilt es, die Einflussfaktoren auf den Stromverbrauch der Zukunft zu identifizieren und dessen Entwicklung für den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2040 zu prognostizieren. Zu den Einflussfaktoren zählen beispielsweise die demografische Entwicklung Deutschlands, technologische Trends wie die Elektrifizierung von Mobilität und der Wärmeerzeugung oder die Veränderung der Energieeffizienz. Auf Basis dieser vielfältigen Faktoren wird der zukünftige Strombedarf in Deutschland prognostiziert.

Im zweiten Arbeitsschritt wird als energiepolitische Zielvariable zunächst die Umweltverträglichkeit der Stromerzeugung herangezogen. Entsprechend wird hier der politische Zielwert des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch angesetzt und die erforderliche Strommenge aus erneuerbaren Energien bestimmt, jedoch ohne dies zunächst auf einzelne Technologien aufzuschlüsseln. Basierend auf den aktuellen energiepolitischen und sozioökonomischen Rahmenbedingungen werden die aus den erneuerbaren Energien benötigten Strommengen abgeleitet. Dafür werden die notwendigen Strommengen der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik im dritten Arbeitsschritt bestimmt. Aus der Differenz des gesamtdeutschen Lastprofils und den Erzeugungsprofilen der fluktuierenden Erzeuger Wind und Photovoltaik wird als vierter Schritt die Residuallast kalkuliert.

Die energiepolitischen Zielstellungen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit beziehen sich in großen Teilen auf die gleichen Arbeitsschritte. Im Modellrahmen folgt dem Ziel der Umweltverträglichkeit die Berechnung der Kosten des Energiemixes als Maß für die Wirtschaftlichkeit. Diese Berechnungsergebnisse werden separat in Kapitel C „Strompreisanalyse“ dargestellt.

Basierend auf dem Kraftwerkspark und der Stromerzeugung des Basisjahres 2018 werden die bereits feststehenden Veränderungen im Kraftwerkspark, wie die endgültige Stilllegung der verbleibenden Kernkraftwerke, ermittelt. Das Ergebnis des Arbeitsschrittes 5 ist die Ermittlung des zukünftigen steuerbaren Stromangebotes. Dies führt die Erzeugung der steuerbaren erneuerbaren Energien mit den Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark zusammen.

Der Arbeitsschritt 6 ist als zentral anzusehen, da hier im Strommarktgleichgewicht die Lastkurve (des Stromverbrauchs) mit der Stromerzeugung, sowohl aus steuerbaren Kraftwerken als auch aus der fluktuierenden Stromerzeugung, sowie der in Arbeitsschritt 4 ermittelten Residuallast, zusammentrifft. Um jederzeit die Stromversorgung in Deutschland gewährleisten zu können, werden im Strommarktgleichgewicht zudem der Stromexport und -import mit dem Ausland sowie die Bereitstellung von Ausgleichsenergie über Speichereinheiten oder Power to X-Anwendungen einbezogen. Das Strommarktgleichgewicht symbolisiert zugleich das dritte energiepolitische Ziel der Versorgungssicherheit. Unter Einbindung des Austausches mit dem Ausland und Speichereinheiten bzw. Power to X-Anwendungen zur Rückverstromung, soll die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Die nachfolgende Abbildung 1 fasst das vorstehend beschriebene Modell zusammen und zeigt den Zusammenhang der drei energiepolitischen Zielstellungen auf. Hier wird ersichtlich, dass, nach der Berechnung der notwendigen Strommengen und der Ausgleichsenergien, der Kreislauf wieder mit Arbeitsschritt 1 beginnt, da im Rahmen der Stromspeicherung bzw. der Nutzung von Ausgleichsenergien Effizienzverluste für das Laden und Entladen auftreten, die je nach Technologie unterschiedlich stark ausfallen können. Diese Effizienzverluste sind gleichbedeutend mit einem zusätzlichen Stromverbrauch. Dieser erhöhte Stromverbrauch muss dann wiederum hinsichtlich der Erfüllung der Zielsetzungen der Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit geprüft werden.

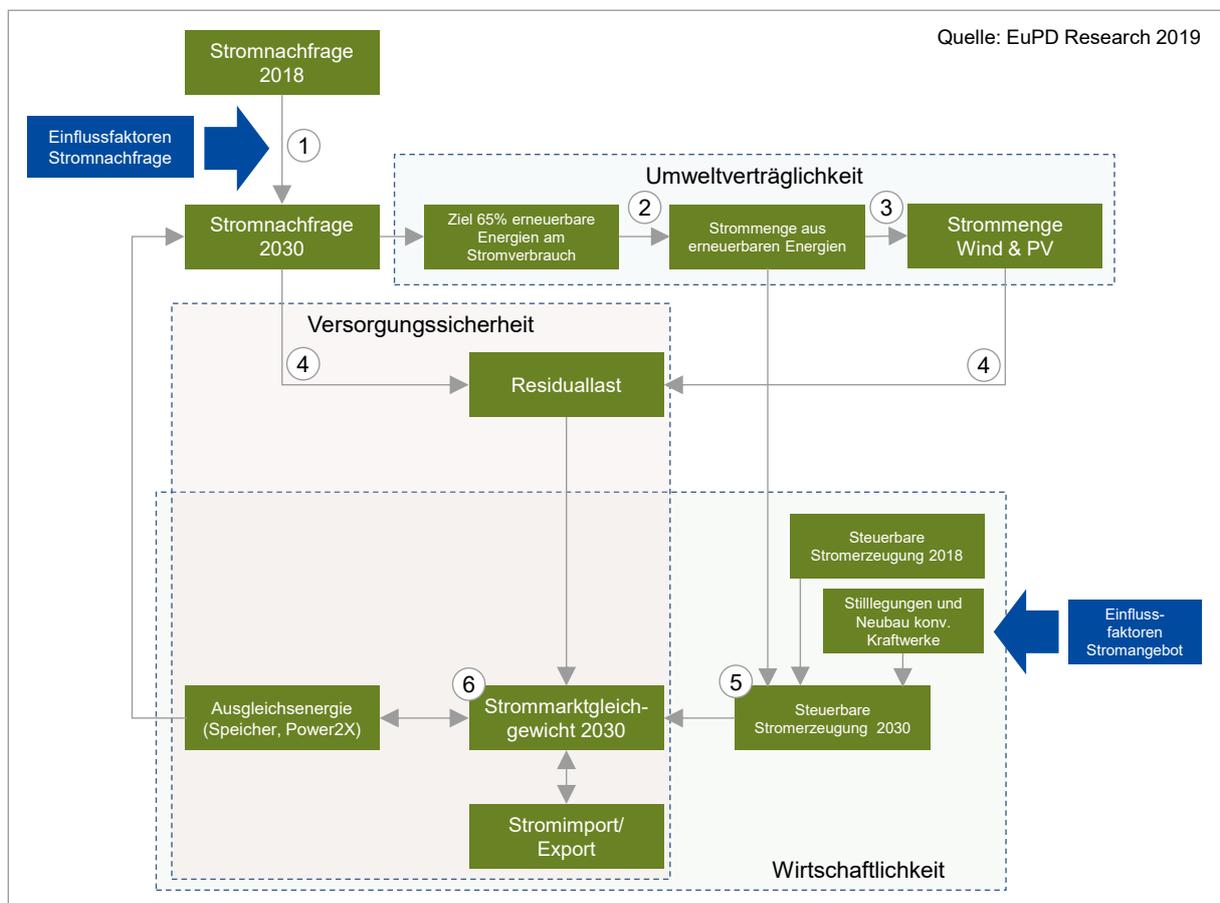


Abbildung 1: Modellansatz



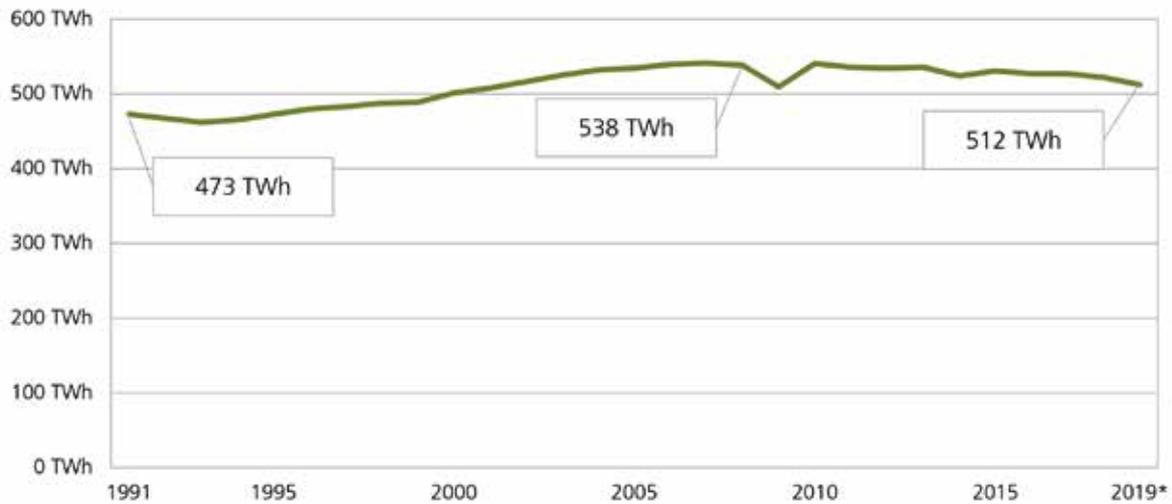
## 2

## 2. PROGNOSE DER STROM- NACHFRAGE

Die Entwicklung der Stromnachfrage besitzt einen wesentlichen Einfluss auf den Umfang der zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland. In der Vergangenheit zeigte sich hier bis zur globalen Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2008 ein stetiger Anstieg des Stromverbrauches in Deutschland. Seit 2010 verharrt der deutsche Nettostromverbrauch bei einem Wert von etwa 530 TWh (vgl. Abb 2) und hat sich in 2019 leicht auf 512 TWh abgesenkt. Im aktuellen Jahr 2020 ist aufgrund der massiven Wirtschaftskrise im Kontext der globalen Corona-Virus Pandemie von einem deutlichen Rückgang des Stromverbrauches auszugehen.

## Nettostromverbrauch in Deutschland

Quelle: BMWi 2020



\*Schätzung EuPD Research

Abbildung 2: Nettostromverbrauch in Deutschland 1991 bis 2019

Im Rahmen dieser Studie wird eine Prognose des deutschen Nettostromverbrauches bis zum Jahr 2040 in den drei Segmenten private Haushalte, Wirtschaft und Sektorenkopplung dargestellt.

### 2.1 Private Haushalte

Um die zukünftige Stromnachfrage in den privaten Haushalten zu bestimmen, ist vor allem die Entwicklung von zwei Variablen von Bedeutung – die Anzahl an privaten Haushalten und der Stromverbrauch je Haushalt.

#### 2.1.1 Demographische Entwicklung

Gemäß Angaben des Statistischen Bundesamts nimmt die Bevölkerungszahl bis 2025 bedingt durch einen positiven Zuwanderungssaldo stetig zu. Ab 2026 sinkt diese im Kontext einer moderaten Zuwanderung aufgrund eines höheren Geburten- defizits. Trotz eines Bevölkerungsrückgangs ab 2025 nimmt jedoch die Zahl an privaten Haushalten bis zum Prognosehorizont in 2040 stetig zu.

Analog zur Annahme des Statistischen Bundesamts werden die privaten Haushalte zukünftig immer kleiner – die aktuelle Anzahl von 1,98 Personen pro Haushalt wird sich in 2030 auf 1,93 reduzieren.<sup>1</sup> Unter Fortschreibung dieser Annahmen wird die Haushaltsgröße bis 2040 weiter auf 1,88 Personen sinken.

Aus der sinkenden durchschnittlichen Haushaltsgröße ergibt sich in der Prognose ein Anstieg der Haushalte auf 42,9 Millionen im Jahr 2030 und auf 43,4 Millionen im Jahr 2040. Dies bedeutet eine Zunahme um 1,09 Millionen (bzw. 1,55 Millionen) privater Haushalte im Jahr 2030 (bzw. 2040).

1 Statistisches Bundesamt (2017a)

## 2.1.2 Stromverbrauch Haushalte

Die sinkende durchschnittliche Haushaltsgröße bewirkt zwar einen Anstieg der Anzahl an privaten Haushalten, allerdings verringert sich durch die kleineren Haushalte ebenso der Durchschnittsstromverbrauch je Haushalt. Ferner wirkt sich die angenommene Energieeffizienzsteigerung von 0,5% pro Jahr<sup>2</sup> positiv auf die Reduzierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten aus. Demzufolge vermindert sich der Stromverbrauch der privaten Haushalte von 129 TWh in 2017 auf rund 123 TWh in 2030 und 116 TWh in 2040.<sup>3</sup>

## 2.1.3 Prosumer

Zukünftig ändert sich nicht einzig der Stromverbrauch und dessen Erzeugung in technologischer Hinsicht, es finden zudem starke Veränderungen in den Akteursstrukturen statt. Im traditionellen System der zentralen Stromerzeugung waren Erzeuger und Verbraucher klar voneinander getrennt. Die dezentrale Stromproduktion der erneuerbaren Energien hat dieses Verhältnis verändert, sodass immer mehr Konsumenten auch als Produzenten von Strom agieren.

Der Begriff „Prosumer“ oder Prosument setzt sich aus den beiden Begriffen Producer/Produzent und Consumer/Konsument zusammen und bezeichnet Personen bzw. Kunden und Verbraucher, die neben dem Konsum eines Gutes dieses gleichzeitig auch produzieren können.<sup>4</sup> Im Rahmen dieser Studie ist unter Produktion die Erzeugung und Bereitstellung von Strom gemeint, der sowohl selbst verbraucht als auch in das öffentliche Netz eingespeist wird. Durch den Anschluss an das öffentliche Stromnetz ist gewährleistet, dass im Bedarfsfall entsprechend Strom vom Energieversorger bezogen werden

kann, wenn die eigene Produktion zur Deckung des eigenen Verbrauchs nicht ausreicht. Bei einem eigenen Stromüberangebot wird Strom ins Netz eingespeist. Insgesamt besteht eine Form des bidirektionalen Stromflusses. Ein Prosumer von selbst erzeugtem Strom kann dabei im weiteren Sinne grundsätzlich ein privater Haushalt, ein Gewerbebetrieb oder Industrieunternehmen etc. sein. Als Stromquelle kommen grundsätzlich unterschiedliche Energieträger in Betracht: Photovoltaik (PV), eine (Klein-)Windenergieanlage oder ein (Mini-)Blockheizkraftwerk (BHKW).

Im Sinne dieser Studie bezeichnet der Begriff Prosumer den Besitzer einer Photovoltaik-Anlage, der den damit erzeugten Strom (sog. Eigenstrom) selbst verbraucht. Je nach individueller Erzeugungs- und Verbrauchssituation kann der Prosumer diesen Strom zusätzlich ins Netz einspeisen bzw. weiteren Strom aus dem Netz beziehen. Als Eigenverbrauchsanteil wird die erzeugte Strommenge bezeichnet, die der Prosumer direkt selbst verbraucht. Als Eigenversorgungsgrad wird der Anteil des Stromverbrauchs bezeichnet, den der Haushalt durch die erzeugte Energie insgesamt decken kann.<sup>5</sup>

Das Konzept des Prosumers im Kontext eines privaten Haushalts ist aus unterschiedlichen Perspektiven ein wichtiges Element der Energiewende. Für Haushalte mit einer PV-Anlage ist vor dem Hintergrund steigender Strompreise und sinkender Einspeisevergütungen die Erhöhung des Verbrauchs des selbst erzeugten Eigenstroms ein zunehmender Rentabilitätsfaktor. Vor allem für Bestandsanlagen mit absehbar auslaufender Einspeisevergütung<sup>6</sup> ist es in dieser Hinsicht besonders wirtschaftlich, einen möglichst hohen Eigenstromanteil am Haushaltsstromverbrauch zu erreichen. Angesichts der zu erwartenden Preise von zwei bis fünf €cent/kWh für die Einspeisung von PV-Strom nach Ablauf der

2 Die Annahmen zur Energieeffizienz sind in Kapitel 2.4 beschrieben.

3 In diesen Stromverbräuchen ist der zusätzliche Bedarf durch die steigende Elektrifizierung von Wärme und Mobilität nicht inkludiert. Dieser zusätzliche Bedarf wird im Kapitel Sektorenkopplung ausführlich behandelt.

4 Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2017a)

5 Schopfer/Tiefenbeck/Staake (2016)

6 Photovoltaik-Anlagen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) installiert wurden, erhalten für den Zeitraum von 20 Jahren eine garantierte Vergütung für selbst erzeugten und ins Stromnetz eingespeisten Photovoltaik-Strom.

EEG-Vergütung und Strompreisen von 30 €cent/kWh wird ein möglichst hoher Eigenverbrauch dazu beitragen, die Strombezugskosten für einen Haushalt zu minimieren.<sup>7</sup>

Eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils kann auf verschiedenen Wegen erreicht werden. Die Anpassung des Verbrauchsverhaltens bildet eine Option, indem die typischen Verbrauchseinheiten (Herd, Waschmaschine, etc.) in (Mittags-) Stunden mit einer hohen Eigenstromproduktion genutzt werden. In folgender Abbildung 3 wird dieser Zusammenhang deutlich, da die PV-Anlage (gelb) in der Mittags- und Nachmittagszeit deutlich mehr Strom produziert als der Haushalt in dieser Zeit verbraucht und somit diesen überschüssigen Strom ins öffentliche Netz einspeist.

Im gewählten Beispiel verfügt der Haushalt über eine Wärmepumpe zur Wärmeerzeugung, sodass das Lastprofil (blau) je nach Tageszeit zwischen ca. 1,9-3,5 kW liegt. Zudem verfügt der Haushalt über ein Elektroauto, welches vom Nachmittag bis in den frühen Abend hinein geladen wird. Das Lastprofil des Elektroautos ist extra ausgewiesen und erhöht während des Ladezeitraums das Gesamtlastprofil (grün).

Der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung und im Bereich der Mobilität, d.h. die so genannte Sektorenkopplung, ermöglicht es dem Prosumer-Haushalt, weitere Potenziale zur Maximierung des Eigenverbrauchs zu realisieren. Allerdings wird hier deutlich, dass die Stromerzeugung der PV-Anlage nur eingeschränkt die Nachfragespitzen mit erhöhtem Strombedarf abdecken kann.

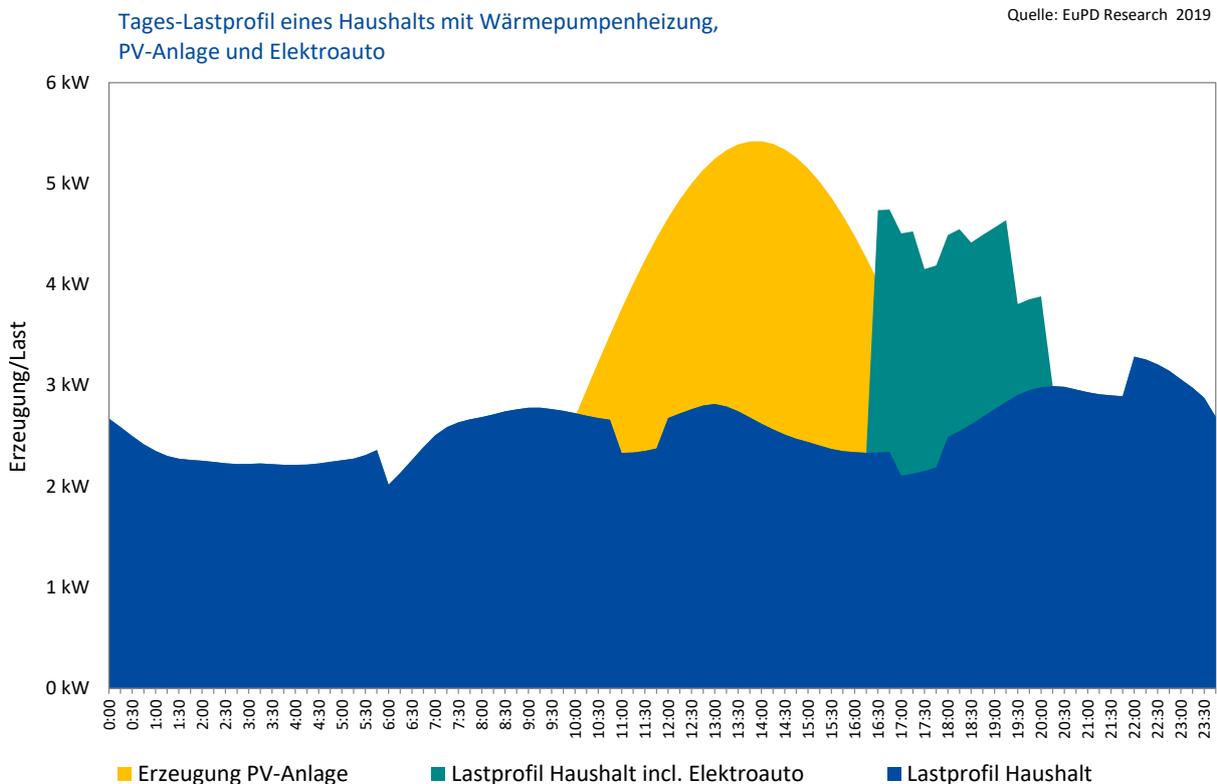


Abbildung 3: Beispiel für ein Tageslastprofil eines Haushalts mit PV-Anlage, Wärmepumpe und Elektroauto

Mit dem zusätzlichen Einsatz eines Batteriespeichers kann die Nutzung des PV-Eigenstroms flexibilisiert und der Eigenversorgungsgrad weiter erhöht werden. Auf diese Weise kann die abendliche Lastspitze reduziert werden, indem der Prosumer-Haushalt zu dieser Zeit seinen Stromverbrauch durch den eingespeicherten Eigenstrom mit abdecken kann.<sup>8</sup>

Die nachfolgende Abbildung 4 verdeutlicht für den (Prosumer-) Haushalt die unterschiedlichen Fälle des Strombezugs unter Verwendung der Lastprofile aus Abbildung 3. Fall A zeigt die Lastkurve des Haushalts ohne PV-Anlage mit der Lastspitze am frühen Abend durch das Laden des Elektroautos. Im Fall B ist analog dem oben beschriebenen Beispiel: mit Beginn der PV-Eigenstromproduktion sinkt der Netzbezug immer weiter ab. Ab dem Vormittag produziert die PV-Anlage mehr Strom als der Haushalt verbraucht und speist diesen Strom ins öffentliche Netz ein (hier negativer Bereich). Mit Beginn des Ladevorgangs des Elektroautos wird der PV-Strom dafür zur Verfügung ge-

stellt. Allerdings muss zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen werden, um das Elektroauto zu laden. Dennoch ist der Bezug aus dem öffentlichen Netz geringer als ohne PV-Anlage.

Im Fall C, der Haushalt verfügt neben der PV-Anlage auch über einen Stromspeicher, wird der in Fall B ins Netz eingespeiste PV-Strom im Batteriespeicher des Haushalts zwischengespeichert, eine Einspeisung ins Netz findet nicht mehr statt. Daher ist es möglich, den Strombedarf des Prosumer-Haushalts deutlich länger ohne Strombezug aus dem Netz abzudecken. So werden im Beispiel die Grundlast des Haushaltes sowie der gesamte Ladevorgang des Elektroautos durch die eigene PV-Anlage und den Batteriespeicher abgedeckt. Insgesamt erhöht der Batteriespeicher den Anteil des verbrauchten Eigenstroms deutlich und sorgt für eine Glättung der Lastkurve, sodass sich für den Prosumer-Haushalt die Strombezugsdauer und die Bezugsspitzen aus dem öffentlichen Stromnetz deutlich reduzieren.

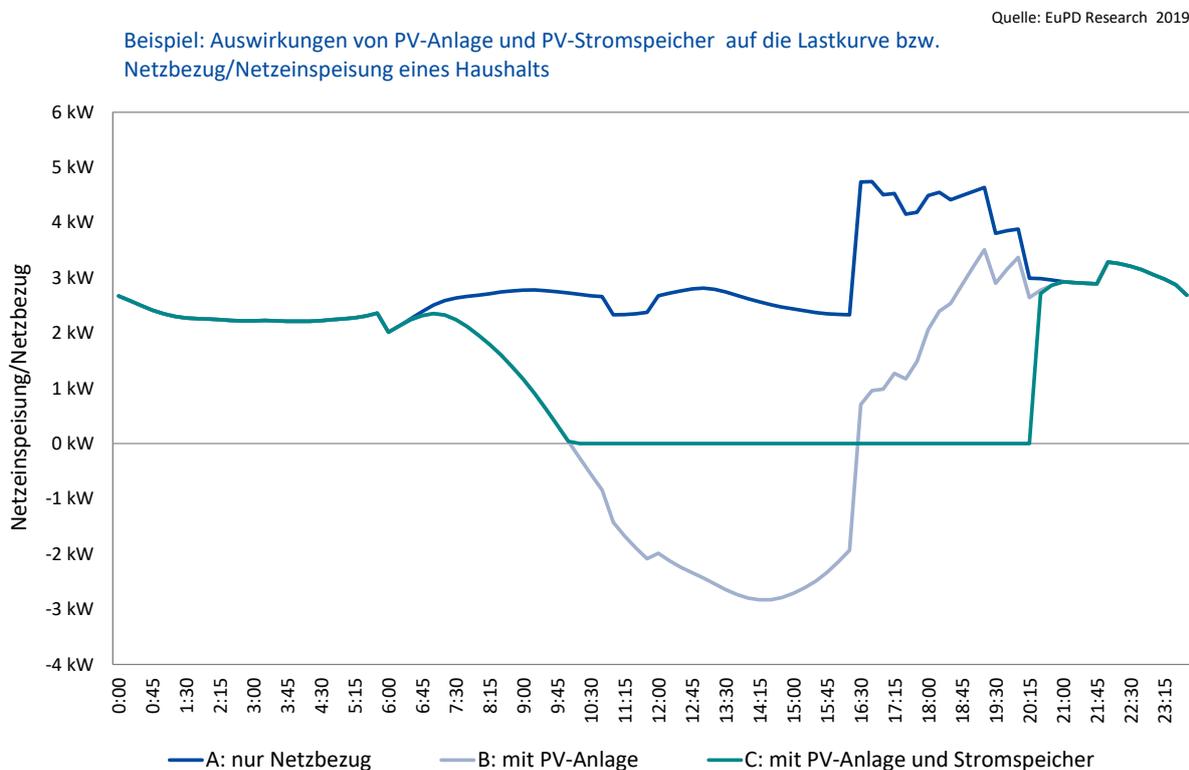


Abbildung 4: Veränderung des Lastprofils bzw. Netzbezug eines Haushalts mit PV-Anlage und Stromspeicher

Voraussetzung für die Umsetzung dieser Potentiale ist ein intelligentes Energiemanagementsystem zur Steuerung der Verbrauchseinheiten und der jeweiligen Ladeflüsse. Es ist zu erwarten, dass durch die zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr die Nutzung von PV-Anlagen und Batteriespeichern im Bereich der privaten Haushalte weiter steigen wird. Aufgrund dieses zusätzlichen Strombedarfs für Mobilitäts- und Wärmelösungen wird die installierte Leistung der PV-Anlage bzw. die Kapazität des Batteriespeichers ebenfalls weiter anwachsen, sodass die Prosumer-Haushalte einen möglichst großen Anteil ihres zusätzlichen Strombedarfs durch die Erzeugung und Speicherung von PV-Eigenstrom abdecken können. Insgesamt bietet eine signifikante Zunahme an Prosumer-Haushalten langfristig ein großes Potential die Endenergienachfrage bzw. den Strombedarf aus dem Netz durch die privaten Haushalte nachhaltig zu verringern.<sup>9</sup>

Der Prosumer-Haushalt ist ein wichtiger Bestandteil einer dezentralen Energieerzeugungsstruktur und bietet zugleich die Möglichkeit, den erzeugten Strom ortsnah zu speichern und zu verbrauchen. Dies bedeutet für den Haushalt eine Glättung der Lastkurve bzw. einen besseren Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage, welcher sich positiv auf den gesamten Strommarkt sowie die Anforderungen und Leistungsfähigkeit der Stromnetze auswirkt. Durch die Möglichkeit, sowohl eigenen PV-Strom zu erzeugen und bedarfsorientiert zu verbrauchen als auch Strom aus dem Netz beziehen bzw. einspeisen zu können, stellen Prosumer eine zusätzliche Flexibilitätsoption für den Strommarkt dar. Dies ist ein wichtiger Aspekt hinsichtlich des weiteren Ausbaus der fluktuierenden Energieerzeugungsleistung der Erneuerbaren Energien, um Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen auszugleichen. Vor allem in Spitzenlastzeitfenstern können Prosumer auf Eigenstrom zurückgreifen und damit die Gesamtstromnachfrage verringern oder ggf. das Gesamtangebot erhöhen. Mit diesem netz- und

systemdienlichen Verbräuchen bzw. Einspeisen leisten Prosumer einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung der Stromnetze. Im Idealfall geht mit einer steigenden Anzahl an Prosumern ein sinkender Ausbaubedarf der Stromnetze einher.<sup>10</sup>

## 2.1.4 Photovoltaik und Elektromobilität

Die Elektrifizierung der Mobilität ist ein wesentlicher Pfad im Weg einer CO<sub>2</sub>-freien Gesellschaft. Mit dem Einsatz von Strom anstelle von Energieträgern wie Diesel oder Benzin verändert sich auch der Umgang mit Energie. Als Nutzer eines Verbrennungsmotors muss regelmäßig die Fahrt zur Tankstelle erfolgen, um den Fahrzeugtank für die nächsten Fahrten wieder zu befüllen. Mit einem Elektromobil kann nun Strom zuhause, am Arbeitsplatz oder unterwegs an öffentlichen Ladesäulen geladen werden. Die Option zuhause und damit auch selbst erzeugten Photovoltaik-Strom zu laden macht die Elektromobilität insbesondere für Besitzer jüngerer PV-Anlagen äußerst attraktiv. Während ältere PV-Anlagen noch hohe Einspeisevergütungen erhalten, refinanziert sich der Betrieb einer PV-Anlage bei Installationen der letzten 5 Jahre überwiegend durch den Eigenverbrauch des Solarstroms. Ein durchschnittliches Elektrofahrzeug verbraucht pro Jahr etwa 2.500 kWh, womit sich je nach Dimensionierung der eigenen Solaranlage der selbst verbrauchte Strom deutlich steigern lässt.

Eine aktuelle Untersuchung aller in Deutschland angebotenen Ladetarife an öffentlichen Ladesäulen zeigt, dass sich die Durchschnittskosten pro geladene Kilowattstunde zwischen 30 und 35 Eurocent bewegen. Aufgrund der hohen Investitionskosten in die Ladeinfrastruktur ist zukünftig mit deutlich steigenden Ladekosten zu rechnen wie bereits der Vorjahresvergleich der deutschlandweiten Ladetarife eindrucksvoll belegt.<sup>11</sup> Eine im Jahr 2020 neu installierte private PV-Anlage weist Strom-

9 Next Kraftwerke GmbH (2018)

10 Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2017b)

11 EUPD Research (2020): Vergleichsanalyse mobiler Ladestromtarife 2020

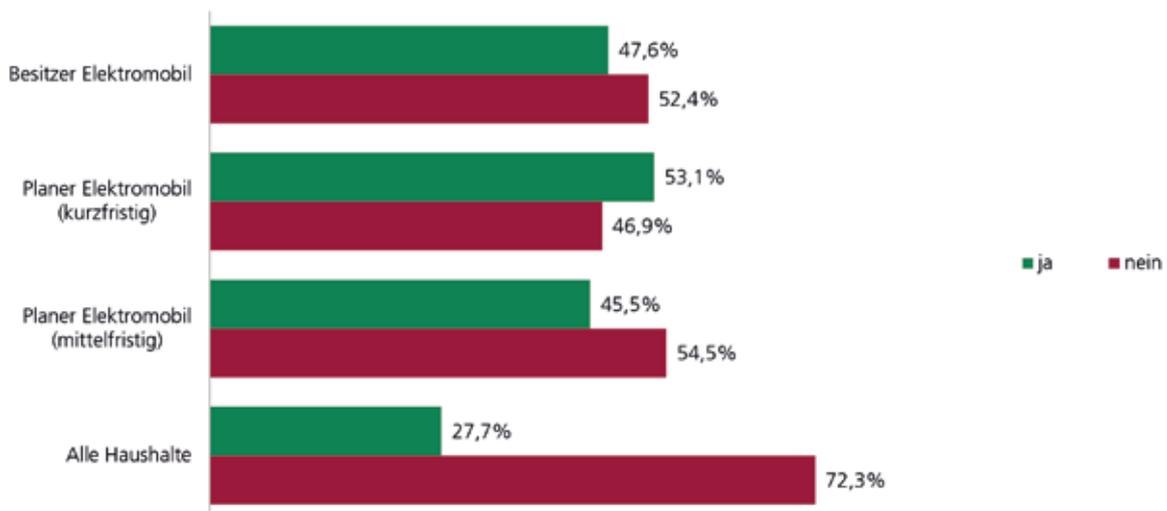
gestehungskosten von unter 10 Eurocent je kWh auf. Hierin offenbart sich ein wesentlicher Vorteil des heimischen Stromladens, da somit zwei Drittel und mehr der Stromkosten des Elektrofahrzeuges eingespart werden können. Gegenüber einem Verbrennungsmotor mit Benzin oder Diesel zeigt sich ein noch größerer Vorteil in den Betriebskosten. Ein Elektrofahrzeug verbraucht etwa 17 kWh je 100 km, was bei der „Betankung“ mit eigenem Solarstrom zu 10 Eurocent folglich 1,70 Euro Stromkosten je 100 km entspricht. Ein konventioneller PkW mit 8 Liter Verbrauch an Superbenzin je 100 km tankt dank günstiger Ölpreise aktuell im Juni 2020 zu etwa 1,15 Euro je Liter. Dies summiert sich auf 9,20 Euro Benzinkosten je 100 km und beträgt somit das 5,4-fache der Stromladung vom eigenen Solardach.

Die Tatsache, dass sich Elektromobilisten anders mit Energie auseinandersetzen lassen Ergebnisse verschiedener Endkundenbefragungen erkennen. Der typische Besitzer oder Planer eines Elektrofahrzeuges ist eher ökologisch interessiert, aber auch bereit, den Umweltschutz aktiv zu unterstützen. So beziehen Elektrofahrzeugbesitzer und -planer bspw. überdurchschnittlich häufig Ökostrom. Gleichmaßen zeigt sich, dass Besitzer und Planer von Elektrofahrzeugen zu etwa 2 Dritteln bereit sind, mehr Geld für erneuerbare Energien als für kon-

ventionell gewonnenen Strom auszugeben. In der Gesamtbevölkerung liegt diese Bereitschaft hingegen lediglich bei der Hälfte der Befragten vor. Regional erzeugter und vor Ort verbrauchter Ökostrom verdeutlicht nochmals stärker den dezentralen Gedanken der Energiewende. Das Verständnis dieser Struktur und auch damit verbundener höherer Kosten lässt sich darin ablesen, dass Elektrofahrzeugbesitzer und -planer knapp doppelt so häufig angeben, eine höhere Zahlungsbereitschaft für regional erzeugten Ökostrom zu besitzen. Bei den vorstehend beschriebenen Kostenvorteilen für selbst erzeugten Solarstrom gegenüber öffentlichen Ladestationen oder gar konventionellen Verbrennungsmotoren verwundert es kaum, dass sich Planer und Besitzer von Elektrofahrzeugen deutlich stärker mit Energiethemen wie Photovoltaik, Speicher und Wallbox auseinandersetzen. Dies lässt sich überdeutlich am Besitz bzw. an der Kaufabsicht erkennen. Entsprechend ist aus folgender Tabelle abzulesen, dass die Besitzer eines Elektromobils in 38% der Fälle auch eine eigene PV-Anlage besitzen und jeder Zweite über eine private Lademöglichkeit durch eine Wallbox verfügt. Bei den zukünftigen Besitzern von Elektrofahrzeugen bestätigt sich dies eindeutig, so dass die Anschaffung einer Solaranlage sehr häufig bereits geplant ist. Noch stärker zeigt sich die Kaufbereitschaft für eine Wallbox, um zuhause laden zu können.

### Würden Sie für lokal / regional erzeugte Energie einen höheren Preis zahlen?

Quelle: EUPD Research 2019



n=10.428

Abbildung 5: Ökostrom

		Elektromobil		
		Besitzer	Planer (Morgen)	Planer (Übermorgen)
Photovoltaik	Besitzer	38,1%	9,5%	8,7%
	Planer (Morgen)	4,8%	28,0%	7,9%
	Planer (Übermorgen)	9,5%	15,6%	25,2%
Wallbox	Besitzer	50,0%	3,7%	0,0%
	Planer (Morgen)	17,9%	61,7%	20,4%
	Planer (Übermorgen)	0,0%	14,8%	43,7%

Abbildung 6: Tabelle PV E-Auto

Im Kontext der Elektromobilität besitzen Stromspeicher verschiedene Funktionen. An prominentester Stelle steht der Einsatz im Elektrofahrzeug als mobiler Energiespeicher. Im Haus wird der Stromspeicher eingesetzt, um den Tag-Nacht-Ausgleich zu ermöglichen und damit die Ladung des Elektrofahrzeuges auch in den Abend- und Nachtstunden noch mit selbst erzeugtem Solarstrom zu ermöglichen. Somit kann die solare Deckung des Stromtankens insbesondere im Sommerhalbjahr auf 100 Prozent gesteigert werden wie Analysen belegen.<sup>12</sup> Im Fall der öffentlichen Ladeinfrastruktur der Elektromobilität nimmt die Bedeutung von Speichern als Alternative zum Netzausbau deutlich zu. Aufgrund stark ansteigender Ladeleistungen der DC-Ladesäulen werden zunehmend Speicher in direkter Verbindung zu den Ladepunkten eingesetzt, um die hohen Leistungen abdecken zu können. Der Trend zu stark steigender Ladeleistung steht gegenwärtig noch am Anfang der Entwicklung. Um die Ladezeiten zu verringern, wird hier eine weitere Zunahme erwartet.

12 EUPD Research (2019): Der deutsche Photovoltaik-Markt als Triebfeder für Elektromobilität

## 2.2 Wirtschaft

Die Stromnachfrage im Industrie- und Gewerbebereich macht einen Großteil des inländischen Stromverbrauchs aus. Basierend auf den Prognosen des Statistischen Bundesamts wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass die deutsche Wirtschaft bis 2030 jährlich um 1,1% wächst. Weiterhin wird von einer Wirtschaftsleistung von rund 3.915 Milliarden Euro im Jahr 2030 ausgegangen.<sup>13</sup>

Zusätzlich besteht die Annahme einer leichten Strukturanpassung der Wirtschaft vom sekundären zum tertiären Sektor analog zur Energiereferenzprognose der Prognos AG.<sup>14</sup> So nimmt der Anteil des tertiären Sektors an der Bruttowertschöpfung zu, während der Anteil des sekundären Sektors sich verringert. In absoluten Zahlen steigt die Bruttowertschöpfung in den beiden Bereichen aufgrund des Wirtschaftswachstums.

Der Industriesektor besitzt den höchsten Anteil am Stromverbrauch in der Wirtschaft. Dieser lag im Jahr 2018 bei rund 237 TWh und steigt aufgrund der Zunahme der Bruttowertschöpfung sowie eines zunehmenden industriellen Einsatzes von Strom annahmegemäß auf rund 274 TWh im Jahr 2030 an. Zwar sinkt aufgrund der angenommenen Energieeffizienzsteigerung von 0,5% pro Jahr der Stromverbrauch je Milliarde Euro Umsatz, dies wird allerdings durch die Auswirkungen der steigenden Bruttowertschöpfung überkompensiert. Im Jahr 2040 wird für den Stromverbrauch im Industriesektor ein weiterer Anstieg auf 358 TWh erwartet.

Ebenso wie im Industriesektor verändert sich der Stromverbrauch im Gewerbesektor in Abhängigkeit von der Bruttowertschöpfung. Ferner wird hier ebenfalls die Energieeffizienzsteigerung von 0,5% pro Jahr durch den Anstieg der Bruttowertschöpfung überkompensiert. Entsprechend nimmt der Stromverbrauch im Gewerbesektor von 142 TWh in 2018 auf rund 158 TWh im Jahr 2030 zu. Für 2040 wird erwartet, dass sich der Stromverbrauch im Gewerbesektor analog zur steigenden Bruttowertschöpfung auf 172 TWh erhöht.

Der Bereich Landwirtschaft besitzt einen vergleichsweise geringen Anteil an der gesamten Stromnachfrage von rund zehn TWh im Jahr 2018.<sup>15</sup> Es wird angenommen, dass sich der Stromverbrauch in diesem Sektor bis zum Jahr 2040 bei ca. neun TWh stabilisiert.

Der Stromverbrauch im Schienenverkehr hat in der Vergangenheit nur marginale Veränderungen zu verzeichnen und lag konstant bei zwölf TWh.<sup>16</sup> Es wird angenommen, dass der Stromverbrauch in diesem Segment bis 2040 leicht auf elf TWh absinkt.

## 2.3 Sektorenkopplung

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende bedingt neben dem Einsatz von erneuerbaren Energien im Stromsektor ebenfalls grundlegende Anpassungen und Innovationen im Mobilitäts- und Wärmesektor. Die Sektorenkopplung beschreibt in diesem Kontext die Verwendung von erneuerbar erzeugtem Strom und Gas in sektorenübergreifenden Anwendungen, d.h. im Wärme- und Mobilitätssektor.

13 Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2019a)/ Statista (2019)

14 Prognos AG et. al. (2014)

15 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2016)

16 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2018)

## 2.3.1 Elektromobilität

Anfang 2020 liegt der Bestand an Elektrofahrzeugen bei knapp 240.000, wobei den größten Anteil dabei mit nahezu 137.000 Fahrzeugen die rein elektrisch betriebenen PKWs (BEV) einnehmen.<sup>15</sup> Der jährliche Stromverbrauch dieses Fahrzeugparks an Elektrofahrzeugen erreicht aktuell 1 TWh.

Aktuell ist der Bestand an öffentlichen Ladesäulen mit 13.000 bei der Bundesnetzagentur registrierten Ladesäulen eher gering.<sup>17</sup> Mit dem Bundesprogramm Ladeinfrastruktur wird der flächendeckende Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland gefördert. Dafür investiert die Bundesregierung rund 300 Mio. Euro, um bis 2020 rund 15.000 Ladesäulen in ganz Deutschland zu errichten. Förderanträge können von privaten Investoren, Städten und Gemeinden gestellt werden.<sup>18</sup> Ebenso wurde im Koalitionsvertrag festgesetzt, die Elektromobilität mit 100.000 Ladepunkten bis zum Jahr 2020 zu fördern.<sup>19</sup> Laut BDEW gibt es in Deutschland aktuell rund 17.400 Ladepunkte, wodurch das

Ziel von 100.000 Ladepunkten erst in den darauffolgenden Jahren erreichbar scheint.<sup>20</sup>

Trotz umfangreicher Bemühungen und Förderangebote (z.B. Umweltbonus) wird das von der Bundesregierung im Jahr 2010 festgesetzte Ziel, eine Million E-Autos bis 2020 auf die deutschen Straßen zu bringen, laut der Nationalen Plattform für Elektromobilität (NPE) voraussichtlich erst im Jahr 2022 erreicht.<sup>21</sup>

Die NPE geht weiterhin davon aus, dass bis zum Jahr 2030 rund 7 bis 10 Millionen PKWs mit einem hybriden (PHEV) oder rein elektrischen Antrieb (BEV) zugelassen sein werden.

Angesichts des sich verzögernden Ausbaus der Ladeinfrastruktur für Elektroautos wird in dieser Studie von dem minimalen Ziel von rund 7 Millionen PKW (BEV & PHEV) im Jahr 2030 ausgegangen. Unter Berücksichtigung der weiteren E-Fahrzeuge wie Krafträder, leichte Nutzfahr-

Prognose der Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen

Quelle: EuPD Research 2019

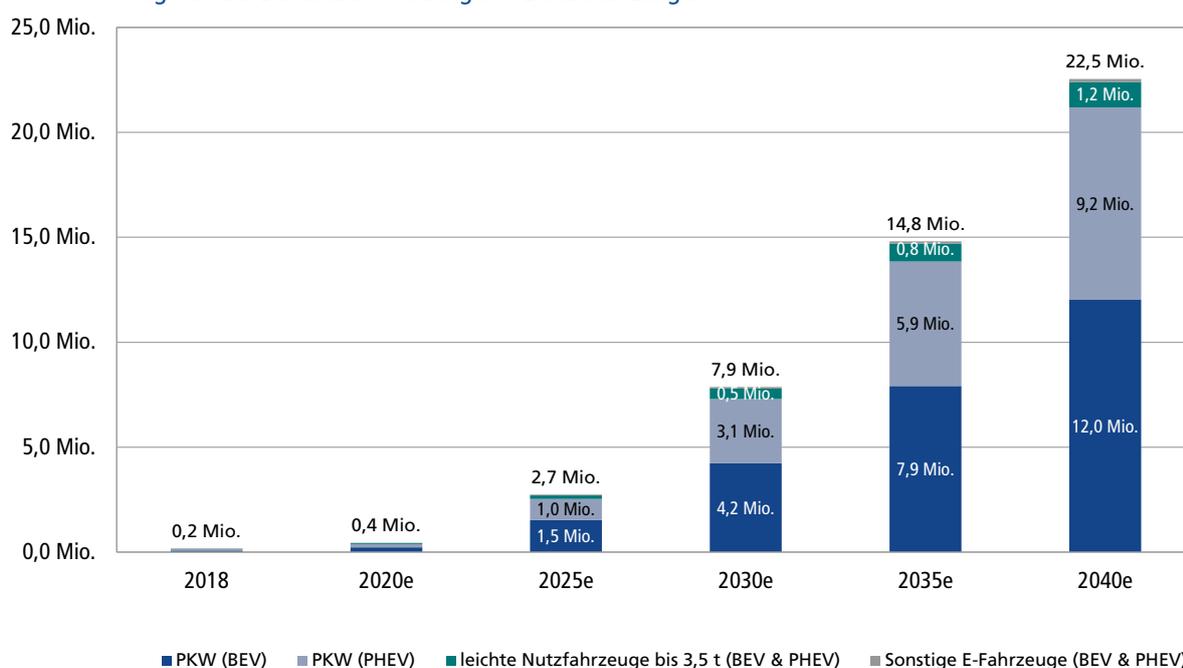


Abbildung 7: Prognose Elektrofahrzeuge

17 Bundesnetzagentur 2020

18 Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2017)

19 Bundesregierung (2018)

20 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019)

21 Nationale Plattform Elektromobilität (2018)

zeuge bis 3,5 t sowie Busse, LKWs bis 12 t, Zugmaschinen und sonstige KfZ erhöht sich der Bestand an E-Fahrzeugen bis 2030 auf ca. 8 Millionen (vgl. Abb. 7). Unter Berücksichtigung der jeweiligen Stromverbräuche der verschiedenen E-Fahrzeuge wird ein zusätzlicher Strombedarf von ca. 26 TWh im Jahr 2030 prognostiziert. Es wird die Annahme getroffen, dass sich die Fahrleistung und der Verbrauch je Kilometer im Zeitverlauf nicht wesentlich ändern. In 2040 wird sich die Zahl der Elektrofahrzeuge auf rund 22,5 Millionen erhöhen, der Stromverbrauch wird mit rund 70 TWh erwartet.

## 2.3.2 Wärme

Im Wärmebereich stehen heute unterschiedliche Technologien am Markt zur Verfügung, die primär Strom zur Wärmeerzeugung verwenden. Dazu zählen klassische Elektroheizungen wie Nachtspeicherheizungen, aber auch innovative Power to Heat-Lösungen wie bspw. Direktheizungssysteme (Infrartheizungen, Wandheizungen etc.). Wärmepumpen stellen heute eine der wichtigsten Heizungstechnologien, insbesondere im Wohnungsneubau, dar.

Aufgrund der technischen Rahmenbedingungen ergibt sich ein Fokus der Wärmepumpeninstallationen im Neubau. Diese Restriktion wird zukünftig aufweichen, aber nicht grundsätzlich verschwinden, wodurch sich eine Limitierung des jährlichen Zubaus an Wärmepumpen abzeichnet. Im Rahmen dieser Studie wird die Annahme getroffen, dass sich der Bestand an Wärmepumpen in privaten Haushalten bis 2030 auf mehr als 1,8 Millionen Anlagen verdoppeln bzw. bis 2040 auf ca. 3,1 Millionen Anlagen erhöhen wird (vgl. Abb. 8).

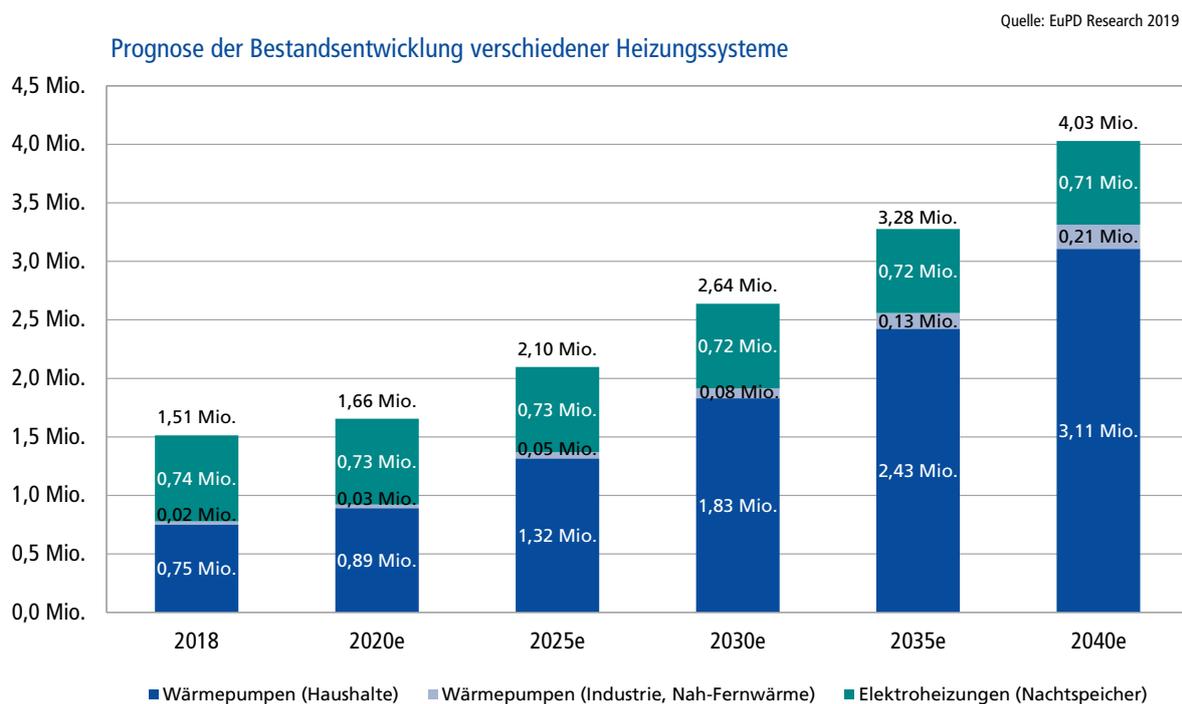


Abbildung 8: Prognose Heizungssysteme

Der Bestand an klassischen Elektroheizungen wird sich langfristig (2040) auf ca. 700.000 Anlagen reduzieren bzw. durch innovative Direktheizungssysteme teilweise ersetzt werden. Es wird unterstellt, dass sich deren Anzahl von heute ca. 120.000 auf mehr als 160.000 Anlagen im Jahr 2030 erhöhen und sich auf ca. 380.000 Systeme im Jahr 2040 mehr als verdreifachen wird. Der damit verbundene Stromverbrauch wird von heute ca. 2,9 TWh auf 6,4 TWh im Jahr 2030 und 10,8 TWh im Jahr 2040 ansteigen. Gegenüber heute (Vergleichsjahr 2019) ergibt sich daraus ein Mehrbedarf an Strom von ca. 3,5 TWh in Jahr 2030 und ca. 8 TWh im Jahr 2040.<sup>22</sup>

Hinsichtlich des Einsatzes von Wärmepumpen in der gewerblichen und industriellen Prozesswärme geht diese Studie von einem bereits heute bestehenden Stromverbrauch von ca. 12,5 TWh aus. Durch den erwarteten zunehmenden Einsatz von (Groß-) Wärmepumpen unterstellt diese Studie für das Jahr 2030 einen Stromverbrauch von 41,9 TWh in diesem Segment, der bis zum Jahr 2040 auf sogar 107,9 TWh steigen wird. Der Strommehrbedarf gegenüber dem heutigen Stand liegt damit bei ca. 30 TWh im Jahr 2030 und schätzungsweise 100 TWh im Jahr 2040.<sup>23</sup>

Für den gesamten Wärmebereich wird der Stromverbrauch von heute ca. 20,3 TWh auf 53,5 TWh im Jahr 2030 und 124,8 TWh im Jahr 2040 ansteigen. Damit ist ein entsprechender Mehrbedarf von 33 TWh bis 2030 bzw. ca. 105 TWh in 2040 verbunden.

22 Diese Hochrechnung je Technologie fußt auf folgenden mittleren Stromverbräuche pro Anlage und Jahr: Wärmepumpen: 3.500 kWh, klassische Elektroheizung: 6.000 kWh, neue Direktheizungssysteme: 4.800 kWh. Die berechneten Werte zum jeweiligen Anlagenbestand und des kumulierten Strommehrverbrauchs beziehen sich ausschließlich auf Primärheizungssysteme für Wohnungen bzw. Wohngebäude. Bei Wärmepumpen werden Ein- und Zweifamilienhäuser berücksichtigt, bei Elektroheizungen und Direktheizungssystemen erfolgt die Berechnung exemplarisch für eine 50 qm-Wohnung.

23 Die Hochrechnung basiert auf den Annahmen, dass die industriell genutzten Wärmepumpen einen Betrieb von 1.700 Volllaststunden aufweisen, die mittlere Anlagenleistung bei 300 MW liegt und pro Jahr um 0,5% zunimmt.

### 2.3.3 Power to X-Technologien

Mit Power to X wird die Umwandlung von Strom in die Energieträger Gas (Power to Gas), Wärme (Power to Heat) und Treibstoff (Power to Liquids) beschrieben. Insbesondere die flexible Sektorkopplung mit den erneuerbaren Technologien Photovoltaik und Windenergie bietet die Möglichkeit, erneuerbare Stromüberschussproduktion zur Wasserstoff-Elektrolyse zu verwenden und somit Strom aus erneuerbaren Energiequellen saisonal zu speichern.<sup>24</sup>

Power to Gas bezeichnet die Umwandlung von Strom in den Energieträger Gas, insbesondere durch die Wasserelektrolyse bzw. Wasserstoff-Methanisierung. Die Gase Wasserstoff und Methan finden bereits heutzutage vielseitige Verwendung in den Bereichen Wärme und Industrie – allerdings werden diese Gase aktuell nahezu vollständig aus nicht-erneuerbaren Quellen erzeugt. Aktuelle Hindernisse eines vielfachen Einsatzes von Wasserstoff und Methan sind hohe Elektrolysekosten und noch vergleichsweise geringe Wirkungsgrade, die zu hohen Energieverlusten in der Umwandlung führen.

Ein großes Potential dagegen bietet der kontinuierliche Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen für den Aufbau entsprechender Elektrolysekapazitäten. Deren volatile Stromerzeugung kann entsprechend bei Stromüberschüssen zur Wasserstoffelektrolyse verwendet werden. Dieser Wasserstoff steht zur späteren Verwendung in den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie zur Verfügung. Diese Erzeugung von Wasserstoff aus regenerativem Strom liefert einen wichtigen Beitrag zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auch in den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie.

In einem weiteren Schritt kann unter Zufuhr von Kohlenstoffdioxid Methan bzw. synthetisches Methangas hergestellt werden. Dieses „grüne“ Gas kann in die Gasnetzinfrastruktur eingespeist und

24 Energieagentur.NRW (o.J.)

gemeinsam mit Erdgas zur Wärmeerzeugung verwendet werden. Damit ist ein deutliches Potential zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Wärmebereich verbunden. Es wird erwartet, dass der Anstieg des Zubaus der erneuerbaren Energien zu einem Wachstum der installierten Elektrolyseleistung und somit zu einer Vergünstigung der Produktionskosten von Wasserstoff und Methan führen wird.<sup>25</sup>

Power to Liquid beschreibt den Prozess, aus Wasserstoff unter Zufuhr von CO<sub>2</sub> ein Synthesegas herzustellen, welches zu flüssigem Kraftstoff (E-Fuels) weiterverarbeitet werden kann. Diese Kraftstoffe bieten im Verkehrssektor vor allem im Flug-, Schiff- und Güterverkehr großes Potential, da hier eine hohe Energiedichte benötigt wird und geringe Anpassungen an aktuelle Verbrennungsmotoren und Betankungsinfrastrukturen nötig sind. In diesen Aspekten verfügen die E-Fuels über einen Wettbewerbsvorteil gegenüber der Elektromobilität. Allerdings sind diese Kraftstoffe derzeit noch verhältnismäßig teuer, da zur Produktion ein hoher Energie- und Ressourcenaufwand nötig ist.<sup>26</sup>

### 2.3.3.1 Power to Gas im Verkehr

Im Vergleich der Wasserstoff- mit der Elektromobilität im Bereich des Personenverkehrs ist die Elektromobilität in der aktuellen Diskussion zu klimafreundlichen Mobilitätsangeboten erheblich präsenter als die Wasserstoffmobilität. Derzeit ist eine geringe Anzahl von 386 Wasserstofffahrzeugen beim Kraftfahrtbundesamt registriert. Ebenso kommt die Ladeinfrastruktur für Wasserstofffahrzeuge eher langsam voran – hier spielen ebenfalls die hohen Kosten eine wesentliche Rolle. Ende 2018 waren deutschlandweit rund 70 Wasserstofftankstellen in Betrieb, weitere 25 Tankstellen sind in Realisierung<sup>27</sup>. Bis 2023 ist der Bau von rund 400 Wasserstofftankstellen deutschlandweit geplant.<sup>28</sup>

25 Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie/ Smolinka et.al. (2018)

26 Deutsche Energieagentur (o.J.)

27 H2 Mobility Deutschland GmbH (2019)

28 Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (2017)

Die niedrigen Absatzzahlen von Wasserstofffahrzeugen sind vor allem auf die hohen Kaufpreise zurückzuführen, daher wird bis 2025 von einem eher langsamen Wachstum ausgegangen. Aufgrund technologischer Innovationen, sinkender Preise sowie des Ausbaus der Ladeinfrastruktur, wird ab dem Jahr 2025 ein stärkeres Wachstum unterstellt. Im Studienrahmen wird von einem Bestand von 10.000 Wasserstoffautos zum Jahr 2030 ausgegangen. Dies ergibt, unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Verbrauchs von 0,24 kWh/km und einer jährlichen Fahrleistung von 14.000 km<sup>29</sup>, einen zusätzlichen Strombedarf von 33,6 GWh. Unter der Annahme technologischen Fortschritts und weiterhin sinkender Kosten auf dem Gebiet der Wasserstoffmobilität, wird für das Jahr 2040 ein zusätzlicher Strombedarf von rund 6,7 TWh für zwei Millionen Wasserstofffahrzeuge im Personenverkehr antizipiert.

In der Luft- und Schifffahrt bietet Wasserstoff ebenfalls die Möglichkeit als alternative Antriebsform für erheblich CO<sub>2</sub>-ärmere Mobilitätsoptionen verwendet zu werden. Aktuell befindet sich die Nutzung von Power to Gas/Liquids in der Luft- und Schifffahrt jedoch noch im Forschungsstadium und ist bisher noch nicht über die Entwicklung von Prototypen hinaus gekommen. Ein großes Potential bietet zudem die Option, den mit erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff als Basis zur Herstellung von Synthesegasen bzw. synthetischen Kraftstoffen, sogenannten E-Fuels, zu verwenden. Diese benötigen kaum Anpassungen der bestehenden Verbrennungsmotorentechnologien oder Betankungsinfrastruktur und haben eine hohe Energiedichte, sodass sie sich gut für lange Strecken und schwere Verkehrsmittel eignen. Aktuell sind die Umwandlungskosten von Wasserstoff zu E-Fuels relativ hoch. Es wird angenommen, dass diese dank weiterer technologischer Forschung und des stetigen Ausbaus von erneuerbaren Energien günstiger werden.<sup>30</sup>

29 ADAC Stiftung (2018)

30 dena (2017)

Daher wird davon ausgegangen, dass im Bereich Luft- und Schifffahrt im Jahr 2030 bereits ein zusätzlicher Strombedarf zum Betrieb der erforderlichen Elektrolysekapazitäten von 7,5 TWh in 2030 und in 2040 von 53 TWh entsteht.

### 2.3.3.2 Power to Gas in der industriellen Nutzung

In der Industrie wird Wasserstoff bereits vielfältig genutzt – beispielsweise bei der Herstellung von Ammoniak und Methanol sowie bei der Stahlproduktion. Zudem wird Wasserstoff auch in Raffinerien benötigt. Aktuell wird dieser Wasserstoff hauptsächlich durch Dampfreformierung mithilfe von Erdgas erzeugt. Hier bietet der aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen erzeugte und gespeicherte Wasserstoff ein enormes Potential, da er den konventionellen Wasserstoff aus nicht-erneuerbaren Quellen komplett ersetzen kann. Der gesamte Wasserstoffbedarf in der Industrie lag in 2015 bei 71 TWh<sup>31</sup>. Dabei entfiel der größte Bedarf mit 24,8 TWh auf die Raffinerien. Die restlichen 46,2 TWh verteilen sich auf die Herstellung von Ammoniak sowie Methanol und den sonstigen Anwendungen inklusive der Stahlherstellung.

In dieser Studie wird analog zur Prognose der Forschungsstelle für Energiewirtschaft davon ausgegangen, dass der Wasserstoffbedarf in der industriellen Prozesswärme bis 2030 konstant bleibt, während der Bedarf in Raffinerien zurückgeht. Dieser Rückgang wird auf einen zurückgehenden Mineralölbedarf durch die zunehmende Bedeutung des Stroms in den Sektoren Mobilität und Wärme zurückgeführt.<sup>32</sup> Somit wird ein Wasserstoffbedarf zur industriellen Nutzung von 60,1 TWh in 2030 und 53,1 TWh in 2040 angenommen. Es wird die Annahme getroffen, dass im Jahr 2030 rund 25% des Wasserstoffbedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt wird – im Jahr 2040 wird die Erreichung von rund 50% unterstellt. Demnach würde sich der

Wasserstoffbedarf aus erneuerbaren Quellen auf 15 TWh in 2030 und auf 26,6 TWh in 2040 belaufen.

### 2.3.3.3 Power to Gas zur Wärmeerzeugung

Im Heizungs- und Wärmemarkt im Sektor der privaten Haushalte bestehen erhebliche Potentiale für den Einsatz von Wasserstoff und synthetischem Methangas („grünes Gas“) in Brennstoffzellenheizungen oder als Zusatz zum Erdgas bei bestehenden Gasheizungen (insb. moderne Brennwertkessel). Gegenwärtig ist der Bestand an Wasserstoff-basierten Heizungssystemen jedoch noch ein Nischenmarkt. Hingegen wird bei der Einspeisung von synthetischem Methangas ins Gasnetz in einzelnen Netzgebieten bereits ein Anteil von 20% Wasserstoff bzw. Methangas erreicht.<sup>33</sup>

Im Rahmen der vorliegenden Analyse wird die Annahme getroffen, dass die Einspeisung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methangas ins Gasnetz sukzessive zunimmt und im Jahr 2040 ein Anteil von 20% des zur Wärmeerzeugung verwendeten Gasverbrauchs erreicht wird. Des Weiteren wird eine Zunahme des gesamten jährlichen Erdgasverbrauchs von 0,5% pro Jahr unterstellt, sodass der Bedarf an synthetischem Methangas, entsprechend des jährlichen prozentualen Anteils, auf 70,5 PJ im Jahr 2030 und 248,9 PJ im Jahr 2040 ansteigen wird. Zudem wird im Elektrolyseprozess eine stetige Verringerung der Umwandlungsverluste unterstellt<sup>34</sup>, sodass der Mehrbedarf an erneuerbarem Strom zur Erzeugung von Wasserstoff und „grünem Gas“ bei 31,4 TWh im Jahr 2030 und ca. 83,3 TWh im Jahr 2040 liegen wird.

31 Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2017)

32 Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2017)

33 industr.com (2019)

34 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.(2017)

### 2.3.3.4 Rückverstromung

In einer zukünftigen Stromversorgung mit einem hohen Anteil an fluktuierenden Energieträgern Wind und Photovoltaik kommt der Speicherung der anfallenden Strommengen die höchste Bedeutung zu. Neben dem Tag-Nacht-Ausgleich der solaren Stromerzeugung ist insbesondere eine saisonale Speicherung über Wochen und Monate zur Versorgungssicherheit notwendig. Bei der Speicherung großer Strommengen über längere Zeiträume eignen sich aktuell verfügbare Lithiumbatterien nur bedingt, da diese den Strom nur über einen kurzen Zeitraum speichern können. Im Fokus auf eine saisonale Speicherung kommt die Speicherung durch Wasserstoff zum Einsatz, womit sich die Energie auch über Wochen und Monate speichern lässt.

Bei der Speicherung mit Wasserstoff wird der überschüssige Strom, der durch die Erneuerbare-Energien-Anlagen in Zeiten von Spitzenlasten produziert wird, durch die Wasserelektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt. Dieser wiederum kann in Gasspeichern gelagert werden und mithilfe von Brennstoffzellen wieder zu Strom umgewandelt werden, um einen Nachfrageüberschuss nach Strom auszugleichen. Diese Rückverstromung geht allerdings mit hohen Energieverlusten einher, denn nicht nur bei der Umwandlung in Wasserstoff, sondern auch bei der Rückumwandlung in Strom entstehen hohe Energieverluste. Entsprechend werden aktuell durch die Wasserstoffherzeugung und der Rückverstromung nur geringe Wirkungsgrade von 35 bis 43% erzielt.<sup>35</sup> Basierend auf Forschungsergebnissen wird ein stetiger Rückgang der Umwandlungsverluste im Prozess der Wasserstoffgewinnung und Rückverstromung prognostiziert, sodass bis 2030 ein Gesamtwirkungsgrad von 65% und in 2040 von 75% unterstellt wird.<sup>36</sup>

## 2.4 Energieeffizienz

Die Energieeffizienz stellt, in der Diskussion um die Erreichung der Klimaschutzziele, eine große und wichtige Stellschraube dar. Anhand politischer Regulierungen und Maßnahmen wird versucht, Energieeffizienzsteigerungen in den Sektoren Wärme, Strom und Mobilität zu erreichen.

In der Vergangenheit wurden Effizienzsteigerungen sowohl in den privaten Haushalten als auch in der Industrie durch Stromverbrauchssteigerungen überkompensiert. Dies lässt sich durch den „Rebound-Effekt“ erklären – dieser beschreibt den Zustand, wenn Effizienzzunahmen eine steigende Nachfrage bzw. Nutzung eines Produktes bewirken. Die Ursache für die erhöhte Nachfrage liegt nicht nur in den ökonomischen Faktoren durch geringere Kosten; ebenso können psychologische und soziale Gründe eine wichtige Rolle spielen. Ein aktuelles Beispiel lässt sich in der Mobilität beobachten: PKWs werden durch technischen Fortschritt effizienter hinsichtlich des Verbrauchs, allerdings besteht bereits seit rund zehn Jahren ein Trend zu größeren Automobilen und Geländewagen – den sogenannten SUVs (Sport Utility Vehicle). Die Einsparungen durch die effizienteren Antriebe werden durch größeres Gewicht der Fahrzeuge, stärkere Motoren und damit einhergehend einen höheren Verbrauch erheblich überkompensiert. Zwar konzentriert sich die Mobilität aktuell zunehmend auf elektrisch angetriebene Fahrzeuge – doch auch hier ist mit einem steigenden Stromverbrauch durch größere und leistungsstarke Fahrzeugmodelle zu rechnen.

35 Fraunhofer IWES (o.J.)/ Fachmagazin Internationales Verkehrswesen (2019)/ PV Magazine (2018)

36 Die Dimensionierung entsprechender Kapazitäten zur Rückverstromung erfolgt in Abschnitt A 6.

Ähnliche Rebound-Effekte lassen sich auch in der Industrie feststellen. Vor allem für gewerbliche und industrielle Großabnehmer bzw. stromintensive Unternehmen mit einem Verbrauch von mindestens 7.000 Volllaststunden pro Jahr, bietet die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) unterschiedliche Abrechnungsformen zur Netzentgelt-optimierung. Da die Abrechnungssystematik einen steigenden Stromverbrauch relativ betrachtet mit geringeren Netzentgelten belastet, liegt damit hier ein Anreizproblem hinsichtlich der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen vor. Diese Problematik besteht ebenfalls im Rahmen der Diskussion bzgl. eines höheren CO<sub>2</sub>-Preises und einer gleichzeitigen, vermeintlich kompensatorischen Entlastung durch den möglichen Wegfall der EEG-Umlage oder Stromsteuer.<sup>37</sup>

In den Berechnungen der vorliegenden Studie wird von einer allgemeinen jährlichen Energieeffizienzsteigerung von 0,5% über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2040 ausgegangen. Die entspricht der Hälfte des von der Bundesregierung anvisierten Zielpfades.

## 2.5 Deutsche Stromnachfrage bis 2040

Die weitreichenden Auswirkungen der globalen Corona-Virus Pandemie lassen bereits heute für das Jahr 2020 einen massiven Einbruch der deutschen Wirtschaftsleistung erkennen. Infolge umfangreicher Produktionsstopps bzw. Einschränkungen der Betriebstätigkeit sowie Begrenzungen der Reise- und Kontaktmöglichkeiten ist für Deutschland in 2020 ein deutlich reduzierter Stromverbrauch zu erwarten. Nach 512 TWh in 2019 wird ein Rückgang auf 498 TWh in 2020 antizipiert. Während in privaten Haushalten ein nahezu konstanter Stromverbrauch unterstellt wird, zeigen erste Auswertungen des Monats April 2020 auf einen deutlichen Rückgang des Strombedarfes in der Wirtschaft sowie im Schienenverkehr hin.<sup>38</sup>

Unabhängig der krisenbedingt verringerten Stromnachfrage haben in Deutschland Transformationsprozesse begonnen, die den zukünftigen Bedarf an Strom stark erhöhen werden. Im Verkehrssektor wird mit einem stetig steigenden Anteil an teil- und vollelektrischen Fahrzeugen der Stromverbrauch von heute etwa 1 TWh auf bereits auf 9 TWh in 2025 zunehmen. In der Periode nach 2025 beginnt

### Nettostromverbrauch bis 2040

Quelle: EUPD Research 2020

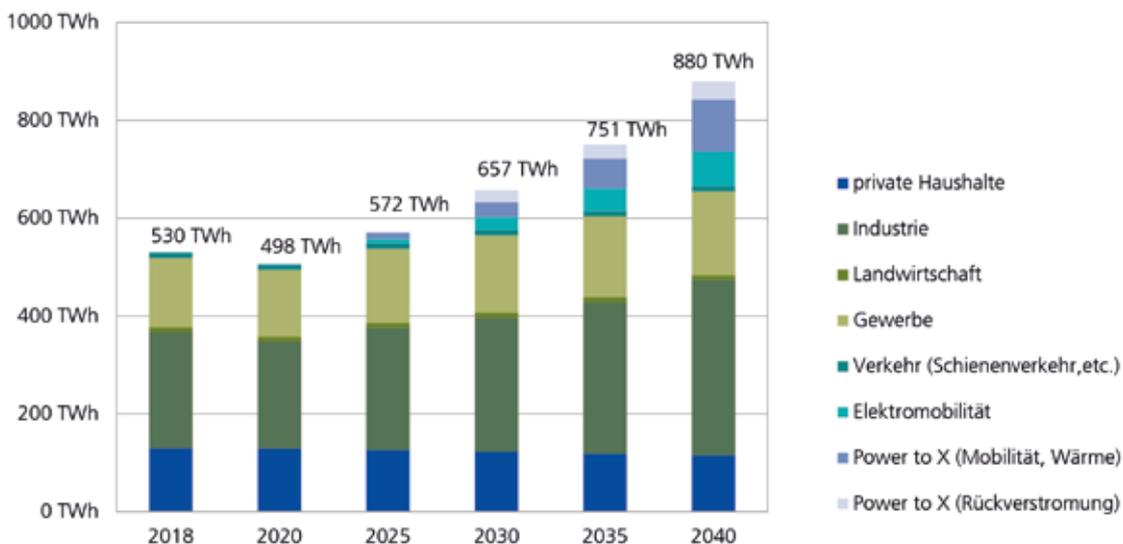


Abbildung 9: Prognose Nettostromverbrauch Deutschland 2040

37 Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (2019)

38 BDEW 2020

gemäß den Prognosen ein signifikanter Wachstumspfad der Elektromobilität in Deutschland, was mit einer Verzehnfachung der Anzahl an Elektroauto auf insgesamt 22,5 Mio. Fahrzeuge bis 2040 einhergeht. Analog hierzu entwickelt sich die benötigte Strommenge der Elektromobilität, die auf 70 TWh im Jahr 2040 ansteigt.

Ein noch größerer Zuwachs in der Stromnachfrage wird zukünftig im Bereich „Power to X“ erwartet. Der Einsatz von Wasserstoff bzw. synthetischen Gasen stellt für die industrielle Verwendung, die Wärmeerzeugung sowie für die Wasserstoffmobilität eine signifikante Komponente zur Dekarbonisierung dar, indem dadurch fossile Brennstoffe ersetzt werden. Bis zum Jahr 2025 wird der Anstieg des Strombedarfes in der Elektrolyse auf 14 TWh beziffert.

Nach 2025 wird eine weitere deutliche Erhöhung der „Power to X“ Kapazitäten und damit einhergehend des Strombedarfes dieses Bereiches erwartet. Zur Bereitstellung von Wasserstoff für Mobilität und Wärmeerzeugung nimmt der jährliche Strombedarf auf 107 TWh in 2040 zu.

Der zunehmende Anteil der fluktuierenden Energiequellen Photovoltaik und Windenergie bedingt den Aufbau zusätzlicher Kapazitäten an Elektrolyseeinheiten, um die saisonalen Schwankungen dieser Energiequellen auszugleichen.

Entsprechend wird in wind- oder sonnenstarken Zeiten mittels der Elektrolyse Wasserstoff gewonnen und eingespeichert. In Phasen mit Erzeugungsgap erfolgt dann die Rückverstromung dieses Wasserstoffs. Sowohl die Wasserstoffgewinnung als auch dessen Rückverstromung sind mit hohem Energieaufwand verbunden. Im Jahr 2040 wird hier ein Stromaufwand von 37 TWh antizipiert.

Insgesamt ergibt sich zwischen 2018 und 2030 ein Anstieg des Nettostromverbrauches von 20%, was einer durchschnittlichen jährlichen Steigerungsrate von 1,5% entspricht. Infolge des beschriebenen Strombedarfes insbesondere in den Bereichen „Power to X“ und Elektromobilität wird in der Folgeperiode von 2030 bis 2040 von einer Verdopplung des jährlichen Wachstums des Strombedarfes auf drei Prozent ausgegangen. Daher wird bis zum Jahr 2040 mit einem Anstieg des Nettostromverbrauches in Deutschland auf 880 TWh gerechnet (vgl. Abb. 9)



## 3. PROGNOSE DES STROMANGEBOTES

### 3.1 Fossile Energieträger

#### 3.1.1 Kernenergie

Die Nutzung von Kernenergie zur Stromerzeugung wird in Deutschland im Zuge des beschlossenen Atomausstiegs zum Ende des Jahres 2022 eingestellt. Dieser im Jahr 2011 begonnene Prozess wird in §7 AtG (Atomgesetz) geregelt und definiert die Stilllegungszeitpunkte der zum damaligen Zeitpunkt in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke. Demnach sind aktuell (Stand 09/ 2019) noch sieben Kernkraftwerke mit einer installierten Bruttoleistung von ca. 10 GW in Betrieb. Diese wird sich gemäß §7 AtG auf ca. 8,5 GW in den Jahren 2020 und 2021 sowie ca. 4,3 GW im Jahr 2022 reduzieren. Mit Ablauf des 31. Dezember 2022 werden diese letztlich verbliebenen Kernkraftwerke endgültig stillgelegt.<sup>39</sup>

---

<sup>39</sup> Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)

Diese Studie berücksichtigt hinsichtlich der Modellierung des zukünftigen Kraftwerkparks und Strommarkts die verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten der Kernenergie entsprechend der vorgesehenen Stilllegungszeitpunkte. Dabei wird aus Gründen der Vereinfachung unterstellt, dass die jeweiligen Kraftwerke die theoretisch mögliche Verfügbarkeit maximal ausschöpfen können (Betriebsende 31.12. eines jeden vorgesehenen Stilllegungsjahres). Ab dem Jahr 2023 ist die Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland nicht mehr verfügbar und wird daher in der Modellierung nicht mehr berücksichtigt.

### 3.1.2 Braun- und Steinkohle

Im Rahmen des beabsichtigten Kohleausstiegs soll die Kohleverstromung in Deutschland bis Ende der 2030er Jahre beendet werden. Im Zuge des Abschlussberichts der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (ugs. Kohlekommission) der Bundesregierung wird das Jahr 2038 als Zieldatum, unter Vorbehalt der geplanten Zwischenüberprüfungen, postuliert. Trotz dieser noch bestehenden Unsicherheiten wird für die Strommarktmodellierung dieser Studie die Annahme getroffen, dass 2038 das letzte Jahr mit Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken darstellt. Dies gilt für Stein- und Braunkohlekraftwerke gleichermaßen.<sup>40</sup>

Weitere Einflussfaktoren hinsichtlich der Kohleverstromung sind die Brenn-/Rohstoffkosten sowie die zukünftige Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreises. Für Steinkohlekraftwerke wird eine marginal steigende Preisentwicklung für Importsteinkohle unterstellt. Für Braunkohlekraftwerke wird der Rohstoffimportpreis aufgrund der relevanten Vorkommen in Deutschland vernachlässigt.

Die mittelfristige Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreises und dessen konkrete Auswirkungen sind aktuell mit hohen Unsicherheiten behaftet. Aufgrund der aktuellen Preisentwicklung<sup>41</sup> und der zu erwartenden Marktbedingungen bzw. zunehmenden Verknappung des Angebots an CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten, wird für diese Studie ein Anstieg auf 37 Euro/t CO<sub>2</sub> bis Mitte der 2020er Jahre als realistisch erachtet. Wegen des sehr hohen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes werden insbesondere die Betriebskosten und damit einhergehend die Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken dadurch erwartungsgemäß signifikant ansteigen.

Auf Grundlage dieser Rahmenbedingungen erfolgt für Stein- und Braunkohlekraftwerke die Annahme, dass keine neuen Kraftwerke mehr in Betrieb genommen werden. Des Weiteren wird jeweils eine Nutzungsdauer von maximal 40 Jahren unterstellt. Zudem sind die vorläufigen Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken gemäß §13g EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) insofern berücksichtigt, dass die entsprechenden Kraftwerke mit Status „in vorläufiger Stilllegung/Sicherheitsbereitschaft“ erst mit Erreichen des endgültigen Stilllegungsdatums aus der kumulierten Bruttoleistung herausgerechnet werden. Hieraus ergibt sich ein kontinuierlicher Rückgang der in Deutschland installierten Leistung an Kohlekraftwerken. Im Jahr 2038, dem diskutierten letzten Jahr der Kohleverstromung in Deutschland, werden in diesem Ausstiegspfad verbleibende 12,6 GW installierter Erzeugungskapazität an Kohlekraftwerken außer Betrieb genommen (vgl. Abb.10).

40 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019a)

41 European Energy Exchange (2019)

## Installierte Nettoleistung an Kernenergie- und Kohlekraftwerken

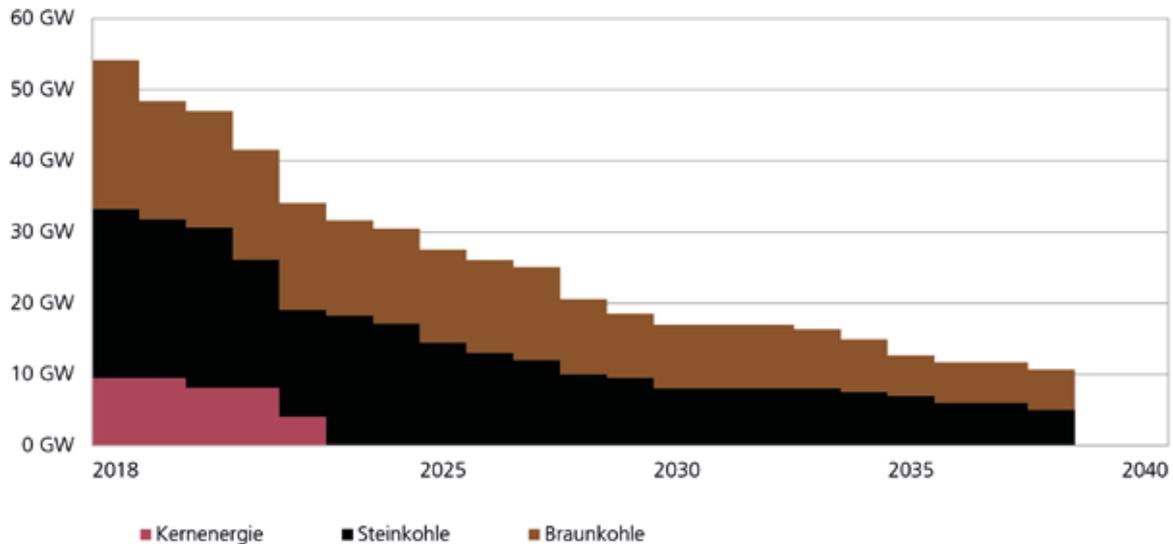


Abbildung 10: Ausstiegspfad Kern- und Kohlekraftwerke

### 3.1.3 Erdgas

Gegenwärtig sind in Deutschland Gaskraftwerke mit einer Bruttokapazität von ca. 25 GW als Teil des Kraftwerksparks in Betrieb. Im Vergleich mit grundlastfähigen Kohlekraftwerken sind Gaskraftwerke flexibler einsetzbar und insbesondere als Spitzenlastkraftwerke im Einsatz, zugleich sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 30% niedriger.<sup>42</sup> Vor dem Hintergrund des Abbaus an Erzeugungskapazitäten der Kern- und Kohlekraftwerke sowie des anvisierten hohen Anteils an erneuerbaren Energien und der damit weiter steigenden fluktuierenden Stromerzeugungsleistung, werden regelbare Gaskraftwerke eine wichtige Ausgleichsfunktion, vor allem hinsichtlich positiver und negativer Regelleistung und Lastspitzen, übernehmen müssen. Des Weiteren bieten Gaskraftwerke langfristig die Möglichkeit, synthetisches Methangas bzw. erneuerbare Gase im Rahmen der Rückverstromung wieder zur Stromerzeugung zu nutzen.<sup>43</sup> Aufgrund dieser Gegebenheiten erfolgt für Gaskraftwerke die Annahme eines Anstiegs der Nettoerzeugungskapazität von durchschnittlich 500 MW pro Jahr, wodurch die installierte Bruttoleistung auf knapp 37 GW im Jahr 2040 anwachsen wird.

### 3.1.4 Mineralöl und sonstige Nicht-Erneuerbare

Zu den konventionellen Erzeugungstechnologien zählen zudem Kraftwerke, die Mineralöl bzw. Mineralölprodukte sowie sonstige nicht-erneuerbare Brennstoffe (z.B. Gichtgas, Hochofen-/Koksgas, Konvertergas, Raffineriegas, andere Reststoffe der industriellen Produktion) zur Stromerzeugung verwenden. Da diese Kraftwerkstypen vielfach von Unternehmen mit stromintensiven Produktionsprozessen genutzt werden<sup>44</sup> (Chemie-, Petrochemie- und Stahlindustrie, auch Automobilproduktion), wird in dieser Studie eine Nutzungsdauer von 50 Jahren unterstellt. Analog zur Kern- und Kohleverstromung wird ebenfalls davon ausgegangen, dass zukünftig keine neuen Kraftwerke mit diesen Energieträgern mehr in Betrieb genommen werden. Denkbar erscheint vielmehr eine Umrüstung auf den Energieträger Erdgas. Die damit einhergehende Erhöhung der installierten Leistung an Gaskraftwerken wird über die Simulation des zukünftigen Kraftwerksparks berücksichtigt. Der erwartete Anstieg des CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises wird sich aufgrund des im Vergleich höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoßes erwartungsgemäß vor allem auf die Mineralölkraftwerke auswirken.

42 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2019)

43 Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018)

44 Bundesnetzagentur (2019b)

Die installierte Bruttoleistung von Kraftwerken mit diesen Energieträgern wird in dieser Studie mit ca. 3,9 GW an Mineralölkraftwerken und ca. 2,7 GW an Kraftwerken mit sonstigen nicht erneuerbaren Brennstoffen für das Jahr 2019 kalkuliert. Unter Berücksichtigung der aufgezeigten Rahmenbedingungen und Annahmen wird die installierte Bruttoleistung an Mineralölkraftwerken auf ca. 1,1 GW im Jahr 2030 bzw. 0,8 GW im Jahr 2040 sinken. Für Kraftwerke mit sonstigen nicht-erneuerbaren Energieträgern wird eine Reduzierung auf ca. 1,7 GW im Jahr 2030 bzw. 1,6 GW im Jahr 2040 erwartet.

## 3.2 Erneuerbare Energien

### 3.2.1 Windenergie (onshore & offshore)

Die Windenergie ist neben der Photovoltaik die wichtigste erneuerbare Technologie zur Stromerzeugung. Nachdem die installierte Bruttoleistung Anfang der 2000er Jahre sowie Mitte der 2010er Jahre (bspw. 4,25 GW im Jahr 2017) von einem deutlichen Zubau an Erzeugungskapazität gekennzeichnet war, haben veränderte und erheblich restriktivere Rahmenbedingungen zu einer Verringerung des Nettozubaus von Windenergieanlagen an Land geführt. Im gesamten Jahr 2019 konnte ein Nettozubau von 981 MW erreicht werden. Für 2020 zeichnen sich bereits ähnlich geringe Neuinstallationen ab. Entsprechend wurde im ersten Quartal 2020 ein Zubau von 356 MW registriert.<sup>45</sup> In den technologieoffenen Ausschreibungen mit Photovoltaik und onshore Windenergie zeigt sich auch in 2020 die Dominanz der Solaranlagen. Nach Angaben der Bundesnetzagentur wurden in der Ausschreibungsrunde vom April 2020 ausschließlich Solarprojekte und kein einziges Windenergieprojekt bezuschlagt.<sup>46</sup> Die heute restriktiveren Rahmenbedingungen äußern sich insbesondere in umfangreichen Genehmigungsprozessen (insb. Natur- und Umweltschutzaufgaben), strengeren Abstandsregelungen zur Wohnbebauung (z.B. 10H-Regelung in Bay-

ern, NRW-Windenergieerlass) sowie einer hohen Anzahl an Klagen/Gerichtsverfahren aus Gründen des Natur-, Umwelt- und Schallemissionsschutz.<sup>47</sup> Mit diesen unterschiedlichen Faktoren geht zudem eine Verringerung des Flächenpotentials sowohl für neue Anlagen als auch für das Repowering einher. Des Weiteren bedingen die Verzögerungen des weiteren Ausbaus der Stromnetzinfrastur vermehrt Eingriffe der Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements. Aufgrund damit verbundener steigender Kosten ist absehbar, dass für küstennahe Gebiete weniger Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen zur Verfügung stehen werden.<sup>48</sup>

Anhand der Vielzahl dieser Faktoren und der damit einhergehenden Unsicherheiten wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass sich der Nettozubau von Windenergieanlagen an Land deutlich abschwächen wird bzw. vergleichbare o.g. hohe Werte der Vergangenheit nur unter deutlich positiveren Rahmenbedingungen erreichen werden können. Dennoch zeigen die Berechnungen des Energiemarktmodells, dass ein jährlicher Nettozubau von ca. 2 GW an Windenergie notwendig ist, um die Zielstellungen des energiepolitischen Zieldreiecks zu erreichen. Hinsichtlich der weiteren Annahmen wird eine Nutzungsdauer für Bestandsanlagen und Neuinstallationen von 23 Jahren unterstellt. Bei Neuinstallationen bleibt die mittlere Nettoleistung konstant. Beim Repowering wird aufgrund der bereits erläuterten Flächenrestriktionen eine Quote von 50% angenommen, unter Berücksichtigung eines MW-Multiplikators von 1,5 bis 5, welcher sich am Alter der zu ersetzenden Bestandsanlage richtet. Auf dieser Basis wird ein Anstieg der notwendigen installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land auf ca. 75 GW im Jahr 2030 und 95 GW im Jahr 2040 prognostiziert.

Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Windenergie auf See sind es vor allem die gesetz-

45 IWR 2020

46 Bundesnetzagentur 2020

47 IWR 2020

48 DIW ECON (2019)

lich festgeschriebenen Ausbauziele (EnWG, EEG, WindSeeG), wodurch der Nettozubau vornehmlich gesteuert wird. Als Ziele gelten derzeit 7,7 GW bis 2020 und 20 GW bis 2030.<sup>49</sup> Ende der ersten Quartals 2020 sind kumuliert 7,5 GW an offshore-Windenergieanlagen installiert.<sup>50</sup>

Analog zur Windenergie an Land wird eine Nutzungsdauer von 23 Jahren. Das Repowering beginnt mit dem Jahr 2035 und wird mit einer Repowering-Quote von 80% berechnet; der angelegte MW-Multiplikator bleibt konstant bei 1,75. Insgesamt wird in diesem Entwicklungspfad die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See auf 20 GW im Jahr 2030 anwachsen. Nach Neufassung des Windenergie auf See-Gesetzes (WindSeeG) soll für 2040 das Ausbauziel für Offshore-Windenergie auf 40 GW angehoben werden.<sup>51</sup>

### 3.2.2 Abfall, Bioenergie, Laufwasser

Zu den weiteren erneuerbaren Energieträgern zählt diese Studie Bioenergie/Biomasse, Wasserkraftwerke sowie die Stromerzeugung aus Abfall (Müllheizkraftwerke /Müllverbrennungsanlagen). Die bisher vorhandenen Spezialformen zur Stromerzeugung aus Deponiegas, Grubengas oder Klärgas sind jeweils unter den Energieträgern Abfall oder Bioenergie subsumiert.

Die allgemeinen Rahmenbedingungen dieser drei Energieträger stellen ein herausforderndes Umfeld hinsichtlich des zukünftigen weiteren Ausbaus dar. Im Falle der Wasserkraft bzw. Laufwasserkraftwerken besteht in Deutschland eine natürliche Flächenrestriktion, zudem wären Neubauten mit hohen Investitionskosten und mit erheblichen Eingriffen in die Naturlandschaft verbunden. Daher wird für das Strommarktmodell dieser Studie die Annahme getroffen, dass die installierte Bruttoleistung an Laufwasserkraftwerken im Betrachtungszeitraum

konstant bleibt. Dies impliziert, dass mögliche alterungsbedingte Rückbauten bzw. Stilllegungen durch Repowering bestehender Anlagen ausgeglichen werden. Diese Implikation wird analog für den Energieträger Abfall bzw. die installierte Bruttoleistung von Müllheizkraftwerken angewendet. Das entwickelte Strommarktmodell berücksichtigt daher die Wasserkraft mit einer installierten Bruttoleistung von 2,1 GW sowie Abfall mit 1,7 GW. Bei der Bioenergie in Form von Biogas-/Biomassekraftwerken haben die veränderten regulatorischen Rahmenbedingungen der vergangenen Jahre zu einer deutlichen Verlangsamung des Nettozubaues an Stromerzeugungskapazität geführt.<sup>52</sup> Die letzten Anpassungen im Rahmen des EEG 2017 & EnSaG, bspw. Ausschreibungen auch für Bioenergieanlagen durchzuführen, werden sich erwartungsgemäß positiv auf die installierte Bruttoleistung auswirken. Insgesamt besteht jedoch eine Vielzahl an Unsicherheiten hinsichtlich des mittel- und langfristigen Nettozubaues.<sup>53</sup> Daher unterstellt diese Studie für die Bioenergie, analog zu den Energieträgern Laufwasser und Abfall, dass die installierte Bruttoleistung im Betrachtungszeitraum konstant bleibt. Daher ist die Bioenergie im verwendeten Modell mit einer installierten Bruttoleistung von 7,7 GW berücksichtigt.

### 3.2.3 Photovoltaik

Ende April 2020 ist in Deutschland eine kumulierte Leistung von ca. 50,5 GW Photovoltaik (PV) installiert.<sup>54</sup> Zur Umsetzung der Energiewende und Erreichung der klimapolitischen Ziele stellt sich die Photovoltaik als zentrale Schlüsseltechnologie dar. Aufgrund der skizzierten Reduzierung der Erzeugungskapazitäten von Kern- und Kohlekraftwerken sowie des moderaten bzw. nur eingeschränkt möglichen Zubaues an Windenergieanlagen<sup>55</sup> bzw. sonstigen erneuerbaren Technologien, ist die Photovoltaik die Technologie mit dem größten Wachstumspoten-

49 ZfK (2020)

50 IWR (2020)

51 WAB (2020)

52 Fachverband BIOGAS (2018)

53 Ebd

54 Bundesnetzagentur (2020)

55 Bundesverband Windenergie (2019)

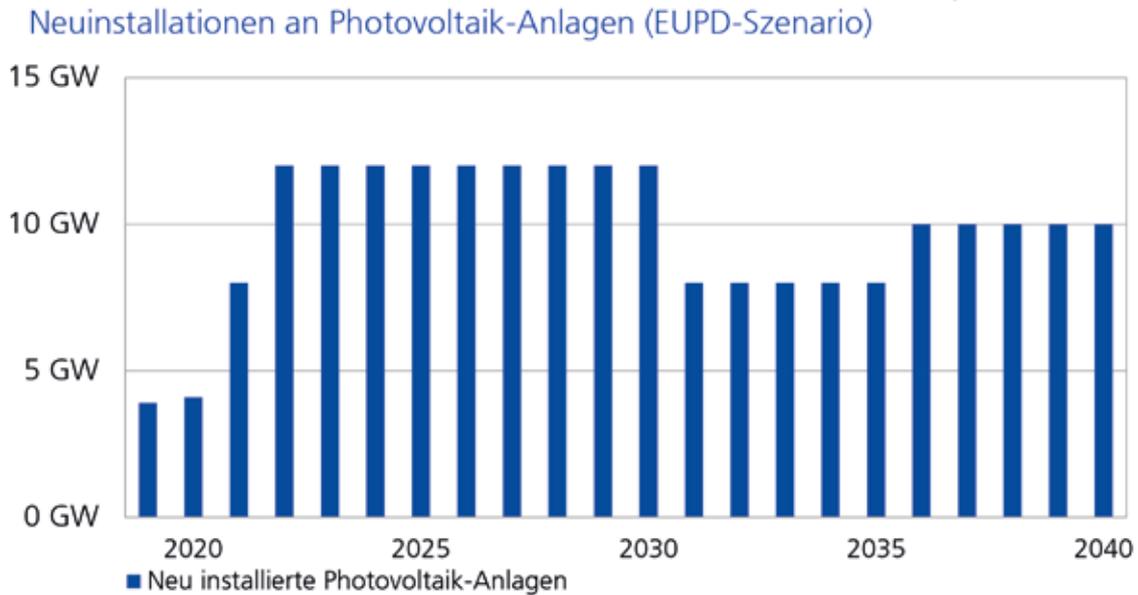


Abbildung 11: Neuinstallationen an Photovoltaik-Anlagen bis 2040

tial und kürzesten Realisierungszeiträumen.<sup>56</sup> Diese Studie ermittelt anhand des entwickelten Energiemarktmodells einen notwendigen Anstieg der kumulierten installierten PV-Erzeugungskapazität auf 110 GW in 2025, 170 GW in 2030 und 260 GW in 2040, um die Anforderungen des energiewirtschaftlichen Dreiecks zu gewährleisten (vgl. Abb. 12).

Der Ausbaupfad der Photovoltaik weist bereits kurzfristig ab dem Jahr 2021 einen deutlich erhöhten jährlichen Zubau auf, der bis 2022 auf 12 GW ansteigt. Dieser starke Zubau ist auch in den Folgejahren notwendig, um den Atomausstieg Ende 2022 sowie den begleitenden Kohleausstieg kapazitätsseitig auffangen zu können (vgl. Abb. 11). Über den Prognosezeitraum besteht insgesamt die Annahme eines mittelfristigen Umfangs der jährlichen PV-Neuinstallationen von 10,3 GW.

56 Fraunhofer ISE (2019)

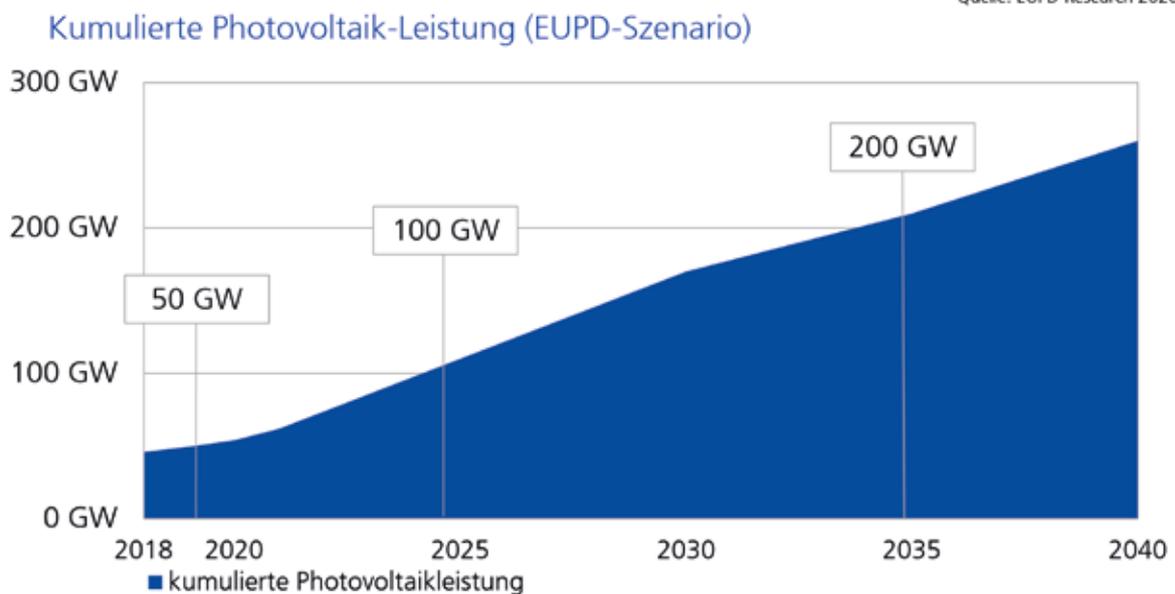


Abbildung 12: Kumulierte Photovoltaik-Leistung bis 2040

Dabei wird vor allem das Segment der Freiflächen- / Großanlagen ab 500 kWp von heute ca. 17 GW auf 133 GW installierter Leistung anwachsen. Im Segment Gewerbeanlagen bis 500 kWp wird die installierte Leistung von heute ca. 25 GW auf ca. 90 GW im Jahr 2040 ansteigen. Für das Segment der PV-Kleinanlagen bis 10 kWp, welches die privaten Haushalte abbildet, wird eine Steigerung der installierten PV-Leistung von heute ca. 7,5 GW auf 37 GW im Jahr 2040 erwartet. Dieser Zubaupfad bedeutet hinsichtlich der prozentualen Verteilung der kumulierten PV-Leistung eine Steigerung des Anteils der installierten Leistung auf Freiflächen- / Großanlagen von heute 34% auf 50% im Jahr 2040; Gewerbeanlagen werden entsprechend einen Rückgang von derzeit 52% auf 36% verzeichnen, während das Kleinalagensegment auch langfristig einen Anteil von ca. 14% zu verzeichnen haben wird.

Im Februar 2020 wurde die Marke von 50 GW an kumulierter PV-Leistung in Deutschland erreicht. Auf Basis des vorstehend skizzierten starken zukünftigen Ausbaupfades der Photovoltaik wird sich dieser Anlagenbestand binnen 4 Jahren auf 100 GW verdoppeln.

Gut 10 Jahre später wäre dann im Jahr 2035 mit 200 GW eine weitere Verdoppelung der in Deutschland installierten PV-Anlagen erreicht. Am Prognosehorizont im Jahr 2040 steht letztlich die Marke von 260 GW. Solarstrom wird damit im Jahr 2030 zu ca. 25% und im Jahr 2040 zu ca. 32% den Strombedarf in Deutschland decken.

### 3.3 Deutsches Stromangebot bis 2040

Auf Basis der vorstehend erläuterten Ausbaupfade der Kraftwerkskapazitäten der verschiedenen Energieträger ergibt sich ein deutlicher Anstieg der installierten Nettoleistung bis zum Betrachtungshorizont im Jahr 2040. Ausgehend von 209 GW an Nettoleistung im Jahr 2018 wächst diese bereits bis 2030 auf 333 GW und erreicht in 2040 451 GW. Abbildung 13 zeigt hierbei, dass bereits im Jahr 2025 die Photovoltaik, gemessen an der installierten Nettoleistung, der größte Energieträger in Deutschland ist. Im Jahr 2030 umfasst die Photovoltaik bereits gut die Hälfte des deutschen Kraftwerksparkes und steigt bis 2040 auf einen Anteil von 58% an. Dem kontinuierlichen

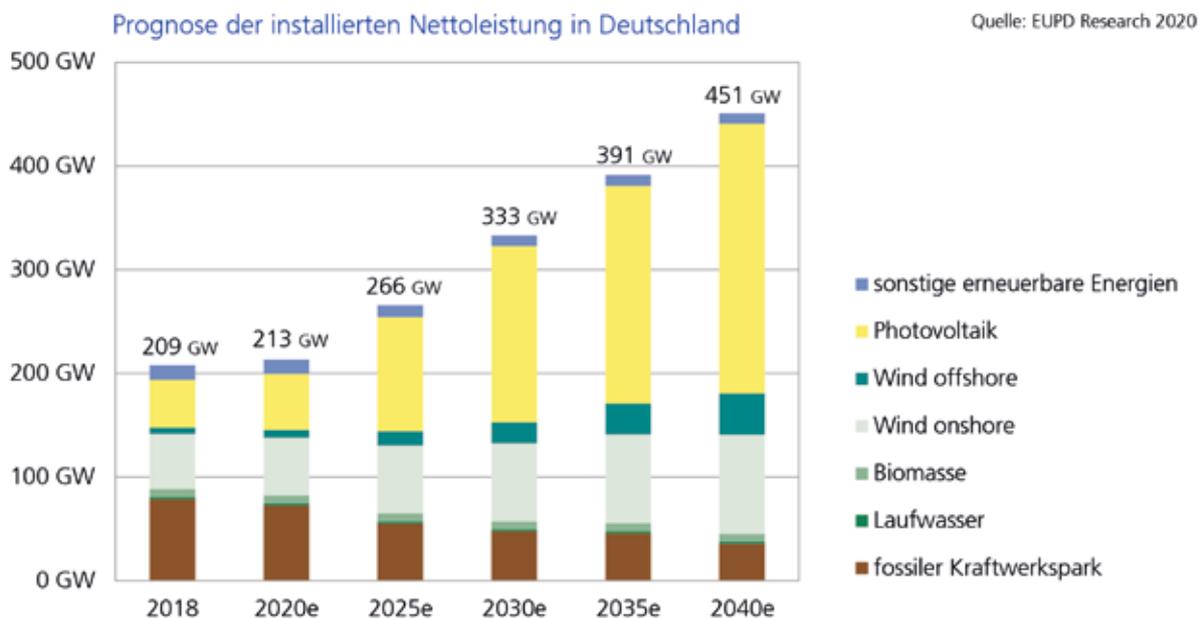


Abbildung 13: Prognose der installierten Nettolenkung Deutschland 2040

Zubau an Erneuerbare-Energien-Anlagen steht ein deutliches Schrumpfen des fossilen Kraftwerksparks gegenüber, der im Prognosehorizont in 2040 nahezu ausschließlich aus Gaskraftwerken besteht.

Aus der installierten Kraftwerkskapazität lässt sich in Kombination mit der jährlichen Betriebsdauer, der so genannten Volllaststunden, die Stromproduktion jedes Energieträgers ermitteln. Aufgrund technologischer Rahmenbedingungen werden Atomkraft- und Braunkohlekraftwerke als Grundlastkraftwerke betrieben, so dass diese über das Jahr hinweg kontinuierlich Strom erzeugen. Diese hohe Auslastung dieser Kraftwerke bedeutet die Realisierung einer hohen Volllaststundenzahl, die bei Grundlastkraftwerken typischer Weise zwischen 7.500 und 8.200 Volllaststunden liegt.<sup>57</sup> Entsprechend erzeugt ein Atomkraftwerk mit einem GW installierter Leistung bei 7.500 Volllaststunden eine Strommenge von 7,5 TWh. Insbesondere die wesentlichen erneuerbaren Energiequellen Photovoltaik und Windenergie besitzen hier eine deutlich geringere Stromproduktion pro Gigawatt installierter Leistung.

Die Entwicklung der Nettostromerzeugung im deutschen Kraftwerkspark legt offen, dass zunächst bis 2023 ein leichter Rückgang der Stromproduktion zu erwarten ist (vgl. Abb 14). Dies lässt sich mit dem Abschalten der verbliebenen Atomkraftwerke sowie der Außerbetriebnahme der ersten Kohlekraftwerke erklären. Gemessen an der Stromproduktion wird ersichtlich, dass die Windenergie hier zukünftig den Hauptanteil der Nettostromerzeugung leistet. Bereits im Jahr 2025 wird erwartet, dass jede dritte Kilowattstunde Strom in Deutschland in Windenergieanlagen erzeugt wird. Im Prognosehorizont des Jahres 2040 decken Photovoltaik und Windenergie gemeinsam 75% der deutschen Nettostromerzeugung ab. Die Stromproduktion der Photovoltaik wächst hierbei im Technologievergleich am stärksten um den Faktor 7 zwischen 2018 und 2040.

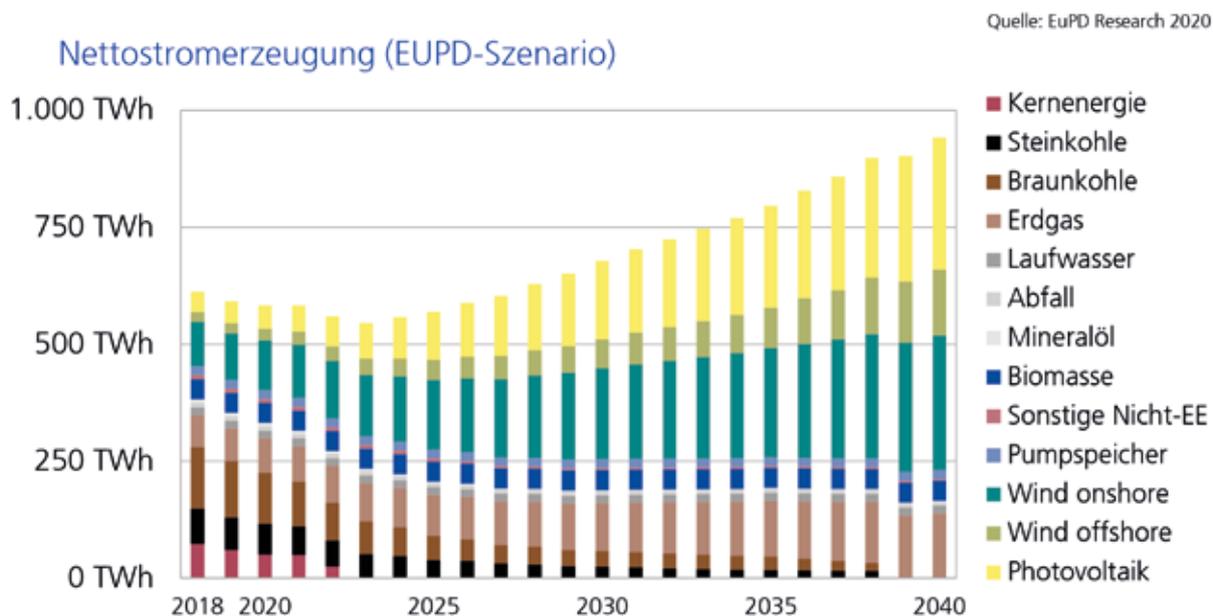


Abbildung 14: Nettostromerzeugung im deutschen Kraftwerkspark (EuPD Szenario) bis 2040

57 BMWi (2019b)



## 4. STROMSPEICHER

### 4.1 Status Quo

Mit dem weiteren Ausbau der fluktuierenden Energieerzeugung durch die erneuerbaren Energien und der gleichzeitigen Verringerung regelbarer Erzeugungskapazitäten nehmen zukünftige Bedarfe und Notwendigkeiten an Speicherkapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzstabilisierung zu. Batteriespeicher stellen bereits heute eine zusätzliche und zukünftig eine zentrale Flexibilitätsoption dar. Dabei lässt sich deren Einsatz und Nutzung in grundsätzlich drei Segmente einordnen: den sogenannten Heimbereich der privaten Haushalte („Heimspeicher“), den Bereich Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen („Gewerbespeicher“) sowie den Netzbereich („Netzspeicher“), der Unternehmen des Stromnetzbetriebs auf Ebene der Übertragungs- und Verteilnetze umfasst. Bei diesen Speichertechnologien handelt es sich um Kurzfristspeicher. Speicher mit langfristiger bzw. saisonaler Ausrichtung betrachtet diese Studie im Rahmen von Power to X im Kapitel 2.3.

In technologischer Hinsicht ist auf der Netzebene die Pumpspeicher-Technologie in Deutschland mit einer installierten Leistung von ca. 6,5 GW vorhanden<sup>58</sup>, gleichzeitig aber aufgrund bestehender Flächenrestriktionen weitestgehend ausgereizt. Für stationäre Systeme sind heute Blei-Säure-Akkumulatoren insb. für industrielle Anwendungen etabliert. Lithium-basierte Batterietechnologien haben sich in den letzten Jahren für stationäre Heimspeicher und bei der Elektromobilität zur dominierenden Batterietechnologie entwickelt. Auch für Gewerbe- und Netzspeicher sind zunehmend Speicherlösungen mit Lithium-basierter Batterietechnologie verfügbar bzw. in der Anwendung. Gleichzeitig sind verschiedene weitere Batterie-/Stromspeichertechnologien bereits am Markt verfügbar. Dazu zählen bspw. Redox-Flow-Batterien, Salzwasserbatterien sowie Batterien mit Natrium-Nickelchlorid-Technologie (Thermal-/Hochtemperaturbatterien), die bereits heute im Heimbereich sowie bei spezifischen gewerblichen und industriellen Anwendungen eingesetzt werden. In Deutschland befinden sich die drei Marktsegmente für Batteriespeicheranwendungen gegenwärtig in einem vergleichsweise frühen Entwicklungsstadium: bei Heimspeichern liegt die installierte Kapazität Ende 2019 bei knapp 1,2 GWh, Gewerbespeicher umfassen ca. 200 MWh und im Segment Netzspeicher sind etwa 300 MWh installiert.<sup>59</sup>

Die absehbare Weiterentwicklung des Batteriespeichermarkts hin zu einem Massenmarkt wird mit einer Zunahme verfügbarer Speichertechnologien verbunden sein, sodass auch die Investitionskosten mittel- und langfristig weiter sinken werden. Bis zum Jahr 2030 wird für Batterien auf Bleibasis eine Kostenreduktion von derzeit 200-400 Euro/kWh auf 75-120 Euro/kWh erwartet, für Lithium-basierte Batterien von aktuell 300-700 Euro/kWh auf 75-100 Euro/kWh. Für Batterien mit Redox-Flow-Technologien ist je nach Anwendungsgebiet ein Rückgang von gegenwärtig bis zu 2.000 Euro/

kWh auf unter 200 Euro/kWh zu erwarten. Bei Hochtemperaturbatterien wird ein Absinken der Investitionskosten von ca. 550-750 Euro/kWh auf ca. 100 Euro/kWh antizipiert.<sup>60</sup>

## 4.2 Bedeutung von Speichertechnologien im Rahmen der Energiewende

### 4.2.1 Heimspeicher

Im Bereich der privaten Haushalte kommt den Batteriespeichern eine zunehmend hohe Bedeutung zu. PV-Anlagenbesitzer lösen sich von dem reinen Konsum des Stroms und werden selbst zu Produzenten, die den Strom nicht nur verbrauchen, sondern auch selbst erzeugen (vgl. Kapitel 2.1.3). Die steigenden Installationen von PV-Anlagen auf privaten Dachflächen führen zu einer erhöhten Netzeinspeisung der fluktuierenden Energieerzeugung der PV-Anlagen. Heimspeicher sorgen für eine entsprechende Lösung, da diese die selbst erzeugte Energie kurzfristig speichern können und den Verbrauchern diese in den Abend- und Nachtstunden zur Verfügung stellen können. Damit entlasten Stromspeicher zusätzlich die Stromnetze, indem die eingespeicherte Energie kontrolliert in die Stromnetze eingespeist werden kann und somit in Zeiten von Spitzenlasten zur Stabilisierung der Stromnetze beiträgt.

PV-Anlagenbetreiber haben die Möglichkeit, ihren Eigenverbrauchswert und den Autarkiegrad durch die Installation eines Stromspeichers zu optimieren. Die Größe eines solchen Heimspeichers kann bis zu 20 Kilowattstunden (kWh) betragen. Ende 2019 hat die Anzahl der installierten Heimspeicher in Deutschland bereits den Bestand von 200.000 Stück erreicht. Bei einer durchschnittlichen Speichergröße von rund 6 kWh beträgt die kumulierte Kapazität etwa 1,2 GWh.<sup>61</sup>

58 Bundesnetzagentur (2019b)

59 Eigene Berechnung

60 International Renewable Energy Agency (2018)

61 Bundesverband Solarwirtschaft (2018)/ eigene Berechnung

Aufgrund der sinkenden Batteriespeicherpreise und des höheren Strombedarfs steigen die installierten Speichergößen kontinuierlich an, sodass die durchschnittliche Speichergöße kontinuierlich zunimmt. Bei der stetig zunehmenden Anzahl an jährlichen Installationen wird davon ausgegangen, dass bereits im Jahr 2020 ein Bestand von rund 260.000 Heimspeichern erreicht wird.<sup>62</sup>

Wesentliche Treiber im Hinblick auf die höhere Attraktivität der Heimspeicher sind die hohen Strompreise in Deutschland und sinkende Systemkosten von PV-Anlagen und Stromspeichern. Die Strompreise liegen aktuell bei rund 31 €cent/kWh, während die Kosten des selbst produzierten Stroms einer in 2020 neu installierten PV-Kleinanlage rund 10 €cent/kWh betragen und mit den stetig sinkenden Systempreisen zukünftig weiter fallen werden. Ebenso sind die Preise für Batteriespeicher gesunken – innerhalb von 2,5 Jahren (von Q4 2014 auf Q2 2017) haben diese um 60% abgenommen und werden bis 2030 voraussichtlich weiterhin sinken.<sup>63</sup> Diese ökonomischen Faktoren eines optimierten Eigenverbrauchs mit einem Stromspeicher bieten den PV-Anlagenbesitzern eine günstige Alternative zur bloßen Netzeinspeisung. Mit einer PV-Anlage lässt sich heute ein durchschnittlicher Eigenverbrauch von rund 30% generieren. Mit der zusätzlichen Installation eines Stromspeichers lässt sich der Eigenverbrauchswert auf durchschnittlich 70% erhöhen.<sup>64</sup>

Weitere Potentiale für die großflächige Nutzung von Heimspeichern bieten die sinkende EEG-Einspeisevergütung für PV-Neuinstallationen sowie das Auslaufen der EEG-Förderung für PV-Bestandsanlagen. Die EEG-Einspeisevergütung wurde im Jahr 2000 eingeführt – die Höhe der Vergütung für Neuinstallationen wird mit dem sogenannten „atmenden Deckel“ in Abhängigkeit des Zubaus angepasst. Übersteigt die jährliche Installationsmenge

die im EEG festgeschriebenen Zubaupfad, so sinkt die Einspeisevergütung stärker. Wird dagegen die Zielvorgabe an PV-Neuinstallationen nicht erfüllt, so wird keine Kürzung der Vergütung vorgenommen.<sup>65</sup>

Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung für PV-Altanlagen werden ab 2021 diejenigen Anlagen aus der Förderung fallen, die im Jahr 2000 in Betrieb genommen wurden und somit seit 20 Jahren in Betrieb sind. Die Betreiber dieser Anlagen erhalten dann keine Einspeisevergütung mehr, können ihre PV-Anlage allerdings weiterhin nutzen. Daher bietet sich für diese Anlagenbesitzer die Eigenverbrauchslösung mittels Heimspeicher an. Aktuell werden rund 65% der PV-Anlagen zusammen mit einem Speicher installiert. Nur 15% der Speicherinstallationen sind sogenannte „Retro-fit Installationen“ – das heißt, hier werden die PV-Anlagen zu einem späteren Zeitpunkt mit einem Speicher nachgerüstet. Es wird erwartet, dass ab 2021 diese „retrofit“-Installationen von Stromspeichern durch Anlagenbesitzer aus dem Bereich Post-EEG sukzessive steigt.

Ein weiterer zukunftssträchtiger Treiber ist die zunehmende Bedeutung von strombasierten Lösungen in den Bereichen Wärme und Mobilität – dadurch wird der Strombedarf erheblich ansteigen. Es bietet sich an, diese Technologien mit dem erneuerbar produzierten Strom zu betreiben, wodurch eine Zwischenspeicherung des selbst produzierten Stroms unabdingbar wird.

Um den höheren Bedarf an selbst produziertem erneuerbaren Strom zu speichern, wird eine installierte Kapazität von rund 12,7 GWh in 2030 und von 31,4 GWh in 2040 im Heimspeicherbereich prognostiziert.<sup>66</sup>

62 Eigene Berechnung

63 International Renewable Energy Agency (2018)

64 Quaschnig, Volker (2013)

65 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017)

66 Eigene Berechnung

## 4.2.2 Gewerbe- und Industriespeicher

Das Segment der Gewerbe- und Industriespeicheranwendungen (C&I Segment) beschreibt den Einsatz von Batteriespeichern in Gewerbebetrieben, Industrieunternehmen und sonstigen Einrichtungen sowie Institutionen, für die eine anwendungsspezifische Dimensionierung des Speichers von typischerweise 20-1.000 kWh Nettokapazität infrage kommt, je nach individuellem Bedarf eines Unternehmens aber auch größer ausfallen kann. Dabei ist eine Vielzahl von Anwendungsfällen entsprechend des unternehmensspezifischen Bedarfs möglich. Dies beinhaltet zudem eine Vielzahl an Einsatzoptionen des Speichers, die keine unternehmenseigene Energieerzeugungsanlage (z.B. Photovoltaik) voraussetzen.

Der zentrale Treiber für die Installation und Nutzung eines Batteriespeichers ist der wirtschaftliche Betrieb durch die Reduzierung von Strombezugskosten und Netznutzungsgebühren. Die Wirtschaftlichkeit orientiert sich grundsätzlich an den nachfolgend erläuterten Einsatzoptionen und ist abhängig von der Entwicklung externer Faktoren. Dazu zählen insbesondere die steigenden Strombezugskosten und Netzentgelte sowie das absehbare Sinken bzw. Auslaufen der Vergütungssätze für Photovoltaik-Eigenerzeugungsanlagen. Vor dem Hintergrund der stetig sinkenden Investitionskosten für Batteriespeicher kann deren Betrieb eine signifikante und dauerhafte Verringerung der Energiekosten eines Unternehmens bedeuten. Die Amortisationszeit einer Batteriespeicher-Investition kann je nach unternehmensspezifischem Anwendungsfall bei weniger als zwei Jahren liegen.<sup>67</sup>

Für Unternehmen bieten sich durch den Einsatz eines Batteriespeichers signifikante Potentiale zur Optimierung der Energiebezugskosten und sehr gute Möglichkeiten, sich gegen steigende Kosten durch den Netzausbau (Netzentgelte) und Ausfallrisiken des Stromnetzes abzusichern. Konkret ermöglicht der Einsatz eines Batteriespeichers, die

Auswirkungen höherer Netznutzungsentgelte und steigender Risiken durch Versorgungsengpässe aufgrund von Netzüberlastungen zu minimieren. Entsprechend kann ein Batteriespeicher dazu beitragen, Lastspitzen mit eingespeicherter Energie auszugleichen und das Lastspitzenmanagement zu optimieren. Dadurch lassen sich die laufenden Energiekosten, Kosten für Spitzenlasten und letztlich die Netzentgelte deutlich senken. Zudem kann die Abhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz vermindert werden.<sup>68</sup>

Sofern Unternehmen bereits über eine eigene Energieerzeugung durch eine Photovoltaikanlage oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK) verfügen, ermöglicht ein Batteriespeicher zudem eine kostengünstige Möglichkeit, die selbst erzeugte Energie noch effizienter zu nutzen. Anstatt tagsüber überschüssige Energie aus Eigenproduktion ins Netz einzuspeisen, kann diese durch den Batteriespeicher zum Lastspitzenausgleich oder während Tagesrandzeiten zur Energieversorgung genutzt werden. Damit unterstützt ein Batteriespeicher sowohl die Erhöhung des Eigenverbrauchs als auch die Erhöhung des Autarkiegrads.

Weitere Möglichkeiten zur Nutzung eines Batteriespeichers liegen in der Vermarktung von Regelleistung auf dem Regelenenergiemarkt für die Spannungs- und Netzfrequenzstabilisierung. Auch zur Gewährleistung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung bzw. zum Ausgleich schwacher Energieinfrastrukturen eines Unternehmens können Batteriespeicher eingesetzt werden. Insgesamt erhöhen Batteriespeicher die Versorgungssicherheit und leisten einen wichtigen Beitrag zur Energiekostenoptimierung eines Unternehmens.

In Deutschland besteht ein großes Marktpotential für Speicheranwendungen im C&I Segment. Insgesamt verfügen ca. eine halbe Million Gewerbe- und Industrieunternehmen über einen Stromverbrauch von mehr als 100.000 kWh pro Jahr und

67 VDI Zentrum Ressourceneffizienz (2018)

68 Apricum Group (2017)

dementsprechend über einen Zähler zur registrierten Leistungs- bzw. Lastgangmessung (RLM-Zähler). Angesichts steigender Netznutzungsentgelte sind für diese Unternehmen mit dem Einsatz eines Batteriespeichers große Potentiale zur Netzentgeltoptimierung und damit zur Strombezugskostenreduzierung verbunden. Des Weiteren existieren ca. drei Millionen gewerbliche und institutionelle SLP-Zähler, die Batteriespeicher in Verbindung mit einer PV-Anlage zur Eigenverbrauchsoptimierung oder zum Ausgleich schwacher Infrastrukturen nutzen können.<sup>69</sup> Ende 2019 ist davon auszugehen, dass der Markt für Batteriespeicher im C&I Segment in Deutschland bei ca. 180 MWh installierter Kapazität liegt. Aufgrund der erwarteten Entwicklung von Strom- und Netznutzungskosten wird die Nachfrage nach Speicherlösungen in diesem Segment signifikant ansteigen, so dass für das Jahr 2030 eine installierte Kapazität von ca. 3,1 GWh bzw. für 2040 von ca. 29 GWh zu erwarten ist.<sup>70</sup>

### 4.2.3 Netzspeicher

Im Bereich der Übertragungs- und Verteilnetze werden Batteriespeicher gegenwärtig in geringem Umfang und in erster Linie zur Erbringung von Regelenergie zur Netz- und Frequenzstabilisierung eingesetzt. Dafür werden typischerweise Speichersysteme im ein- bis zweistelligen MW/MWh-Bereich genutzt. In Deutschland realisierte Projekte sind bspw. der WEMAG Batteriespeicher mit 10 MW/14,5 MWh oder der Eneco EnspireME mit 48 MW/50MWh sowie das aktuell im Bau befindliche Batteriespeicher-Projekt BigBattery Lausitz mit 53 MWh.<sup>71</sup> Alle genannten Speicher sind darauf ausgelegt, Primärregelleistung zur Frequenzstabilisierung zu erbringen und stellen eine wichtige Ergänzung zu den bestehenden Pumpspeicherkraftwerken dar.

Mit dem weiteren Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungstechnologien auf der Stromangebotsseite und dem absehbaren steigenden Stromverbrauch durch Sektorenkopplung auf der Stromnachfrageseite, werden die Anforderungen an die Stromnetzinfrastruktur hinsichtlich Aufnahmefähigkeit und Flexibilisierung signifikant zunehmen. Die Stromnetze werden in Zukunft wesentlich stärker als heute in der Lage sein müssen, die nicht gleichzeitig auftretenden Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen zu harmonisieren, welche durch einen sehr hohen Anteil an Wind- und PV-Strom sowie zusätzliche Nachfrage (E-Mobilität, Sektorenkopplung) auftreten werden. Insbesondere die Verteilnetze werden als Schnittstelle eine wichtige Pufferfunktion zur Überbrückung kurz- und ggf. mittelfristiger Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen übernehmen müssen. Entsprechend installierte Batteriespeicher können somit überschüssige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch in sehr kurzer Frist aufnehmen, um die Netz- und Frequenzstabilität zu gewährleisten. Des Weiteren können die Speicher einen wichtigen Beitrag zur Deckung von Verbrauchsspitzen leisten, wenn bspw. am Abend eine große Anzahl an Elektrofahrzeugen geladen wird. Die Batteriespeicher können in diesem Fall den eingespeicherten Überschussstrom entsprechend bedarfsgerecht abgeben und übernehmen damit eine wichtige Ausgleichsfunktion zwischen Stromangebot- und Nachfrage, die neben der Netzdienlichkeit einen wichtigen Beitrag zum Aufbau einer leistungsfähigen dezentralen Energieinfrastruktur leistet. Die Integration von Batteriespeichern in die Verteilnetze geht idealerweise mit einem geringeren Ausbaubedarf der Netzinfrastuktur einher. Damit wären zudem deutlich geringere Bau- und Realisierungszeiträume verbunden, als dies bei einem großflächigen Netzausbau möglich wäre.<sup>72</sup>

69 Bundesnetzagentur (2018)

70 Eigene Berechnung

71 LEAG (2019)

72 Bundesverband Solarwirtschaft (2019)

## 4.2.4 Prognose 2040

Im Rahmen der Energiewende ist der deutsche Strommarkt mit unterschiedlichen Veränderungsprozessen konfrontiert, die bereits heute und insbesondere in den kommenden Jahren für signifikante Strukturanpassungen sorgen. Ein wesentlicher Teil davon ist die fortschreitende Integration von Batterie-/Stromspeichern in die Energieinfrastruktur, die im Segment der Heimspeicher im Vergleich am weitesten fortgeschritten ist. Die unterschiedlichen Herausforderungen und Effekte, stärkere Angebots- und Nachfragespitzen und höhere Anforderungen der Stromnetzstabilisierung, steigende Stromkosten bzw. Netznutzungskosten sowie auslaufende Einspeisevergütungen, stellen bereits heute Rahmenbedingungen dar, die für Haushalte und Unternehmen einen wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeichern ermöglichen. Aufgrund der zukünftigen Verstärkung dieser Herausforderungen und Effekte wird sowohl die Notwendigkeit als auch der Bedarf an Batteriespeichern deutlich ansteigen. Es ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2030 die installierte Kapazität an Batteriespeichern auf 17,8 GWh ansteigen wird, um die benötigte Dezentralisierung und Flexibilisierung

der Stromnetzinfrastruktur zu erreichen. Vor allem das Segment der Heimspeicher stellt sich dabei in den kommenden Jahren als wichtiger Wachstumstreiber heraus und wird eine installierte Kapazität von knapp 13 GWh erreichen, was auf die hohen und weiter steigenden Strombezugskosten und zusätzlicher Nachfrager (z.B. Power to Heat) zurückzuführen ist (vgl. Abb. 15).

In längerfristiger Perspektive bis 2040 ist von einem weiteren signifikanten Wachstum des Batteriespeichermarkts auszugehen, welches besonders im Segment der Gewerbespeicher zu erwarten ist, da viele Unternehmen neben der Optimierung von Strom- und Netznutzungskosten auch weitere Ertrags- und Nutzungsquellen (Regelleistung, NSV/USV) eines Batteriespeichers erschließen werden. Im Segment Netzspeicher ist bis 2040 ein Anstieg der installierten Kapazität auf 4,5 GWh zu erwarten, die ausschließlich zur Netzdienlichkeit bzw. Systemstabilisierung ausgelegt sind. Insgesamt wird für das Jahr 2040 Segmentübergreifend eine installierte Kapazität an Batteriespeichern von 65 GWh erwartet.<sup>73</sup>

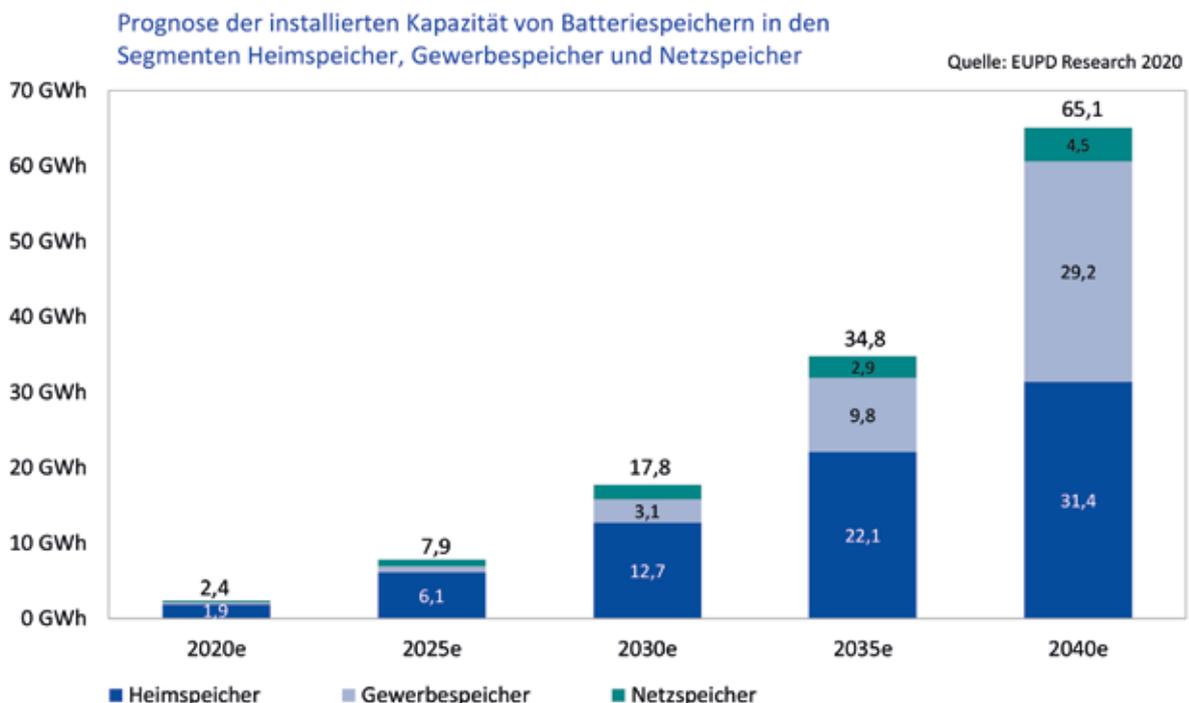


Abbildung 15: Prognose der installierten Batteriespeicher-Kapazität

73 Eigene Berechnung.



## 5. CO<sub>2</sub>-REDUKTIONSZIELE

Im Rahmen des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung liegen Meilensteine für 2030 bzw. Ziele für 2050 vor, welche die Reduzierung der Treibhausgasemissionen Deutschlands bis zum Jahr 2050 beschreiben. Dabei ist es das Ziel, bis zum Jahr 2030 eine Reduzierung der gesamten Treibhausgasemissionen von 55-56% gegenüber dem Basisjahr 1990 zu erreichen. Dies ist gleichbedeutend mit einem Rückgang der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 1.250 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>e) in 1990 auf 543 bis 562 Mt CO<sub>2</sub>e im Jahr 2030. Die für die fünf Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft definierten Ziele liegen in einer Spanne von mindestens 31% in der Landwirtschaft bis zu mindestens 66% im Gebäudebereich.<sup>74</sup>

## 5.1 Energiewirtschaft

In Deutschland fallen mehr als 40% der Treibhausgas-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft durch die Verbrennung fossiler Energieträger in Kraftwerken zur öffentlichen Strom- und Wärmebereitstellung an. Dabei gilt zu es zu berücksichtigen, dass der Strom- und Wärmebedarf der anderen Sektoren einen maßgeblichen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft besitzt. Mit dem begonnenen und fortschreitenden Umstieg der Stromerzeugung von fossilen auf erneuerbare Energieträger unterstützt die Energiewirtschaft die Dekarbonisierung der anderen Sektoren. Im bisherigen Prozess der Energiewende konnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft von 427 Mt CO<sub>2</sub>e im Jahr 1990 auf 313 Mt CO<sub>2</sub>e im Jahr 2017 reduziert werden, was einer Minderung um ca. 26% entspricht.<sup>75</sup> Der Klimaschutzplan 2050 sieht in der langfristigen Perspektive bis 2050 eine bestmögliche Treibhausgasneutralität der Energiewirtschaft vor. Für das Zwischenziel 2030 wird eine Minderung von 61 bis 62% gegenüber 1990 angestrebt, womit eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 175 bis 183 Mt CO<sub>2</sub>e verbunden ist.<sup>76</sup>

Das im Rahmen dieser Studie entwickelte Energiemarktmodell simuliert die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland bis ins Jahr 2040 und ermöglicht damit eine Hochrechnung der zu erwartenden CO<sub>2</sub>-Emissionen des Sektors Energiewirtschaft. Die Modellrechnung zeigt, dass die sukzessive Stilllegung von Kohlekraftwerken, entsprechend der realistischen Laufzeitbegrenzung von 40 Jahren sowie der Sondereffekte im Rahmen von §13g EnWG, einen deutlichen Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits ab dem Jahr 2019 bewirkt. Im Trendverlauf sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen signifikant von 313 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>e im Jahr 2017 auf 268 Mt CO<sub>2</sub>e im Jahr 2019 sowie auf 160 Mt CO<sub>2</sub>e im Jahr 2025. Für das im Klimaschutzplan als Zwischenziel beschriebene Jahr 2030 reduzieren sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energiewirtschaft im modellierten Ausstiegspfad auf 136 Mt CO<sub>2</sub>e. Dies entspricht einer Minderung um 68% gegenüber 1990 und liegt damit deutlich über dem Minderungsziel von 61-62% des Klimaschutzplans.

Entwicklung und Prognose der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Sektor Energiewirtschaft

Quelle: EuPD Research auf Basis von Umweltbundesamt, BMWi 2019

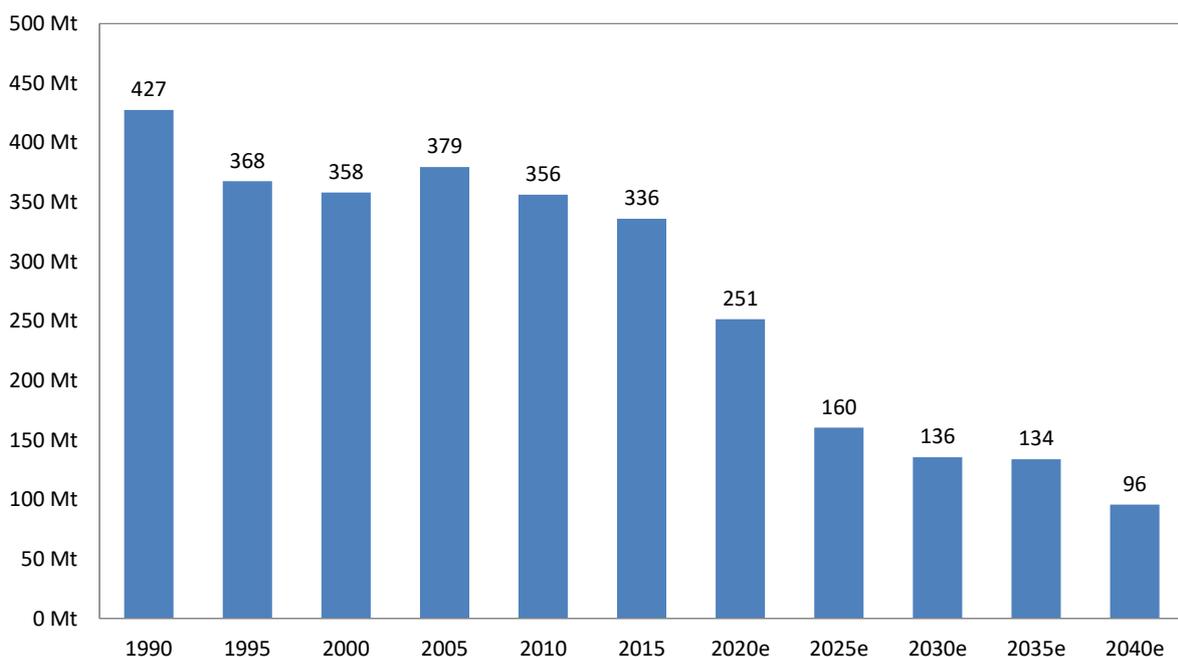


Abbildung 16: CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Energiewirtschaft

75 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019b)

76 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare

Sicherheit (2016)

Im weiteren Verlauf stabilisieren sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei ca. 130 Mt CO<sub>2</sub>e pro Jahr. Mit der endgültigen Stilllegung der verbleibenden Kohlekraftwerke Ende 2038 sinken im Modell die CO<sub>2</sub>-Emissionen ab dem Jahr 2039 auf unter 100 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>e bzw. erreichen im Jahr 2040 einen Wert von ca. 96 Mt CO<sub>2</sub>e, was einer Minderung von 78% gegenüber 1990 entspricht.<sup>77</sup>

Hinsichtlich des postulierten Minderungsziels für das Jahr 2050 von bis zu 95% gegenüber 1990 ist dessen Erreichung insbesondere mit dem auch nach 2040 kontinuierlichen Ausbau der Photovoltaik und Windenergie verknüpft, da diese Technologien über deutlich geringere CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren verfügen als die Energieträger Biogas/Biomasse, Abfall oder Deponie-/Grubengas.

## 5.2 Gebäude

Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gebäudebereichs berücksichtigt der Klimaschutzplan 2050 die direkten Emissionen der Sektoren „Haushalte“ sowie „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (GHD), welche direkt aufgrund des Betriebs von Wohn- und Nichtwohngebäuden entstehen; zu diesen direkten Verbräuchen werden dabei Raumwärme und -kälte sowie Warmwasser gezählt. Die entstehenden Emissionen für indirekte bzw. vor- und nachgelagerte gebäudebezogene Verbräuche (z.B. Bezug von Fernwärme, Gebäudebeleuchtung) werden stattdessen dem Sektor Energiewirtschaft zugerechnet. Die Zielsetzung für den Gebäudesektor hinsichtlich der Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen liegt für das Jahr 2030 bei 66-67% gegenüber 1990. Dies bedeutet, dass im Jahr 2030 der Gebäudebereich nur noch 70-72 Mt CO<sub>2</sub>e emittieren sollte (1990: 209 Mt CO<sub>2</sub>e).<sup>78</sup>

Im bisherigen Zeitverlauf konnten im betrachteten Gebäudebereich die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 124 Mt

CO<sub>2</sub>e im Jahr 2016 gesenkt werden. Gegenüber dem Bezugsjahr 1990 entspricht dies einer Minderung um mehr als 40%. Dabei wurde im Sektor Haushalte eine Reduzierung von 131 Mt CO<sub>2</sub>e auf 89 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>e und im Sektor GHD eine Minderung von 66 Mt CO<sub>2</sub>e auf 35 Mt CO<sub>2</sub>e erreicht.<sup>79</sup>

Hinsichtlich der beabsichtigten o.g. Zielerreichung im Jahr 2030 ist vor allem die Entwicklung des Heizungsbestands im Gebäudebereich von großer Bedeutung. Es ist zu erwarten, dass mittelfristig Gasheizungen die wichtigste Heizungstechnologie in Deutschland bleiben. Der Bestand an Ölheizungen und sonstigen konventionellen Heizungstechnologien wird mittelfristig leicht sinken und dürfte langfristig durch Wärmepumpen, Pelletheizungen und Brennstoffzellenheizungen/Power-to-Heat-Lösungen ersetzt werden.

Das zentrale Element zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele für das Jahr 2030 stellt die Technologie Solarthermie dar. Mit einem Zuwachs auf knapp 9 Mio. Solarthermie-Anlagen ist im Jahr 2030 eine Einsparung von ca. 20 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>e verbunden. Auch in der langfristigen Perspektive bis 2040 ist die Solarthermie die zentrale Technologie zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäudebereich, da angesichts eines Bestand von ca. 19 Mio. Wohn- und Nichtwohngebäuden auch nach 2030 noch große Potentiale zur Installation von Solarthermie-Anlagen vorliegen. Bei bereits heute erreichten Erzeugungskosten ab 3 Cent je kWh<sub>th</sub> ist von einem zukünftig steigenden Anteil der Solarthermie im Kraftwerksmaßstab im Nah- und Fernwärmesektor auszugehen.

Neben dem umfangreichen Ausbau an Solarthermie-Anlagen bietet im Gebäudebereich der zunehmende Einsatz von wasserstoffbasiertem synthetischem Methangas erhebliche CO<sub>2</sub>-Einsparungspotentiale im Segment der Gasheizungen. Ausgehend von einer sukzessiven Erhöhung des Anteils synthetischen Methangases zur Wärme-

<sup>77</sup> Eigene Berechnung.

<sup>78</sup> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016)

<sup>79</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019b)

erzeugung bis 2030, bei einem gleichzeitig leicht ansteigenden Bestand an Gasheizungen, ist damit ein Einsparpotential von ca. 10 Mt CO<sub>2</sub>e bei Gasheizungen im Jahr 2030 gegenüber 1990 möglich.<sup>80</sup>

Insgesamt zeigt die vorgenommene Modellierung des Heizungsbestands für das Jahr 2030 ein Absinken der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Segment der privaten Haushalte auf 49,9 Mt CO<sub>2</sub>e und entsprechend im Segment GHD auf 21 Mt CO<sub>2</sub>e. Die damit einhergehende Summe von 71,4 Mt CO<sub>2</sub>e liegt somit im vom Klimaschutzplan beschriebenen Zielkorridor von 70-72 Mt CO<sub>2</sub>e an Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors für das Jahr 2030.

### 5.3 Industrie

Der Industriesektor ist für einen Treibhausgasausstoß von etwas mehr als 20% der gesamten deutschen Emissionen verantwortlich und ist damit der zweitgrößte Emittent. Im Klimaschutzplan 2050 liegt das Sektorziel für das Jahr 2030 bei einer Minderung der Emissionen um 49-51% im Vergleich zum Jahr 1990. Im Vergleichsjahr 1990 wurden rund 283 Mt CO<sub>2</sub>e ausgestoßen.<sup>81</sup> Zwar sanken die Emissionen im Jahr 2014 bereits auf 181 Mt CO<sub>2</sub>e, diese sind jedoch in den vergangenen Jahren wieder angestiegen und erreichten im Jahr 2017 rund 200 Mt CO<sub>2</sub>e.<sup>82</sup> Rund zwei Drittel der CO<sub>2</sub>-Emissionen fallen dabei in der verarbeitenden Industrie und rund ein Drittel in der industriellen Prozesswärme an. Zum Jahr 2030 sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf den Wert von 140 bis 143 Mt CO<sub>2</sub>e gesenkt werden.

Eine Herausforderung für die weiteren Emissionsminderungen in diesem Sektor stellt der erwartete Anstieg des Stromverbrauchs dar. Gemäß dem für diese Studie entwickelten Energiemarktmodell wird der Stromverbrauch in der Industrie von 232 TWh

in 2017 auf 274 TWh in 2030 ansteigen. Gleichzeitig soll der Treibhausgasausstoß um rund 60 Mt CO<sub>2</sub>e reduziert werden. Die zunehmende Elektrifizierung des Industriesektors bietet das Potential, den zusätzlich benötigten Strom für Industrieprozesse aus erneuerbaren Quellen zu nutzen. In der industriellen Prozesswärme kann Wasserstoff statt aus der Dampfreformierung mit Erdgas aus erneuerbaren Quellen umgewandelt werden. So können diese Prozesse zunehmend dekarbonisiert werden. Laut der Modellierung würden in 2030 von den 274 TWh Strom rund 46 TWh aus erneuerbaren Quellen für Wasserstoff in der industriellen Nutzung, sowie für Wärmepumpen genutzt werden. Durch diesen Anteil können bereits rund 29 Mt CO<sub>2</sub>e eingespart werden.

In 2017 lag im Industriesektor der CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro verbrauchte Terawattstunde bei rund 0,86 Mt CO<sub>2</sub>e. Es wird davon ausgegangen, dass durch technologische Effizienzsteigerungen, sowie die zunehmende Nutzung von erneuerbaren Energien, der Treibhausgasausstoß pro TWh bis zum Jahr 2030 auf 0,62 Mt CO<sub>2</sub>e reduziert werden kann. Anreize zur Realisierung von Effizienzoptimierungen gibt unter anderem die Reform des europäischen Emissionszertifikatehandels (EU-ETS).<sup>83</sup> Ein Förderprogramm zur „Dekarbonisierung der Industrie“ soll außerdem technologische Innovationen in der Industrie zur Effizienzsteigerung unterstützen. Dieses Förderprogramm richtet sich an Unternehmen, die am Emissionshandel teilnehmen.<sup>84</sup>

Durch die Effizienzsteigerungen können weitere 29 Mt CO<sub>2</sub>e eingespart werden. Mit der sukzessiven Umsetzung dieser Minderungspotentiale ließen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Industriesektors auf 142,4 Mt CO<sub>2</sub>e im Jahr 2030 reduzieren, womit eine Erfüllung des Sektorziels gegeben ist.<sup>85</sup>

80 Eigene Berechnung

81 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016)

82 Umweltbundesamt (2018)

83 Europäisches Parlament (2017)

84 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2019)

85 Eigene Berechnung

## 5.4 Landwirtschaft

Der Sektor Landwirtschaft hat mit rund 64 Mt CO<sub>2</sub>e den geringsten Anteil am gesamten Treibhausgasausstoß Deutschlands zu verzeichnen. Der Klimaschutzplan 2050 sieht für die Landwirtschaft vor, den Treibhausgasausstoß bis 2030 auf 58 bis 61 Mt CO<sub>2</sub>e zu reduzieren. In 1990 lag der Wert bei 79 Mt CO<sub>2</sub>e und ist zum Jahr 2018 bereits auf 63,6 Mt CO<sub>2</sub>e gesunken. Somit müssen zur erfolgreichen Zielerfüllung in den nächsten elf Jahren weitere 2,6 bis 5,6 Mt CO<sub>2</sub>e eingespart werden.<sup>86</sup>

Hinsichtlich des Stromverbrauchs im Bereich Landwirtschaft wird dieser laut dem entwickelten Energiemarktmodell von 10,5 TWh in 2018 auf 9,8 TWh in 2030 sinken. Der mit dem Stromverbrauch verbundene Treibhausgasausstoß ist in der Landwirtschaft jedoch verhältnismäßig gering. Es werden vor allem die Gase (z.B. Methan sowie Stickstoffoxide) durch Düngung und Viehhaltung freigesetzt. Von 1990 bis 2018 haben sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Landwirtschaft um 27,7% reduziert. Allein von 2017 auf 2018 sind die Emissionen um rund vier Prozent gesunken, was auf den geringeren Einsatz von mineralischen Düngern zurückzuführen ist.<sup>87</sup> Neben technischen Maßnahmen wie der Verbesserung der Stickstoffeffizienz, sollen auch die Förderung des ökologischen Landbaus sowie die Düngeverordnung zu einer Reduzierung des Treibhausgasausstoßes führen. Ferner können politische Maßnahmen gegen Lebensmittelverschwendung und eines verringerten Konsums von tierischen Produkten einen positiven Beitrag zu Emissionseinsparungen leisten.<sup>88</sup>

Unter Berücksichtigung der Emissionsminderungen von 1990 bis 2017 zeigt sich eine durchschnittliche Minderung von 0,67% pro Jahr. Unter Fortschreibung dieser durchschnittlichen Effizienzreduzierung ergibt sich ein Wert von rund 59 Mt CO<sub>2</sub>e und damit die Erfüllung des Sektorziels im Jahr 2030.<sup>89</sup>

86 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016)

87 sonnenseite.com (2019)

88 Umweltbundesamt (2019a)

89 Eigene Berechnung

## 5.5 Verkehr

Der Verkehrssektor war im Jahr 2017 für rund 19% der CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich, was einer Menge von 170,6 Mt CO<sub>2</sub>e entspricht. Damit ist der Verkehrssektor nach der Energiewirtschaft sowie der Industrie der drittgrößte Treibhausgasemittent unter den Wirtschaftssektoren in Deutschland. Während der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in den meisten Bereichen reduziert werden konnte, ist der Ausstoß im Bereich Verkehr im Vergleich zum Jahr 1990 sogar leicht gestiegen.<sup>90</sup> Die Ursache hierfür liegt im steigenden PKW-Bestand und dem zunehmenden Trend zu größeren Fahrzeugen. Die neuzugelassenen PKWs sind zwar effizienter geworden, allerdings ist die PKW-Anzahl zwischen 1995 und 2018 um rund 17% gestiegen, wodurch die Effizienzsteigerung überkompensiert wurde.<sup>91</sup>

Im Klimaschutzplan 2050 wurde für den Verkehrsbereich als Sektorziel festgesetzt, bis zum Jahr 2030 zwischen 40 und 42% der Treibhausgase gegenüber 1990 einzusparen. Im Jahr 1990 betrug der Ausstoß in CO<sub>2</sub>e rund 163 Mt – zum Jahr 2014 ist dieser Wert nur marginal auf 160 Mt gesunken und zum Jahr 2017 sogar auf rund 171 Mt CO<sub>2</sub>e gestiegen. Laut des Sektorziels dürfte bis zum Jahr 2030 der Verkehrsbereich nur 95 bis 98 Mt CO<sub>2</sub>e ausstoßen – dies würde einer Reduktion um 65-68 Mt CO<sub>2</sub>e gegenüber dem Wert im Jahr 1990 entsprechen.<sup>92</sup>

Mit rund 96% ist der höchste Anteil des Treibhausgasausstoßes im Verkehrssektor im Straßenverkehr zu verzeichnen, wobei der PKW-Verkehr den größten Teil ausmacht. Im Jahr 2017 entfielen rund 115 Mt CO<sub>2</sub>e auf den PKW-Verkehr.

Eine bedeutende Rolle wird in Zukunft der Elektromobilität zukommen – hierzu zählen sowohl die batterieelektrischen Fahrzeuge als auch jene mit

90 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2018)

91 Umweltbundesamt (2019b)

92 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016)

wasserstoffbasierten Antrieben. Hier sollte vorausgesetzt werden, dass die Elektrofahrzeuge mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden, da ansonsten die Treibhausgasbelastung nicht gemindert, sondern stattdessen verlagert wird. Je stärker sich der zusätzliche Strombedarf durch die Elektromobilität entwickelt, desto schneller muss mehr Strom aus erneuerbaren Energien stammen. Die Elektromobilität hat somit das Potential im Jahr 2030 im PKW-Verkehr rund 16 Mt CO<sub>2</sub>e einzusparen. Im übrigen Straßenverkehr könnten durch die Elektrifizierung der Bus- und LKW-Flotten rund 3,5 Mt CO<sub>2</sub>e eingespart werden.<sup>93</sup>

Unter der Berücksichtigung der Annahme des Statistischen Bundesamtes, dass die deutsche Bevölkerung bis 2025 weiter wächst, geht diese Studie von einem ebenfalls weiter anwachsenden Bestand an PKW bis 2025 aus. Gegen Ende der 2020er Jahre wird aufgrund des langfristigen demografischen Wandels, konkurrierender Mobilitätslösungen (z.B. Sharing-Konzepte) und restriktiverer Rahmenbedingungen für den PKW-Individualverkehr (z.B. großflächige Fahrverbote in Innenstädten) ein langsames Wachstum des PKW-Bestands unterstellt.

Neben der Elektromobilität und eines langfristig stagnierenden PKW-Bestands spielen auch Effizienzsteigerungen eine wichtige Rolle zur kurz- und mittelfristigen Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor. Signifikante Potentiale liegen in der Weiterentwicklung der Motorentechnologie, indem durch technologischen Fortschritt der durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß aller PKWs, von aktuell 177 Gramm CO<sub>2</sub>/Km, weiter gesenkt wird. Der durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß je Kilometer der neuzugelassenen PKWs liegt heute bereits bei 118,5 Gramm (Stand: 2017).

Zum Jahr 2021 soll ein durchschnittlicher CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Neuwagenflotte von 95 Gramm CO<sub>2</sub>/Km erreicht werden.<sup>94</sup> Ferner besteht Potential den Treibhausgasausstoß der aktuell rund 31 Mio. gemeldeten Benziner-PKWs durch die Beimischung von Bioethanol in Benzin – sogenanntes E5 und E10 Benzin – zu reduzieren. Hierbei wäre es zukünftig möglich, die Beimischungsrate auf 15 bis 20% zu erhöhen, um somit noch höhere CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu erzielen. Um einen höheren Anteil an Biokraftstoffen zu generieren, ist ein zusätzlicher Import von Biokraftstoffen nötig. Durch den technologischen Fortschritt und die Nutzung von Biokraftstoffen wird ein weiteres Einsparpotential von rund 40 Mt im PKW-Bereich und rund 9 Mt CO<sub>2</sub>e im sonstigen Straßenverkehr für erreichbar erachtet.

Neben dem hohen Anteil des Treibhausgasausstoßes im Straßenverkehr entfällt ein geringerer Anteil des Ausstoßes im Verkehrssektor von rund vier Prozent in den Bereichen der nationalen Luft- und Schifffahrt, sowie bei Diesellokomotiven und anderen Fahrzeugen an. Hier wird das Einsparpotential vor allem in der Erhöhung der Nutzung von E-Fuels gesehen, da diese sich für den Einsatz in der Luft- und Schifffahrt eignen. Im Jahr 2015 wurden im innerdeutschen Flugverkehr rund 2,7 Mt CO<sub>2</sub>e ausgestoßen. Es wird angenommen, dass die Treibstoffeffizienz jährlich um ca. 1,5% gesteigert werden kann. Ferner wird erwartet, dass der Luftverkehr ab 2020 CO<sub>2</sub>-neutral wächst.<sup>95</sup> Bei dieser Entwicklung spielen E-Fuels eine wichtige Rolle. Im Modell wird davon ausgegangen, dass zum Jahr 2030 rund 7,5 TWh Wasserstoff in Form von E-Fuels in der Luft- und Schifffahrt genutzt werden. Somit könnte der Großteil der CO<sub>2</sub>e im nationalen Luft- und Schifffahrtverkehr eingespart werden.

93 Eigene Berechnung

94 Umweltbundesamt (2018b)

95 Bundesverband der deutschen Luftverkehrswirtschaft (2018)



## 6. MODELLRECHNUNG DEUTSCHLAND 2040

### 6.1 Entwicklung des Lastgangs

Auf Basis der in Kapitel 2 ermittelten jährlichen Stromnachfrage in den einzelnen Segmenten gilt es nun diese Nachfrage über Lastprofile zeitlich einzuordnen. Diese Verortung der Stromnachfrage als viertelstundenscharfe Leistungswerte ist Voraussetzung, um später Aussagen zur Versorgungssicherheit der zukünftigen deutschen Stromversorgung treffen zu können. Für die zeitliche Darstellung der Stromnachfrage in den Segmenten private Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft wird auf verfügbare Standardlastprofile zurückgegriffen.<sup>96</sup> Im Bereich der Anwendung von Wärmepumpen liegen ebenfalls Standardlastprofile vor, die in Kombination mit Temperaturtabellen ein Lastprofil darstellen. Die Lastprofile für Industrie, Schienenverkehr und Elektromobilität werden in Anlehnung an Schuster (2014) erstellt.

<sup>96</sup> [gipsprojekt.de/featureGips/Gips.jsessionid=FB97EF608D23211289E999CA55C808B9?SessionMandant=sw\\_unna&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=133029&Mandantkuerzel=sw\\_unna&Navigation=J](https://gipsprojekt.de/featureGips/Gips.jsessionid=FB97EF608D23211289E999CA55C808B9?SessionMandant=sw_unna&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=133029&Mandantkuerzel=sw_unna&Navigation=J)

Die Erzeugung von Wasserstoff bzw. synthetischen Gasen im Rahmen der Power to X Anwendungen verfolgt zwei Zielstellungen. Einerseits soll mittels emissionsfrei hergestelltem Wasserstoff konventionell produzierter, so genannter grauer, Wasserstoff ersetzt werden. Die Anwendung dieses grünen Wasserstoffs bzw. entsprechender synthetischer Gase findet hierbei in der Industrie, in der Wärmeerzeugung und im Verkehrssektor statt. Andererseits soll zukünftig durch die Herstellung von Wasserstoff überschüssiger erneuerbarer Strom zwischengespeichert und zeitversetzt rückverstromt werden. Entsprechend kann für die Power to X Anwendungen kein statisches Lastprofil erstellt werden, da sich der Umfang der Elektrolyse aus jeweiligen der verfügbaren Strommenge als Differenz zwischen Stromproduktion und Stromnachfrage ableitet.

Die nachfolgende Abbildung 17 zeigt den Lastgang einer Woche im Februar 2018. Hierbei ist der typische Tages- und Wochenverlauf der Stromnachfrage in Deutschland zu erkennen. Während die Nachfrage am Wochentag bis auf knapp 80 GW ansteigt, verringert sich diese am Wochenende auf 65 GW in der Spitze. Die Stromnachfrage im neuen Verbrauchsfeld der Elektromobilität ist aufgrund der geringen Anzahl an Elektrofahrzeugen noch nicht sichtbar.

Bis zum Jahr 2030 werden Veränderungen in der Stromnachfrage insbesondere hinsichtlich des Bestandes an Elektrofahrzeugen sowie in der Stromnachfrage für Power to X Anwendungen gesehen. Diese zusätzliche Stromnachfrage erhöht einerseits den Lastgang, andererseits verändert sich die zeitliche Struktur der Stromnachfrage.

Die Darstellung des Lastgangs der Kalenderwoche 6 im Jahr 2030 offenbart eine veränderte Stromnachfrage. Auf Basis des Lastprofils der Elektromobilität wird hier zwischen Montag und Freitag ein verstärktes Laden in den Abendstunden antizipiert. Dies führt entsprechend zu einer sichtbaren Nachfragespitze am frühen Abend. Am Wochenende liegt hingegen eine andere zeitliche Nutzung des Elektrofahrzeuges und damit einhergehend der Ladezeiten vor, die sich mehr über den Tag verteilen. Die Stromnachfrage der Power to X Technologien steht in Abhängigkeit der verfügbaren Strommenge. In Abbildung 18 ist zudem ersichtlich, dass bei Stromerzeugungsüberschüssen in den Mittagsstunden diese entsprechend zur Wasserstoffelektrolyse bzw. zur Herstellung weiterer synthetischer Gase verwendet werden können. Insgesamt erhöht sich die Lastkurve auf knapp 100 GW Spitzenlast während dieser Beispielwoche im Jahr 2030.

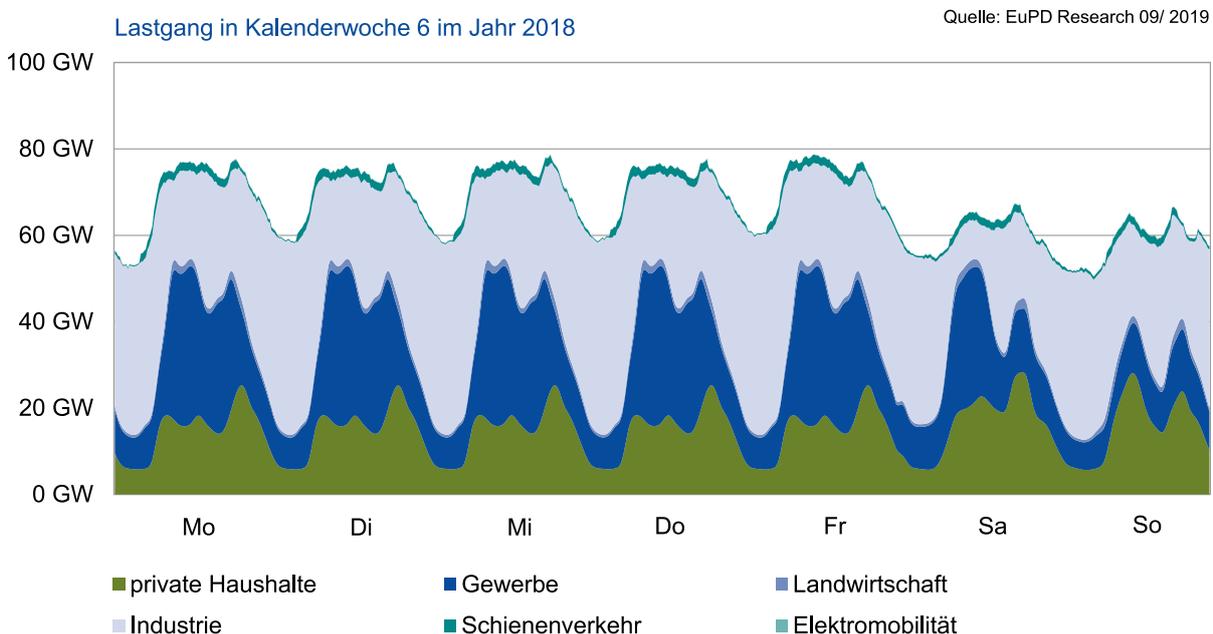


Abbildung 17: Lastgang in Kalenderwoche 6 im Jahr 2018

Lastgang in Kalenderwoche 6 im Jahr 2030

Quelle: EuPD Research 09/ 2019

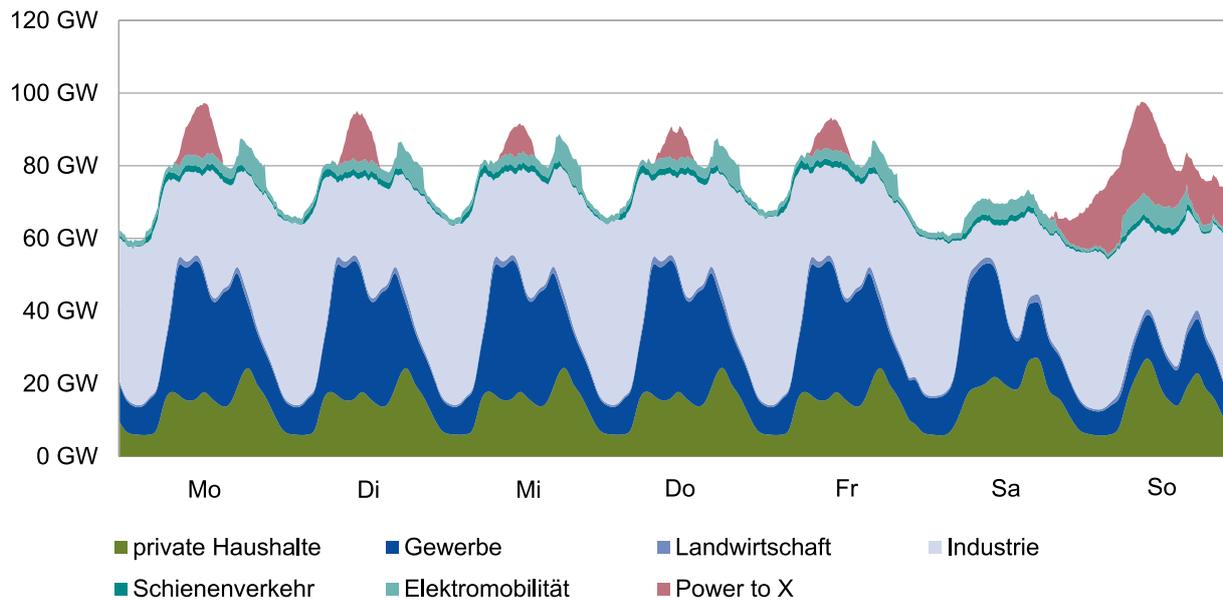


Abbildung 18: Lastgang in Kalenderwoche 6 im Jahr 2030

Zwischen 2030 und 2040 werden weitergehende signifikante Veränderungsprozesse im deutschen Energiemarkt erwartet. Dem leichten Rückgang des Stromverbrauches in den privaten Haushalten steht der deutliche Ausbau der Elektromobilität sowie des Strombedarfes für Power to X Anwendungen gegenüber. Die Zunahme des teil- und vollelektrischen Fahrzeugparks in Deutschland auf 22,5 Mio. Einheiten geht mit einem Jahresstromverbrauch von 70 TWh einher. Diese Zunahme zeichnet sich

deutlich im Lastgang ab. Infolge des prognostizierten hohen Zubaus an Photovoltaik-Anlagen zeigt die Erzeugungskurve auch im Februar in den Mittagsstunden einen deutlichen Erzeugungüberschuss der entsprechend in Power to X Anlagen fließt (vgl. Abb. 19).

Lastgang in Kalenderwoche 6 im Jahr 2040

Quelle: EuPD Research 09/ 2019

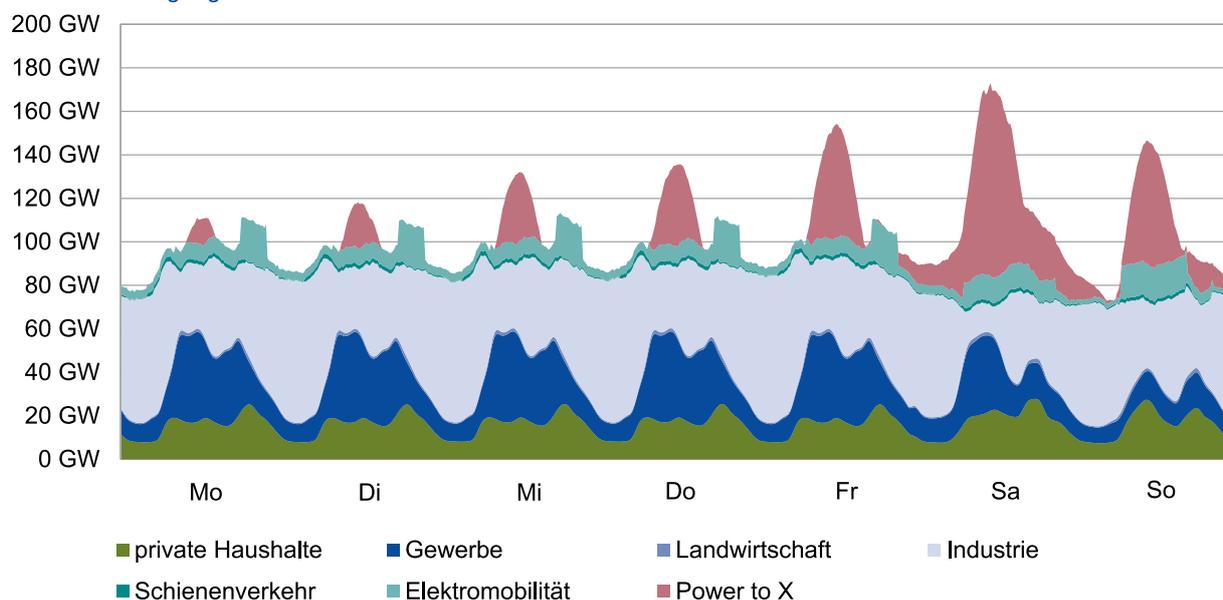


Abbildung 19: Lastgang in Kalenderwoche 6 im Jahr 2040

## 6.2 Stromangebot

Analog zur Darstellung der Stromnachfrage wird nachfolgend zunächst die Basisbetrachtung für das Jahr 2018 vollzogen. In Abbildung 20 sind entsprechend die einzelnen Energieträger in Bezug auf deren Strombeitrag abgebildet. Analog zur Stromnachfrage wird die Stromproduktion in der KW 6 im Jahr 2018 dargestellt.

Die Stromproduktion stellt einen typischen Wochenverlauf mit Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken im Grundlastbetrieb und Steinkohlekraftwerken in entsprechendem Mittellastbetrieb dar. Die Stromproduktion der Photovoltaik ist aufgrund der geringen Sonneneinstrahlung im Februar verhältnismäßig gering, erreicht aber trotzdem in der Spitze 12 GW. Am Sonntag ist ein deutlicher Anstieg der Windproduktion zu registrieren. Hier werden in der Spitze knapp 32 GW an Windenergie produziert.

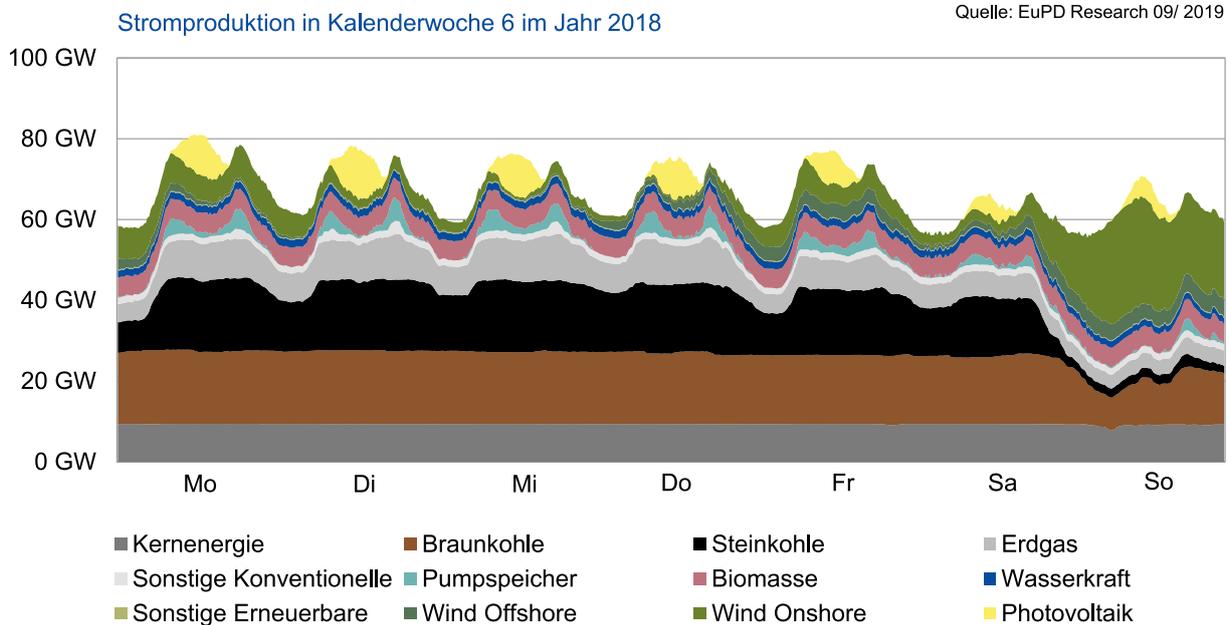


Abbildung 20: Stromproduktion in Kalenderwoche 6 im Jahr 2018

## 6.2.1 Stromerzeugung in 2030

Die nachfolgende Abbildung 21 zeigt vereinfacht den in Kapitel 1 beschriebenen Modellablauf. Entsprechend werden zur Berechnung der Stromerzeugung in 2030 in einem iterativen Prozess 5 Arbeitsschritte durchlaufen und wiederholt, bis die Zielstellungen des 65% Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie die Versorgungssicherheit im Sinne eines Gleichgewichtes zwischen Stromerzeugung und -nachfrage erfüllt sind.

Im Arbeitsschritt 2 gilt es nun, die notwendige Strommenge zur Zielerreichung im Abgleich zum Bruttostromverbrauch zu bestimmen. Kapitel 3 beschreibt den Ausbaupfad der verschiedenen Energieträger im deutschen Strommix bis zum Jahr 2040. Hierbei wird dargelegt, wie die weitere Entwicklung der einzelnen Energieträger eingeschätzt wird und welche Konsequenz dies letztlich für die Stromerzeugung besitzt. Exklusive der Photovoltaik erreicht in dieser Projektion die Stromproduktion der erneuerbaren Energien für das Jahr 2030 einen

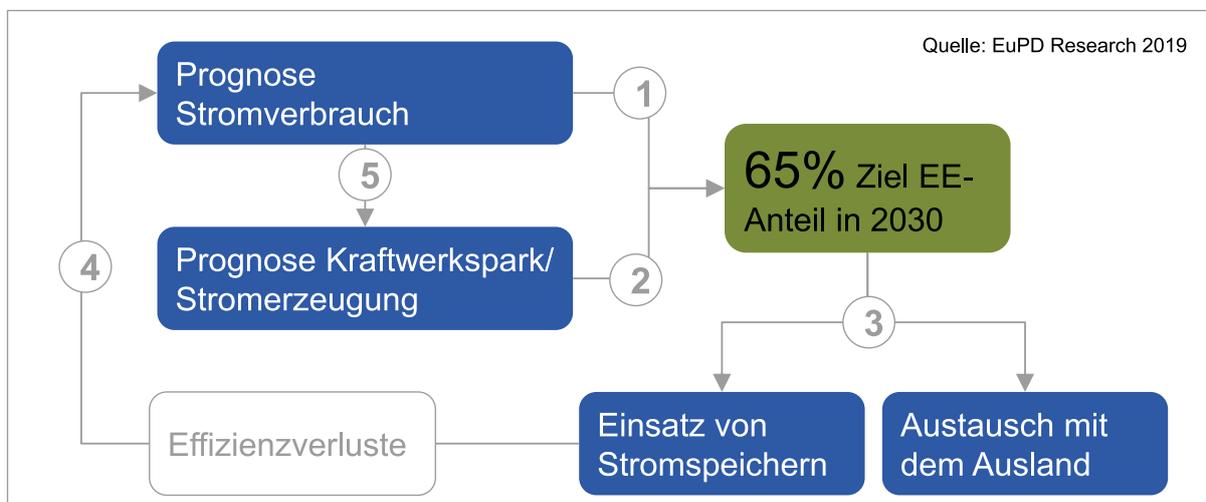


Abbildung 21: Kurzdarstellung des Modellablaufes

Ausgangspunkt der Kalkulationen zum notwendigen Zubau an Erneuerbare-Energien-Anlagen ist im Arbeitsschritt 1 abgebildet und beinhaltet die Einhaltung der Klimaschutzziele und damit des Zieles der Ökologie im energiepolitischen Zieldreieck. Die darin vorgeschriebenen Anteile an Ökostromerzeugung am Bruttostromverbrauch werden mit mindestens 65% im Jahr 2030 angegeben.<sup>97</sup> Bei einem berechneten Bruttostromverbrauch von 689 TWh im Jahr 2030 ergibt sich somit ein Minimalwert an Stromproduktion aus erneuerbaren Energien von 448 TWh.

Wert von 324 TWh. Dem folgend muss die solare Stromproduktion mindestens 124 TWh umfassen, um das 65% Ziel in 2030 zu erreichen. Dieser ermittelte Wert an Stromproduktion der Photovoltaik für 2030 wird anschließend in der Modellrechnung im Arbeitsschritt 3 verwendet, um die Einhaltung der Versorgungssicherheit als zweites Ziel der Energiepolitik zu bestimmen. In diesem Prozess wird zunächst die Residuallast als Gegenüberstellung aus Nachfragekurve und Stromerzeugung der fluktuierenden erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windenergie berechnet. Darauf basierend erfolgt die Darstellung des Strommarkt-Gleichgewichtes als Differenz aus Erzeugungsprofil aller Energieträger und dem Lastgang. Hierbei werden die regelbaren Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der Residuallast entsprechend eingesetzt. Die gesamten Berechnungen erfolgen im Modellrahmen auf Datenbasis von 15-Minutenintervallen.

97 <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energie-wende/energie-erzeugen/ein-neues-zeitalter-hat-begonnen-317608>

Im kalkulierten Strommarkt-Gleichgewicht auftretende Angebots- und Nachfrageüberschüsse können einerseits durch den Einsatz von Speichern im Inland ausgeglichen werden. Andererseits ist ein Ausgleich durch Stromexporte oder -importe mit dem Ausland möglich. Die Importkapazität wird auf Basis des Jahres 2017 mit einem Maximalwert von 14 GW, die Exportkapazität mit 11 GW angenommen. Die Strommengen des zukünftigen Stromaustausches mit dem Ausland orientieren sich an den historischen Werten und werden auf einen Wert sowohl für Export und Import von 70 TWh begrenzt.<sup>98</sup>

Die Speicherkapazitäten werden in Kurz- und Langfristspeicher bzw. saisonale Speicher unterteilt. Die Zielstellung des Einsatzes der Speicherkapazitäten liegt darin, Erzeugungsüberschüsse zwischen zu speichern und in Phasen mit erhöhter Nachfrage entsprechend auszuspeichern. Im Prozess des Ladens sowie des Entladens des Speichers liegt in Abhängigkeit der verwendeten Technologie ein Effizienzverlust vor.

Insbesondere die stoffliche Zwischenspeicherung von Strom in Form von Wasserstoff und dessen Rückverstromung gehen mit einem erhöhten Stromverlust einher.

Diese Stromverluste werden im Arbeitsschritt 4 dargestellt. Hierbei wird ersichtlich, dass dies entsprechend den Stromverbrauch erhöht.

Um diesen zusätzlichen Stromverbrauch zu decken, besteht folglich die Notwendigkeit, wie in Arbeitsschritt 5 symbolisiert, die Stromerzeugungskapazitäten anzupassen. Hieran schließen sich weitere Iterationen des Modellkreislaufes an, um letztlich die optimale Stromerzeugung in Kombination mit Speichereinsatz und Stromaustausch mit dem Ausland zu ermitteln.

Die nachfolgenden Ausführungen beschreiben zunächst den ersten Kreislauf der vorstehend beschriebenen iterativen Modellrechnung. Die folgenden Beschreibungen und Abbildungen beziehen sich auf eine installierte Photovoltaikleistung von 120 GW im Jahr 2030, die entsprechend zur Deckung des 65% Zieles ausreichend ist.

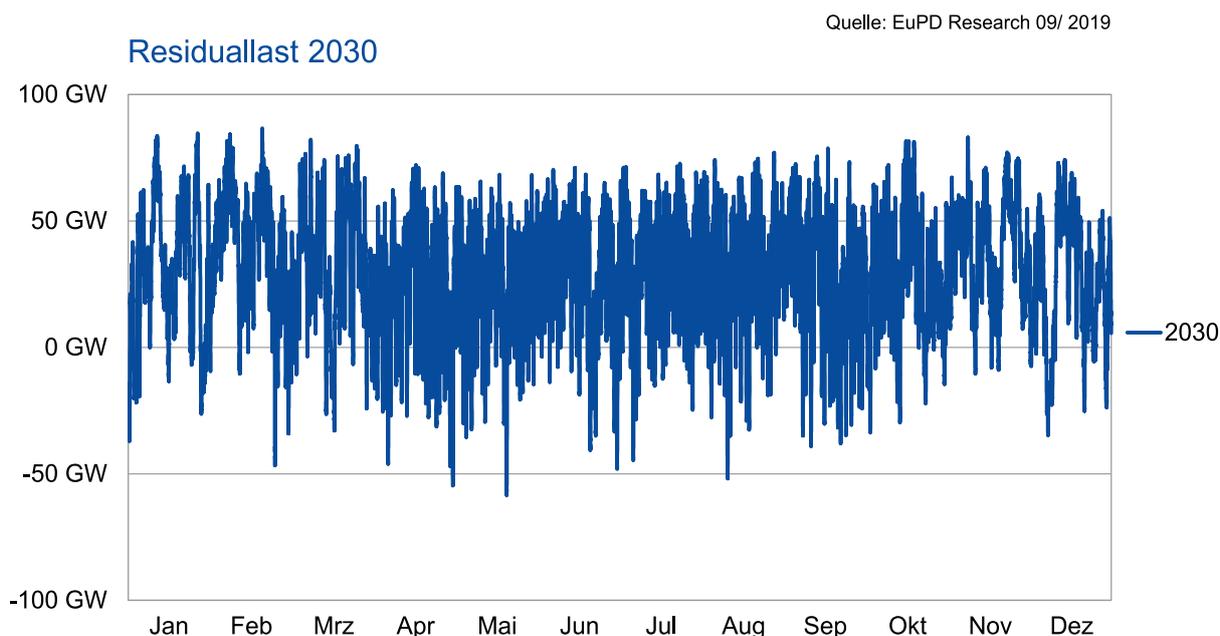


Abbildung 22: Residuallast im Jahr 2030

98 [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2018\\_Kapitel/E\\_GrenzHandelEU2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2018_Kapitel/E_GrenzHandelEU2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

Die Darstellung der Residuallast des Jahres 2030 macht ersichtlich (vgl. Abb. 22), dass im Zielwert von 65% Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromversorgung bereits eine Schwankungsbreite der Residuallast zwischen -59 GW und 87 GW besteht. Entsprechend erfolgt einerseits durch Windenergie und Photovoltaik in der Spitze eine Stromproduktion, die die prognostizierte Stromnachfrage um 87 GW übersteigt. Andererseits müssen in wind- und sonnenarmen Phasen bis zu 59 GW an Stromnachfrage durch den sonstigen Kraftwerkspark, Importe aus dem Ausland sowie durch Ausspeicherung zwischengespeicherter Stroms gedeckt werden.

Werden ergänzend zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik die weiteren Kraftwerkskapazitäten eingesetzt, ergibt sich als Differenz von Stromproduktion und Stromnachfrage, ohne den Einsatz von Speichern oder dem Austausch mit dem Ausland, die in Abbildung 23 dargestellte Lastkurve. Dies zeigt, dass nach wie vor eine hohe Schwankungsbreite der Lastkurve zwischen Stromerzeugungsüberschüssen von 75 GW bis zu einem Nachfrageüberschuss von 47 GW bestehen.

Um die starken Schwankungen im Strommarkt ausgleichen zu können, ist der Einsatz von Kurzfristspeichern und saisonalen Speichern notwendig. In Abbildung 24 werden für das Jahr 2030 Kurzfristspeicher mit einer Nettokapazität von 15 GWh sowie saisonale Speichereinheiten mit einer Elektrolyseleistung von 35 GW kalkuliert. Hierbei wird ersichtlich, dass längere Phasen vorliegen, in denen die prognostizierte Differenz aus Stromangebot und -nachfrage ausgeglichen ist. Nach wie vor treten aber längere Phasen mit höheren Stromangebots- und Stromnachfrageüberschüssen auf. Der maximale Stromangebotsüberschuss sinkt auf 40 GW, der maximale Stromnachfrageüberschuss liegt noch immer bei 46 GW.

Die Speicherung größerer Strommengen ist insbesondere in der saisonalen Speicherung mittels Elektrolyse und Rückverstromung von Wasserstoff aufgrund begrenzter Wirkungsgrade der Technologien mit hohen Verlusten verbunden. Somit entsteht zusätzlicher Strombedarf, um diese Speicherverluste abzudecken. Für die Prognose des Jahres 2030 besteht aufgrund dieser Speicherprozesse ein zusätzlicher Strombedarf von 24,5 TWh. Abbildung 25 zeigt die Differenz aus Stromerzeugung und -nachfrage mit dem Einsatz entsprechend beschriebener Speicherkapazitäten. Hierbei wird der zusätzliche Strombedarf ersichtlich.

Quelle: EuPD Research 09/ 2019

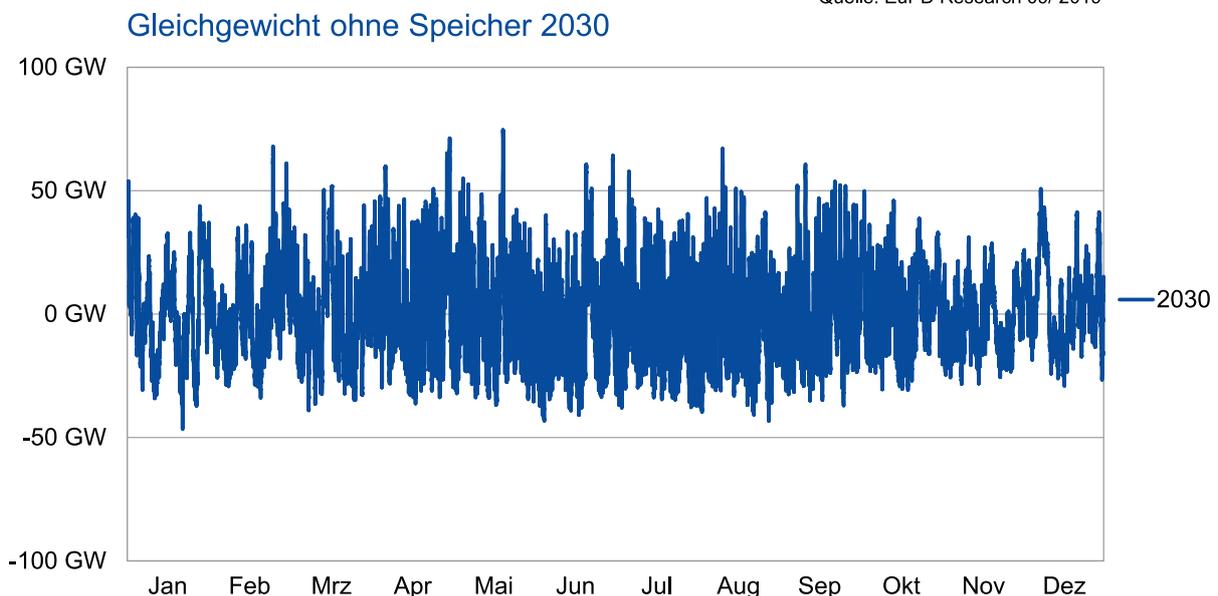


Abbildung 23: Strommarkt-Gleichgewicht ohne Speicher 2030

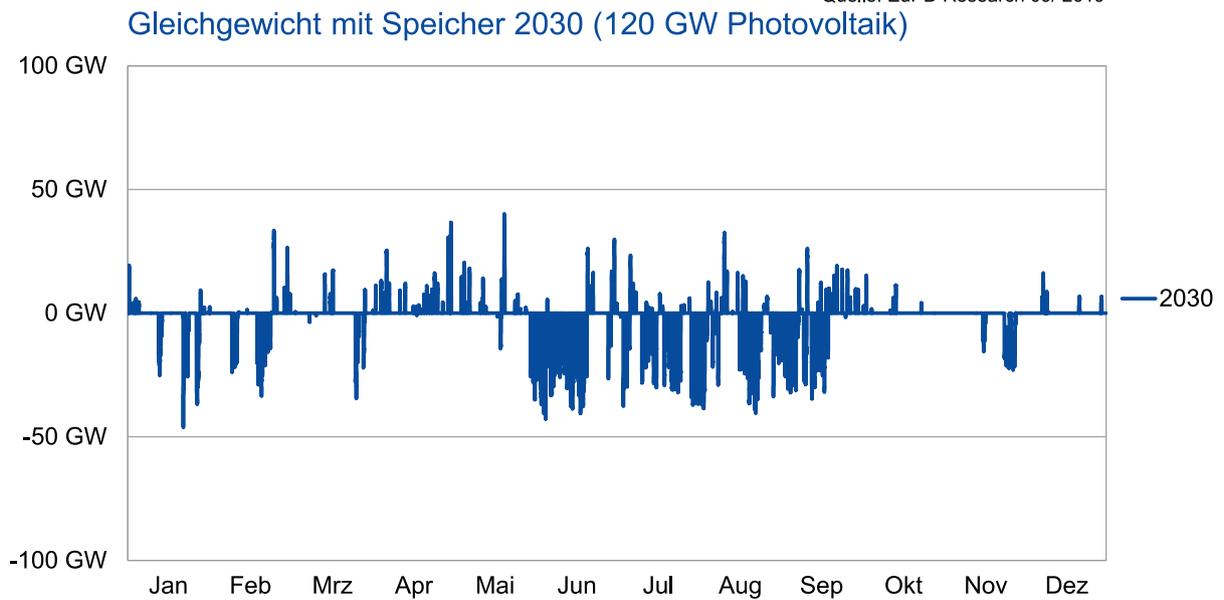


Abbildung 24: Strommarktgleichgewicht mit Speichern in 2030 (120 GW Photovoltaik)

In einem iterativen Prozess wird jeweils der zusätzliche, aufgrund der Speicherprozesse benötigte, Strombedarf über zusätzliche Photovoltaik-Installationen gedeckt, was wiederum einen erhöhten Speicherbedarf hervorruft. Zudem steht die Bedingung, dass die inländische Stromerzeugung zzgl. der Importkapazitäten zu jeder Zeit die inländische Stromnachfrage decken kann.

Hierzu ist insbesondere in den Wintermonaten eine höhere PV-Erzeugung notwendig, was die notwendige installierte Photovoltaikleistung erhöht. Im Ergebnis wird im Modellrahmen eine installierte PV-Leistung von 170 GW im Jahr 2030 kalkuliert. Diese PV-Leistung ist im Ergebnis ausreichend, um in Kombination mit Kurzfristspeichern und saisonalen Speichern sowie dem skizzierten Austausch mit dem Ausland den Strombedarf im Jahresverlauf in jedem 15-Minutenintervall zu decken.

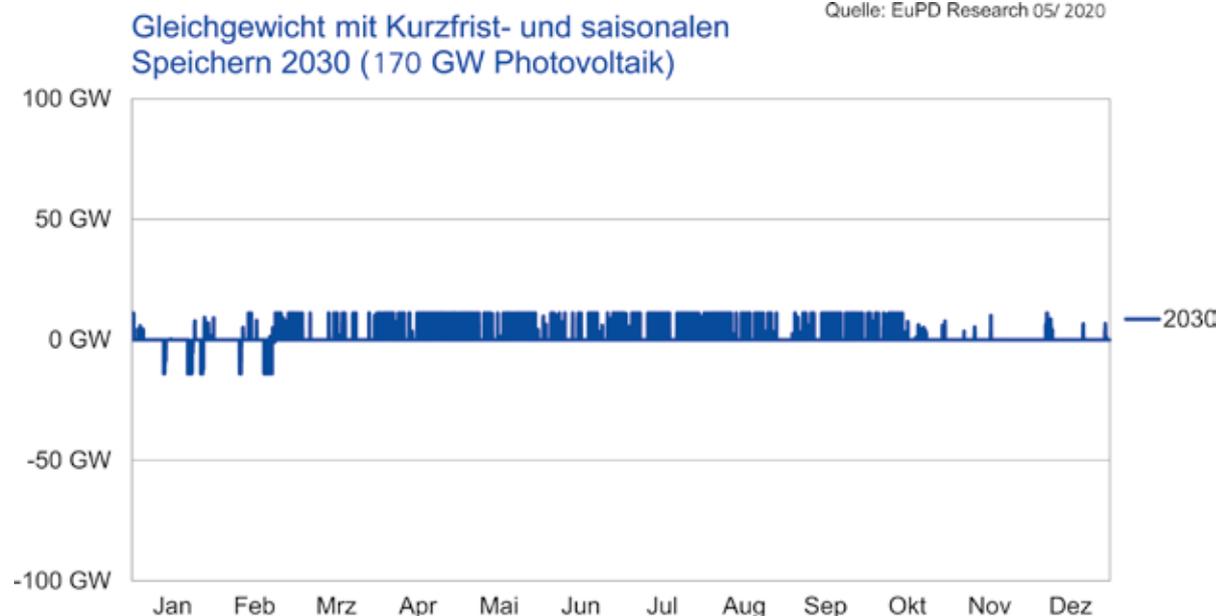


Abbildung 25: Strommarktgleichgewicht mit Speichern in 2030 (162 GW Photovoltaik)

In der Projektion der Stromproduktion im Jahr 2030 werden verschiedene in Kapitel 3 beschriebene Entwicklungen sichtbar. Dem Atomausstieg folgend liefern die deutschen Kernkraftwerke ab 2023 keinen Strom mehr. Analog hierzu reduziert sich die Stromproduktion der Kohlekraftwerke deutlich. Im Bereich der fossilen Kraftwerke ist dem gegenüber ein Anstieg der Stromerzeugung durch Erdgaskraftwerke zu verzeichnen. Im Bereich der erneuerbaren Energien lässt sich in der gestiegenen Stromproduktion der deutliche Ausbau von Photovoltaik und Windenergie erkennen (vgl. Abb. 26).

An windschwachen Tagen ist die typische Glockenkurve der solaren Stromerzeugung prägend für die deutsche Stromproduktion. Selbst unter der Annahme der geringeren Sonneneinstrahlung im Februar liefert die Photovoltaik im Jahr 2030 hier einen Strombeitrag von bis zu 48 GW. Noch stärker fällt der maximale Beitrag der Windenergie mit bis zu 72 GW aus. An einem windreicheren Tag im betrachteten Februar kann so die Stromproduktion auf 114 GW anwachsen.

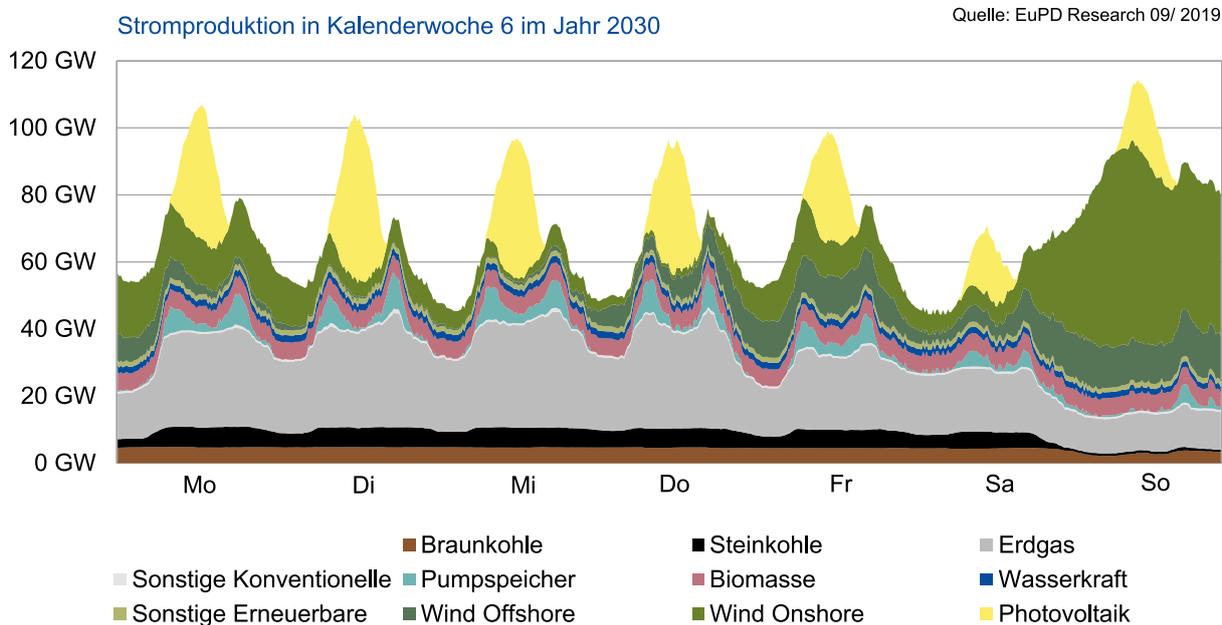


Abbildung 26: Stromproduktion in Kalenderwoche 6 im Jahr 2030

## 6.2.2 Speichereinsatz in 2030

Die Gegenüberstellung von Lastkurve und Stromerzeugung am Beispiel der Kalenderwoche 6 im Jahr 2030 offenbart die Notwendigkeit und die Anwendungsfälle von Stromspeichern. Die wachsende solare Stromerzeugung zeigt sich im veränderten Erzeugungsprofil mit einer deutlich sichtbaren Spitze in der Mittagszeit. Dem gegenüber erhöht sich der Lastgang. Der auftretende Erzeugungsüberschuss wird einerseits verwendet, um mittels Kurzfristspeichern einen Teil der Erzeugungsspitze zeitlich zu verlagern. Andererseits fließt der Erzeugungsüberschuss in die Elektrolyse, um über die stoffliche Speicherung flexibel Strom im Tages- als auch im saisonalen Ausgleich bereitstellen zu können (vgl. Abb. 27).

Stromerzeugung, Lastgang und Speichernutzung in Kalenderwoche 6 im Jahr 2030

Quelle: EuPD Research 09/ 2019

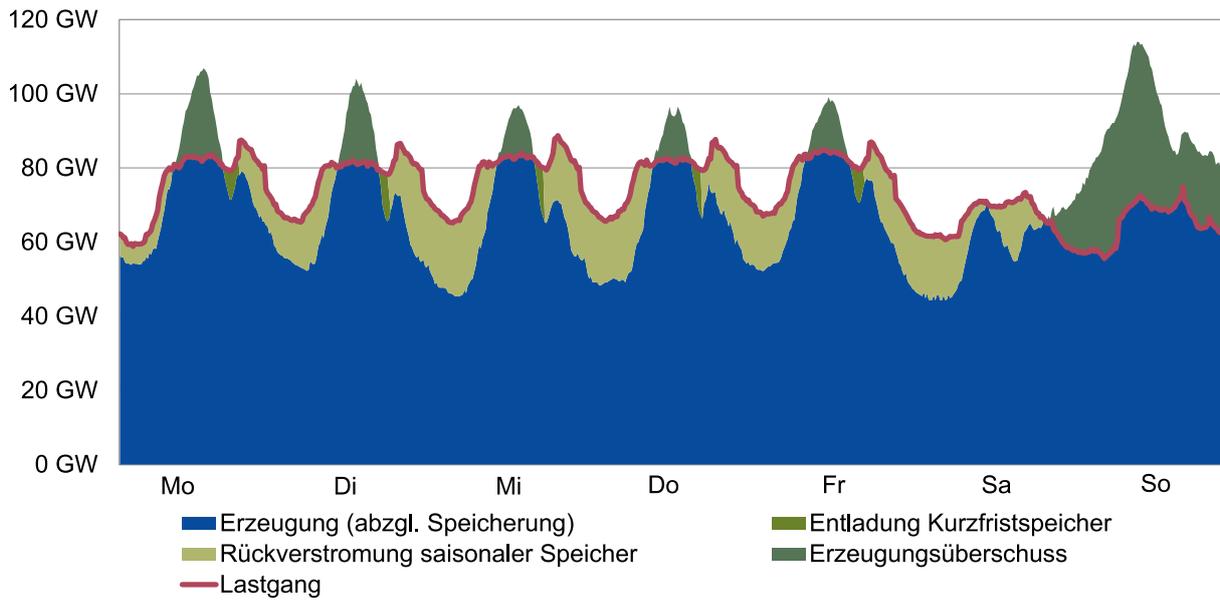


Abbildung 27: Stromerzeugung, Lastgang und Speichernutzung in KW 6 im Jahr 2030

Bis zum Jahr 2040 wird ein anhaltend hoher Zubau insbesondere an Photovoltaikanlagen erwartet. Dies führt zu einem weiteren Ansteigen der Erzeugungsspitzen zur Mittagszeit. Die folgende Abbildung 28 stellt die Stromerzeugung im Sommermonat Anfang August im Jahr 2040 dar. Hierbei werden die Erzeugungsspitzen von bis zu 250 GW sichtbar. Zudem zeigt sich hier, dass auch ohne Solarenergie in den Abend- und Nachtstunden bis zu 125 GW vornehmlich aus der Windenergie erzeugt werden können.

Stromproduktion in Kalenderwoche 32 im Jahr 2040

Quelle: EuPD Research 09/ 2019

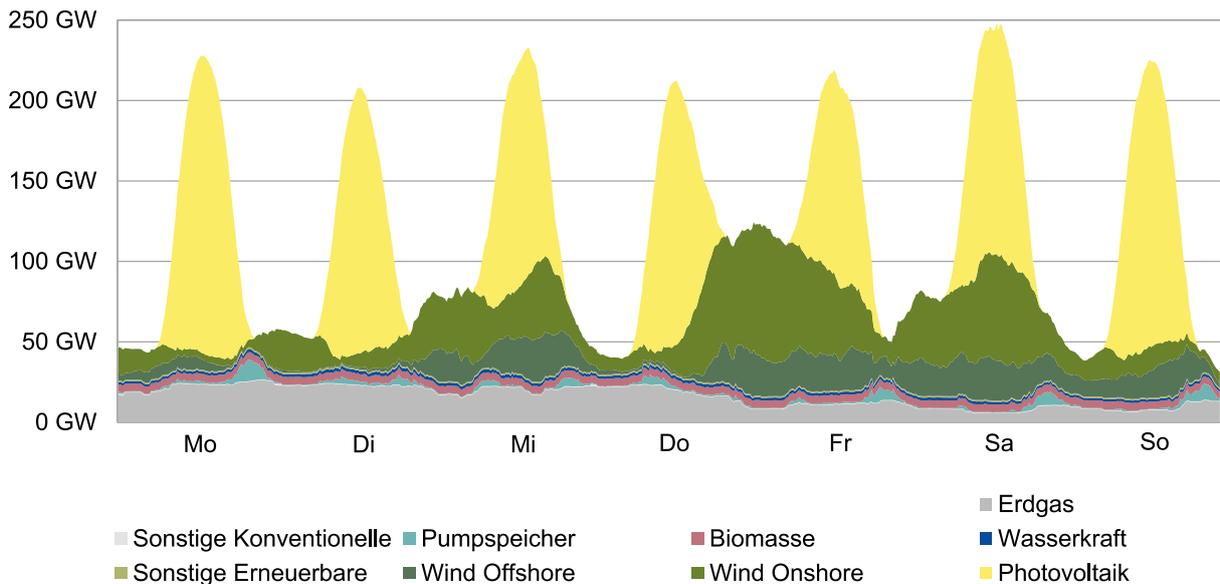


Abbildung 28: Stromproduktion in KW 32 im Jahr 2040

### 6.2.3 Szenarien im Strommarkt bis 2040

Auf Basis des prognostizierten Anstieges des Stromverbrauches und des gleichzeitigen Rückgangs an konventionell fossilen Kraftwerkskapazitäten ist ein massiver Ausbau an erneuerbaren Energien, insbesondere an Photovoltaikanlagen, unumgänglich. Dieser hohe Zubau an fluktuierenden Energien bedingt wiederum einen wachsenden Speicherbedarf, der aufgrund von Speicherverlusten zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten nach sich zieht.

Folgend werden 2 Szenarien der zukünftigen Stromerzeugung miteinander in Vergleich gebracht. Beide Szenarien unterscheiden sich einzig im Ausbaupfad der Photovoltaik. Im so genannten BaU (Business as Usual) Szenario wird unterstellt, dass ausgehend vom aktuellen regulatorischem Rahmen mittel- und langfristig im Durchschnitt 2,5 GW Photovoltaik pro Jahr neu installiert werden. Dieser Zubau orientiert sich an der aktuellen Zielstellung der Bundesregierung zum Ausbaupfad der Photovoltaik. Dem gegenüber steht das im Rahmen dieser Studie ermittelte so genannte EUPD Szenario, welches den notwendigen Ausbau an Photovoltaik ermittelt, um keine Versorgungslücke entstehen zu lassen.

Abbildung 29 illustriert den Einfluss eines unterschiedlich hohen Ausbaupfades an Photovoltaik auf das Entstehen einer Versorgungslücke im deutschen Strommarkt. Verbleibt der mittel- und langfristige PV-Zubau auf einem durchschnittlichen Niveau von 2,5 GW pro Jahr, liegt bereits im Jahr 2023 eine Unterversorgung von 46 TWh vor. Diese Stromlücke steigt bis 2030 auf 77 TWh an und erreicht am Prognosehorizont in 2040 sogar 130 TWh. Wird hingegen der skizzierte Ausbaupfad der Photovoltaik des EUPD Szenarios umgesetzt, kann der Rückgang an fossiler Stromerzeugung bei gleichzeitigem Anstieg des Stromverbrauches ausgeglichen werden.

Quelle: EUPD Research 05/2020

Vergleich von Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Szenarien

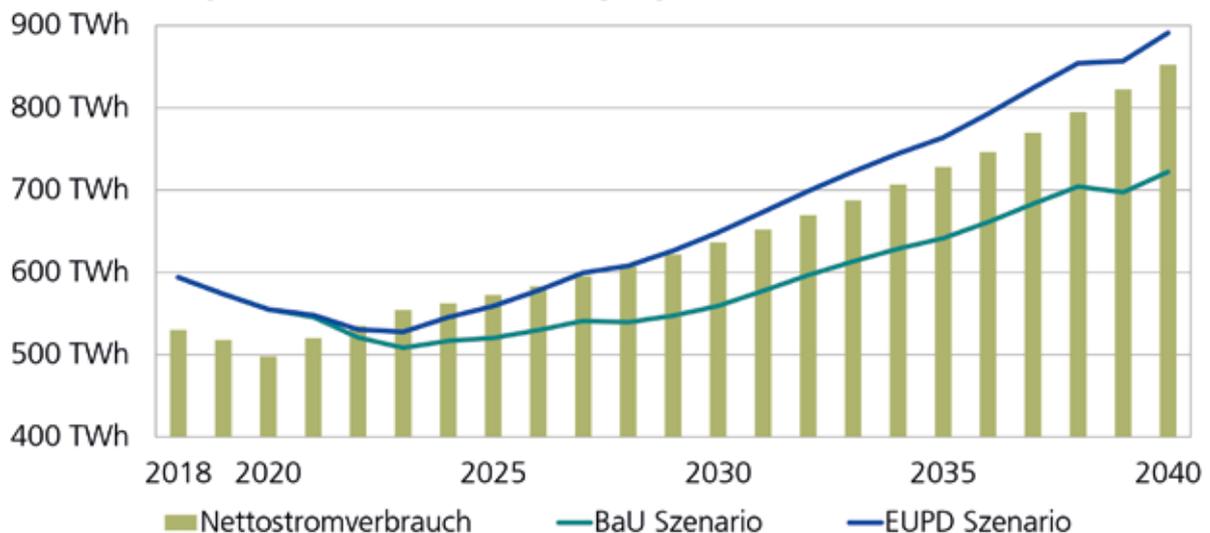
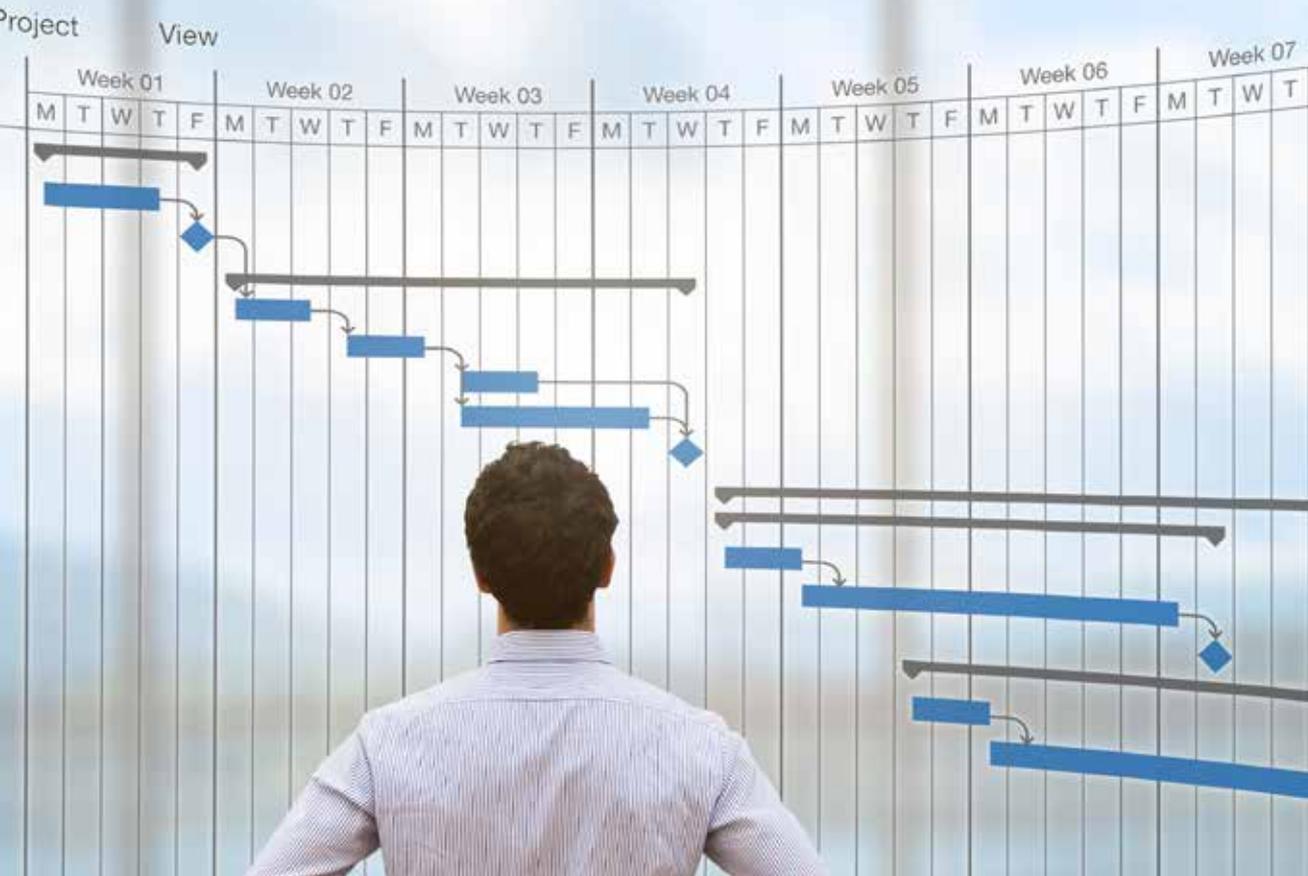


Abbildung 29: Nettostromerzeugung und -verbrauch bis 2040 im Szenariovergleich



## 7. EINORDNUNG DER ERGEBNISSE

### 7.1 Stromnachfrage

Die Erreichung der politischen Zielvorgaben zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 ist für die unterschiedlichen Sektoren mit umfangreichen Transformationsprozessen in der Energieversorgung verbunden. In diesem Zusammenhang werden strombasierte Mobilitäts- und Wärmelösungen wie die Elektromobilität, Wärmepumpen & Solarthermie (allg. Power to Gas/Heat/Liquids) eine wichtige Rolle spielen. Dazu gehört auch der Aufbau von (Wasser-) Elektrolysekapazitäten zur Wasserstoffproduktion für Mobilitäts-, Prozess- und Wärmelösungen unter Berücksichtigung des dazugehörigen Strombedarfs. Insgesamt ist zu erwarten, dass diese Technologien die bisherigen verbrennungsbasierten Technologien mittelfristig ergänzen und langfristig teilweise ablösen werden. Dieser begonnene Substitutionsprozess ist erwartungsgemäß mit einer sukzessiven Erhöhung der Stromnachfrage verbunden. Zudem ist in den letzten Jahren deutlich geworden, dass die beabsichtigten Effizienzgewinne beim Stromverbrauch entweder nicht oder nur teilweise erreicht bzw. durch Rebound-Effekte überkompensiert wurden.

Durch das Zusammenwirken dieser Faktoren erwartet diese Studie einen Anstieg des Nettostromverbrauchs in Deutschland von heute ca. 500 TWh auf ca. 657 TWh im Jahr 2030. Langfristig wird durch die sukzessive Verbreitung der beschriebenen Technologietrends ein Anstieg des Nettostromverbrauchs auf ca. 880 TWh bis 2040 erwartet. Dabei ist von entscheidender Bedeutung, welche Stromverbräuche mit der Elektromobilität, Power to X Anwendungen und notwendiger Elektrolysekapazitäten einhergehen. Diese Studie geht für das Jahr 2040 von einem Strombedarf der Elektromobilität von 70 TWh bzw. der Sektorkopplung/Power to X (zzgl. Rückverstromung: 37 TWh) von 144 TWh aus.

Die Auswertung anderer relevanter Energiesystemstudien und Szenariobetrachtungen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Stromverbrauchs zeigt, dass einerseits mitunter eine sehr weite Bandbreite an Stromverbrauchsprojektionen vorliegt, andererseits der erwartete Anstieg des Stromverbrauchs als wissenschaftlicher Konsens betrachtet werden kann (vgl. Abb. 30).

Eine Übersicht zu verschiedenen Prognosen jüngerer Energiesystemstudien liefert Wietschel et. al. (2018), wonach ein Großteil der dort ausgewerteten Studien einen (Brutto-) Stromverbrauch im Bereich von 650-1000 TWh für das Jahr 2030 bzw. 800-1200 TWh für das Jahr 2040 erwarten.<sup>99</sup> Einzelne Studien prognostizieren einen Anstieg auf 1600 TWh bzw. 2400 TWh; nahezu alle Studien gehen von einem langfristig ansteigenden Stromverbrauch aus.<sup>100</sup> Auch Wietschel et. al. weisen darauf hin, dass der Anstieg des Stromverbrauchs eng mit der zukünftigen Nutzung von Power to X Anwendungen verbunden ist. Ein vergleichbares Ergebnis erzielt eine aktuelle Studie des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE): demnach wird aufgrund ehrgeiziger Effizienzziele zwar der intersektorale Endenergieverbrauch und auch der „klassische“ Stromverbrauch bis 2030 leicht sinken, dieser Rückgang würde allerdings durch den zusätzlichen Bedarf diverser Power to X Anwendungen überkompensiert. Insgesamt wird ein Anstieg des Bruttostromverbrauchs auf 740 TWh im Jahr 2030 erwartet.<sup>101</sup>

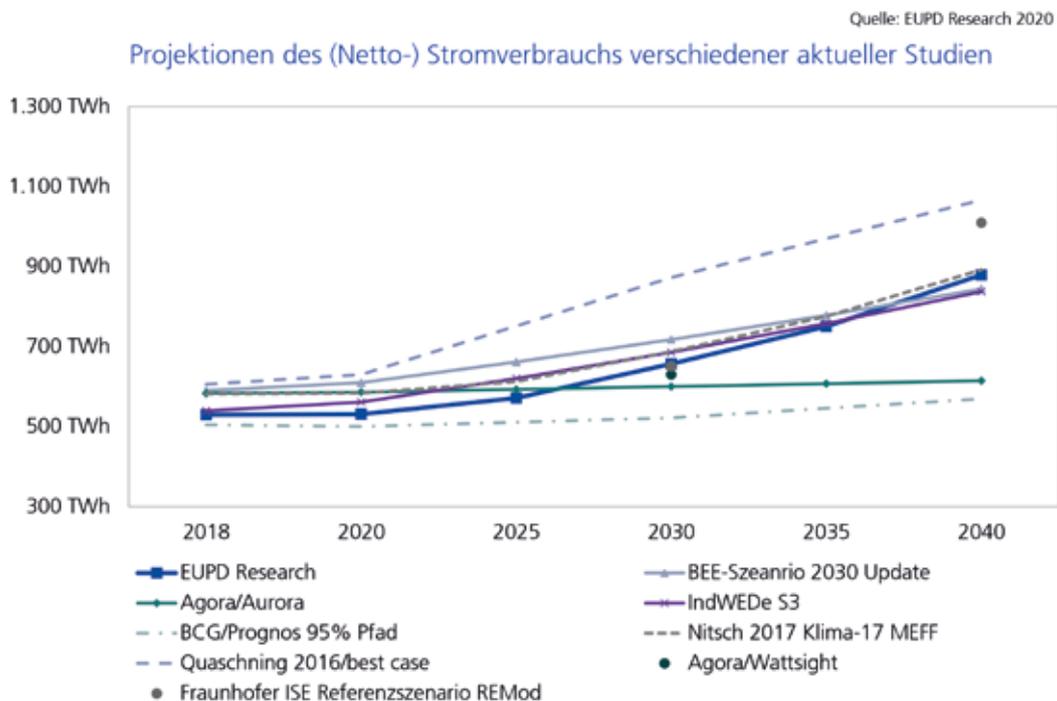


Abbildung 30: Vergleich der Prognose zum Nettostromverbrauch im Kontext aktueller wissenschaftlicher Studien

99 Wietschel et. al. (2018)

100 Ebd. S.42

101 Bundesverband Erneuerbare Energien (2019)

Gleichermaßen zeigen die aktuellen Berechnungen des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE vom Frühjahr 2020 im Energiesystemmodell REMod bis 2030 bereits eine deutliche Zunahme des Bruttostromverbrauches auf 651 TWh. Im Zeitraum bis 2050 wird hierbei ein Anstieg der Bruttostromnachfrage auf 1447 TWh im Referenz-Szenario erwartet.<sup>102</sup> Auch Agora Energiewende/Aurora Energy Research sieht trotz Berücksichtigung signifikanter Effizienzgewinne im Zuge der Sektorenkopplung einen Anstieg der Bruttostromnachfrage von heute ca. 600 TWh auf 619 TWh im Jahr 2030. Allerdings wird dieser Wert pauschal für alle untersuchten Szenarien unterstellt und keine Präzisierung möglicher Power to X Anwendungen vorgenommen.<sup>103</sup>

Insgesamt wird deutlich, dass nahezu alle Studien von einer zukünftig steigenden Stromnachfrage ausgehen. Dabei ist der Entwicklungspfad der Sektorenkopplung eine zentrale Stellschraube, die einen erheblichen Einfluss auf die zukünftige Stromnachfrage haben wird. Die hohe Schwankungsbreite, insb. in Folge notwendiger Elektrolysekapazitäten, verdeutlichen die Szenarien der „Studie IndWEde“ der NOW GmbH: darin wird für das Jahr 2030 je nach Szenario eine Stromnachfrage von 589-708 TWh prognostiziert, wobei allein im Bereich der Wasser-Elektrolyse der prognostizierte Strombedarf zwischen 9-134 TWh liegt.<sup>104</sup> Gleichzeitig merken insb. Wietschel et. al. an, dass auf diesem Weg zwar die politischen Ziele zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreichbar seien, gleichzeitig aber die politischen Ziele zur Stromersparung hinterfragt werden sollten. Daher wird eine Anpassung der Stromsparziele im Sinne der Power to X Transformationspfade postuliert.<sup>105</sup>

102 Fraunhofer ISE (2020)

103 Agora Energiewende und Aurora Energy Research (2018)

104 Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellen-technologie (NOW) GmbH/ Smolinka et. al.(2018)

105 Wietschel et. al. S.42

## 7.2 Stromangebot

Die Umsetzung der erläuterten Transformationsprozesse und die damit verbundene Erreichung der mittel- und langfristigen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele wird nur möglich sein, wenn ein großer Anteil der zukünftig benötigten Strommengen durch erneuerbare Energien bereitgestellt wird. Vor dem Hintergrund technologiespezifischer Restriktionen kommen für den weiteren signifikanten Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien in erster Linie die Photovoltaik und die Windenergie in Betracht. Da gleichzeitig durch den anstehenden Atom- und Kohleausstieg in Deutschland mittelfristig erhebliche Erzeugungskapazitäten sukzessive stillgelegt werden, ist ein signifikanter und zuverlässiger Ausbau von Photovoltaik und Windenergie unabdingbar. Hinsichtlich der konkreten installierten Nettoleistung je Energieträger erwartet diese Studie die Reduzierung der installierten Nettoleistung von Kern- und Kohlkraftwerken von heute 52 GW auf 24 GW im Jahr 2025 und 18 GW im Jahr 2030. Um sowohl diesen Veränderungen im Kraftwerkspark als auch der skizzierten steigenden Stromnachfrage gerecht zu werden, ermittelt diese Studie anhand des entwickelten Energiemarktmodells einen Zuwachs der Windenergie von im Mittel 3 GW pro Jahr auf 90 GW installierter onshore-Leistung sowie ca. 15 GW offshore-Leistung im Jahr 2030. Für die Photovoltaik wird eine notwendige Steigerung der kumulierten installierten PV-Erzeugungskapazität von heute ca. 48 GW auf 102 GW im Jahr 2025 sowie 162 GW im Jahr 2030 erwartet. Im folgenden Verlauf bis 2040 wird ein weiterer Anstieg der kumulierten installierten Leistung an Windenergie auf insgesamt ca. 145 GW (115 GW onshore, 30 GW offshore) sowie bei der Photovoltaik auf insgesamt 252 GW antizipiert.

Die Projektion dieser Studie zur Entwicklung der deutschen Stromerzeugungsinfrastruktur beinhaltet ein sicheres Erreichen der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele aller Sektoren bis 2030 und darüber hinaus. Aufgrund der derzeitigen und zu erwartenden zukünftigen, teils herausfordernden, Rahmenbedingungen für den Zubau der jeweiligen erneuerbaren

Energieträger (insb. onshore Windenergie) wird die Photovoltaik als effizienteste und daher zu präferierende Technologie betrachtet. Im Vergleich hierzu sieht BCG/Prognos<sup>106</sup> den Ausbau der Photovoltaik bis 2050 Szenario-abhängig in einem Bereich von 95-130 GW installierter Leistung bzw. im Zwischenziel 2030 bei 73-82 GW. Für die gesamte Windenergie beläuft sich die Hochrechnung in einem vergleichbaren Rahmen wie in dieser Studie. Allerdings wird für den Energieträger Gas eine installierte Nettoleistung von 60-66 GW angenommen, was in etwa einer Verdopplung der in dieser Studie modellierten Kraftwerksleistung für das Jahr 2040 entspricht. Aktuell wird diskutiert, inwiefern sich der weitere Aufbau erheblicher Gaskraftwerkskapazitäten auf die Erreichung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele auswirkt.<sup>107</sup>

Die in dieser Studie realistische Abbildung des Zubaus an Gaskraftwerkskapazitäten geht mit einem deutlichen höheren Zubau an Speicherkapazitäten einher als in anderen Studien. Im entwickelten Energiemarktmodell wird für 2030 ein segmentübergreifender Bestand an 14,7 GWh an batteriebasierten Kurzfristspeichern antizipiert, der bis 2040 auf ca. 59 GWh ansteigt. An saisonalen Speichern (Power to Gas) wird ein Bedarf von 35 GW an Wasser-Elektrolyseleistung ermittelt, welche die Pumpspeicherkapazitäten von 60 GWh ergänzt. In Abhängigkeit der jeweils betrachteten Szenarien, ermittelt BCG/Prognos eine insgesamt installierte Speicherkapazität von bis zu 16 GW im Jahr 2030 bzw. bis zu 25 GW im Jahr 2040. Das Fraunhofer ISE sieht für 2050 eine Kapazität an Pumpspeichern von 60 GWh und 24 GWh an Batteriespeichern.<sup>108</sup> Agora/Aurora trifft zu Speicherkapazitäten keine Aussage.

Die Studie von Agora Energiewende/Aurora Energy Research<sup>109</sup> ermittelt im relevanten Szenario „Kohleausstieg und 65% EE“ für das Jahr 2030 installierte Nettokapazitäten der unterschiedlichen Energieträger, die im Wesentlichen mit den Ergebnissen dieser Studie übereinstimmen. Für die Technologien Wasserkraft (10 GW, EuPD: 2 GW zzgl. 6 GW Pumpspeicher) und Erdgas (33 GW, EuPD: 30,5 GW) werden leicht höhere Erzeugungskapazitäten erwartet, ebenso bei der offshore-Windenergie (21 GW, EuPD: 15,5 GW). Für die Braun- und Steinkohle sind die Erwartungswerte in etwa vergleichbar (16 GW, EuPD: 17,5 GW). Ein deutlicher Unterschied besteht hinsichtlich der kumulierten installierten Leistung der Photovoltaik (93 GW, EuPD: 162 GW), was jedoch auf die unterschiedliche Projektion des Stromverbrauchs zurückzuführen ist. Agora/Aurora nimmt einen (für alle Szenarien angewendeten) Stromverbrauch von 619 TWh im Jahr 2030 an, ohne den anwendungsspezifischen Power to X Strommehrbedarf zu präzisieren. Diese Studie hingegen geht alleine für die Elektromobilität von einer Stromnachfrage von 26 TWh und zusätzlichen 8 GW im Wärmebereich im Jahr 2030 aus, sodass eine gesamte Stromnachfrage von 657 TWh ermittelt wird.

Auch die Studie „IndWEde“ (NOW GmbH) betont vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs sowie der zunehmenden Elektrifizierung des gesamten Energiesystems die hohe Notwendigkeit des zukünftigen Ausbaus erneuerbarer Energien. Daher wird im Referenzszenario S3 für das Jahr 2030 ein notwendiger Ausbau der Windenergie auf ca. 120 GW sowie der Photovoltaik auf ca. 150 GW installierter Leistung antizipiert. Bis 2040 wird ein kontinuierlicher Anstieg auf ca. 200 GW Windenergie und ca. 250 GW Photovoltaik erwartet. Hinsichtlich des konventionellen Kraftwerksparks wird ein Rückgang der installierten Leistung an Braun- und Steinkohlekraftwerken auf ca. 22 GW erwartet, die bis 2040 auf ca. 18 GW absinkt. Zugleich wird ein Zubau an gasgefeuerten Kraftwerkskapazitäten

106 Boston Consulting Group/Prognos AG (2018)

107 Energy Watch Group (2019)

108 Fraunhofer ISE(2013)

109 Agora Energiewende und Aurora Energy Research (2018)

mit flexiblen Methan-Gasturbinen auf ca. 10 GW im Jahr 2030 und ca. 35 GW im Jahr 2040 erwartet. Für Wasserstoff-basierte Gasturbinen wird ein Bestand an 5 GW für 2030 bzw. 25 GW für 2040 prognostiziert; dazu kommen zusätzlich ca. 20 GW (2030) bzw. ca. 30 GW (2040) an Methan-GuD-Kraftwerken bzw. Methan-KWK-Kraftwerken.<sup>110</sup>

Demnach ist in jener Studie der politische Prozess des Kohleausstiegs noch nicht modelliert, indem auch für die Zeit nach 2038 Kohlekraftwerke in der Modellierung berücksichtigt sind. Hinsichtlich des Bestands an Gaskraftwerken (alle Gas-Technologien) von ca. 45 GW (2030) sowie knapp 60 GW (2040) liegt diese Projektion deutlich über der Hochrechnung dieser Studie mit 35,5 GW. Hingegen sind die Prognosen für die Photovoltaik mit 150 GW bzw. 170 (2030) und 250 GW bzw. 260 GW (2040) relativ eng beieinander. Auch für die Windenergie liegen mit prognostizierten 120 GW bzw. 95 GW (EuPD) durchaus vergleichbare Werte für 2030 vor; im Zeitverlauf bis 2040 weichen die Hochrechnungen jedoch zunehmend voneinander ab, da jene Studie für die Windenergie in 2040 eine installierte Leistung von insgesamt 135 GW vorsieht, während die Studie „IndWEde“ ca. 200 GW Windenergie im Jahr 2040 erwartet.<sup>111</sup>

Darüber hinaus hat das Fraunhofer ISE kürzlich die vielfältigen und heute noch nicht realisierten Einsatzmöglichkeiten der „integrierten Photovoltaik“ in der Verbindung mit Gebäuden, Verkehrswegen oder der Landwirtschaft präziser beschrieben und ein technisches Potential von 3400 GW in Deutschland identifiziert. Demnach bräuchte Deutschland 500 GW an installierter Photovoltaik bis 2050, um die entsprechenden Klimaziele zu erreichen.<sup>112</sup>

Insgesamt zeigen diese Betrachtungen, dass die in dieser Studie ermittelten Werte zur Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten grundsätzlich im Einklang mit anderen relevanten Projektionen sind. Die deutlich höheren Erwartungswerte hinsichtlich der Photovoltaik ergeben sich aus unterschiedlichen Faktoren: erstens nimmt diese Studie einen Betriebszeitraum von 40 Jahren für bestehende Braun- und Steinkohlekraftwerke an (unter Berücksichtigung der Sondereffekte §13g EnWG) anstatt bis zu 50 Jahren und mehr wie in anderen Studien. Dieses Vorgehen erscheint vor dem Hintergrund steigender CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und vermehrten Zeiten negativer Börsenstrompreise infolge großer Mengen erneuerbaren Stroms als realistisch. Zweitens kann der prognostizierte Zuwachs an Gaskraftwerken auf ca. 30 GW bereits als ambitioniert eingeschätzt werden, sodass noch stärkere Erhöhungen an die 60 GW und darüber hinaus bis 2030 sehr unrealistisch erscheinen, zumal Gaskraftwerke kaum als Grundlastkraftwerke eingesetzt werden dürften. Drittens modelliert diese Studie die steigende Stromnachfrage durch vielfältige Power to X Anwendungen umfangreicher und detaillierter als andere Studien, sodass bei gleichzeitiger Erreichung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele eine größere Menge an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten mithilfe der Photovoltaik errichtet werden müssen, um diesen Rahmenbedingungen gerecht zu werden.

---

110 Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) GmbH/ Smolinka et. al(2018)

111 Ebd

112 Fraunhofer ISE (2019b)



## B. VOLKSWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

### 1. Photovoltaik-Zubau in Deutschland

Auf Basis des vorstehend dargestellten Zubaupfades der Photovoltaik in Deutschland sind positive volkswirtschaftliche Effekte ableitbar. Die positiven Auswirkungen manifestieren sich neben einem Anstieg der inländischen Produktion ebenfalls durch die wachsenden Beschäftigtenzahlen in der PV-Branche. Die Betrachtung der volkswirtschaftlichen Entwicklung im Zusammenhang mit dem PV-Zubau fußt auf den grundlegenden Annahmen des Studienmodells, welches bis zum Jahr 2040 von einer jährlichen PV-Zubauleistung von durchschnittlich 10 GW ausgeht.

Die Ermittlung der Beschäftigungsentwicklung der vorliegenden Studie bezieht sich primär auf direkt in der PV-Branche Beschäftigte – dafür wurde eine Unterteilung in drei Bereiche vorgenommen: Herstellung, Installation und Wartung. Im Rahmen der Prognose der Beschäftigtenzahlen wurden im Rahmen dieser Studie für die drei Bereiche die aktuellen Vollzeitäquivalente (Full time equivalent = FTE) pro MWp analysiert und unter den Modellannahmen bis zum Jahr 2040 fortgeschrieben.

Die größte Beschäftigungsrate in der deutschen PV-Branche kann im Bereich der Anlageninstallation registriert werden. Die Autoren dieser Studie gehen von derzeit knapp 14.000 Vollzeitäquivalenten aus, die mit der Installation von PV-Anlagen beschäftigt sind. Da dieser Bereich direkt von der jährlich installierten Leistung abhängt, wird im Modell von einem deutlichen Beschäftigungswachstum zum Jahr 2025 ausgegangen. Durch eine angenommene Effizienzsteigerung von 1% bis 2% pro Jahr im Installationsbereich sinkt die Zahl der benötigten FTE von 4,65 pro MWp in 2018 auf 3,50 pro MWp in 2040 bezogen auf die jährliche installierte Leistung.

Der zweitgrößte Anteil der Beschäftigten in der PV-Branche ist in der Wartung tätig. Derzeit sind hier rund 9.200 Beschäftigte angestellt – laut Analyse werden die Beschäftigtenzahlen in diesem Bereich bis 2030 auf rund 27.000 und bis 2040 auf 34.000 steigen. Dabei wird im Wartungsbereich von einer größeren Auswirkung des technologischen Fortschritts und sinngemäß von einer Effizienzsteigerung von 2% pro Jahr ausgegangen.

Dies führt zu einer sinkenden Anzahl an benötigten Vollzeitäquivalenten pro MWp von 0,20 in 2018 auf 0,13 in 2040. Trotz dieses Rückgangs nimmt die Anzahl der insgesamt im Wartungsbereich tätigen Beschäftigten, aufgrund der steigenden kumulierten inländischen Kapazität, rapide zu.

Den geringsten Anteil an Beschäftigten verzeichnet die inländische Herstellung von PV-Komponenten. Dabei steigt die Beschäftigtenzahl hier ab 2018 stetig und erreicht im Jahr 2023 eine Zahl von rund 3.000 Beschäftigten – diese Beschäftigtenzahl bleibt danach bis 2040 relativ konstant. Eine Erklärung hierfür findet sich zum einen im relativ marginalen Wachstum der inländischen Produktion von rund 1 GW in 2019 auf 1,8 GW in 2030 und 2 GW in 2040 sowie der Annahme einer jährlichen Produktionseffizienz von 1%, wodurch der Bedarf an Beschäftigten im Zeitverlauf geringer ausfällt. Dabei sinken die FTE/MWp in der inländischen Produktion von 1,90 in 2019 auf 1,52 in 2040.



Abbildung 31: Prognose der Beschäftigungsentwicklung in der Photovoltaikbranche

Wie Abbildung 31 zeigt, wird insgesamt eine knappe Verdreifachung der direkt Beschäftigten in der PV-Branche von derzeit rund 24.400 auf rund 72.000 in 2040 prognostiziert. Diese Entwicklung hat ferner einen positiven Effekt auf die indirekten und induzierten Beschäftigtenzahlen, die allerdings im Studienrahmen nicht dargestellt werden.

Die Untersuchung der Entwicklung der Bruttowertschöpfung sowie der Umsätze unterstellt ein durchschnittliches Wachstum der Gehälter innerhalb der PV-Branche von drei Prozent pro Jahr. Dementsprechend wird eine Erhöhung des Durchschnittseinkommens in der PV-Branche von rund 36.000 Euro in 2019 auf rund 67.000 Euro in 2040 angenommen. Demzufolge wachsen die kumulierten Bruttolöhne der direkt Beschäftigten von rund 1 Milliarde in 2019 auf rund 4,8 Milliarden Euro im Jahr 2040 an. Dies hat wiederum einen direkten positiven Effekt auf die Volkswirtschaft durch höhere Steuereinnahmen.

Analog zu den Beschäftigtenzahlen weist neben den Umsatzzahlen ebenso die Bruttowertschöpfung insgesamt eine positive Entwicklung auf. Somit bewirken die wachsenden Beschäftigtenzahlen und die höheren Durchschnittseinkommen einen Anstieg der kumulierten Bruttolöhne, die einen direkten positiven Effekt auf die Bruttowert-

schöpfung haben. Daneben wirkt sich die inländische Produktion ebenso positiv auf die Bruttowertschöpfung aus. Trotz stetig sinkender Systempreise können durch eine marginale Steigerung der inländischen Herstellung bis 2040 insgesamt höhere Umsätze generiert werden.

Die Entwicklung des Branchenumsatzes in Produktion, Anlageninstallation und -wartung verhält sich analog der Beschäftigtenzahlen. Dem folgend verzeichnet der Bereich Installation die höchsten Umsatzzahlen. Diese steigen von knapp 3,4 Milliarden Euro in 2019 auf 6,0 Milliarden Euro in 2040.

Insgesamt lässt sich eine positive Entwicklung bezüglich der Bruttowertschöpfung erkennen; diese steigt wie bereits beschrieben auf 6,2 Milliarden Euro in 2040. Die Umsätze in der PV-Branche wachsen ebenfalls von 4,7 Milliarden Euro in 2018 auf 11,2 Milliarden Euro in 2025 aufgrund der steigenden jährlich installierten Kapazität. Die Umsätze pendeln sich ferner in dem Bereich von 11 Milliarden Euro ein und werden bei rund 10,5 Milliarden Euro in 2040 erwartet (vgl. Abb. 32).

Weitere signifikante Wertschöpfungspotentiale können zukünftig durch die Reaktivierung nennenswerter Produktionskapazitäten für die Photovoltaiktechnologie in Deutschland bzw. Europa er-

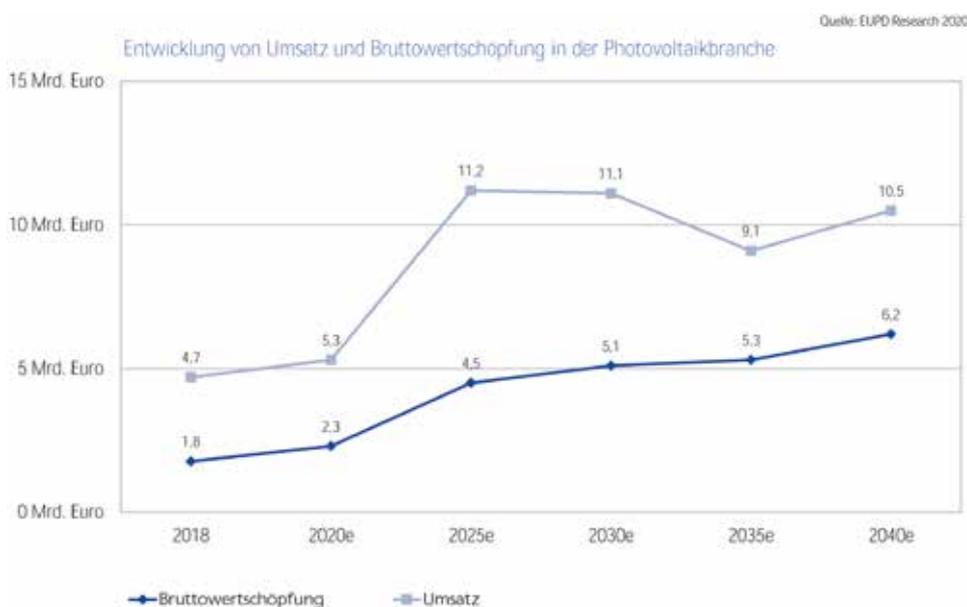


Abbildung 32: Entwicklung von Umsatz und Bruttowertschöpfung in der Photovoltaikbranche

reicht werden. Die sehr stark gesunkenen Kosten in der Massenproduktion von Solarzellen und -Modulen sowie kürzere und damit günstigere Logistikwege und -Kosten sind wichtige Parameter, die eine wirtschaftliche PV-Produktion in Deutschland ermöglichen können. Zudem sind in Deutschland wichtige Zulieferbetriebe angesiedelt, die zur Absenkung der Herstellungskosten beitragen. Auch aus nachhaltiger und ökologischer Perspektive ist es vorteilhaft, wenn die Technologien nah am Einsatzort und bereits mit einem hohen Anteil erneuerbaren Stroms hergestellt werden. Durch den Aufbau einer vollständigen Wertschöpfungskette sind daher weitere positive volkswirtschaftliche Effekte verbunden.

## 2. Zubau an Batteriespeichern in Deutschland

Der in dieser Studie ermittelte Zubau an Batteriespeichern ist ebenfalls mit positiven volkswirtschaftlichen Effekten verbunden. Das rechnerische Verfahren zur Bestimmung der Indikatoren Beschäftigung, Umsatz und Bruttowertschöpfung erfolgt dabei analog wie bei der Photovoltaik. Dabei finden speicherspezifische Faktoren wie sinkende Systempreise etc. entsprechende Berücksichtigung.

Im Ergebnis wird für die Beschäftigungsentwicklung eine deutliche Zunahme der Beschäftigtenanzahl von heute gut 2.000 Beschäftigten auf über 17.000 Beschäftigte im Jahr 2040 erwartet, wie Abbildung 33 aufzeigt. Das mit der Herstellung und Installation von Batteriespeichern verbundene jährliche Umsatzvolumen in Deutschland ist bis 2040 von einer Verfünffachung auf ca. 3,7 Milliarden Euro im Jahr 2040 gekennzeichnet. Für die Bruttowertschöpfung wird ebenfalls ein sehr starkes Wachstum bis zum Jahr 2040 erwartet, indem die mit der Batteriespeicherbranche verbundene Bruttowertschöpfung auf ca. 2,3 Milliarden Euro im Jahr 2040 ansteigen wird.

In dieser Betrachtung sind saisonale Speicher, also insbesondere Power to X Lösungen, nicht berücksichtigt. Dies liegt darin begründet, dass die vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten (Power to Heat, Rückverstromung, Methanisierung etc.) keine eindeutige Zuordnung ermöglichen und daher die volkswirtschaftlichen Effekte saisonaler Speicher hier nicht darstellbar sind.

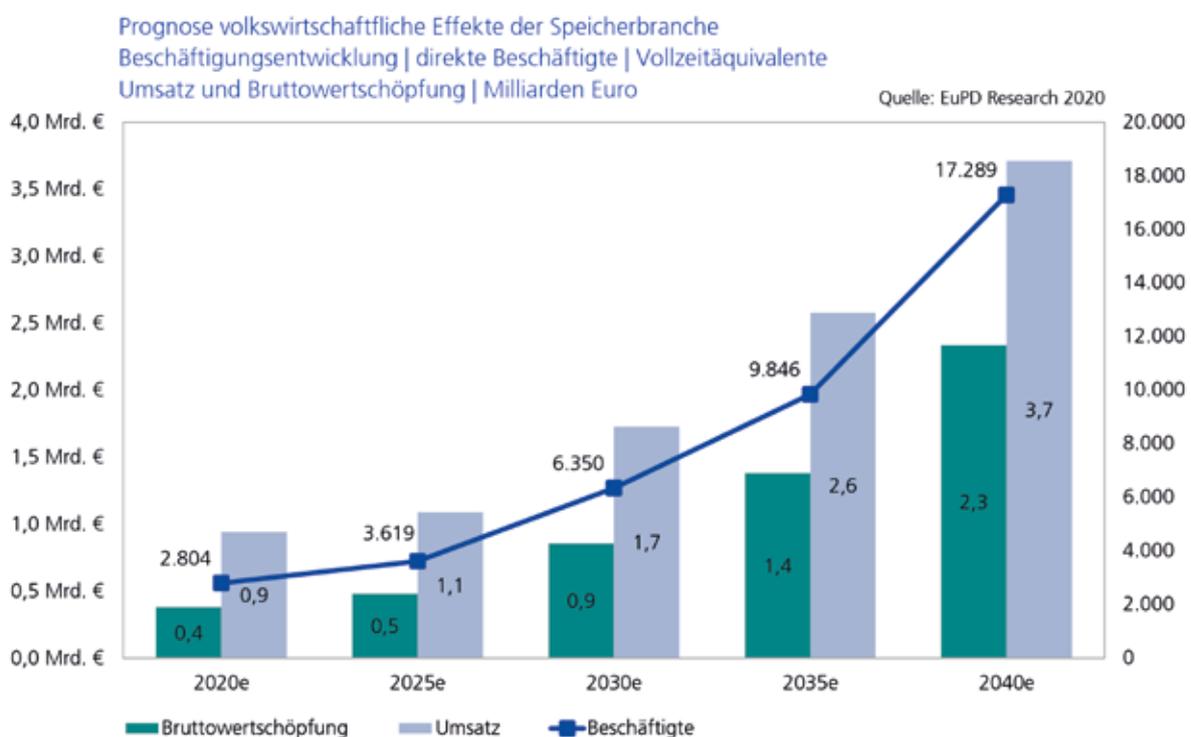


Abbildung 33: Volkswirtschaftliche Effekte der Branche Batteriespeicher

# Literaturverzeichnis

ADAC Stiftung (2018): Infrastrukturbedarf E-Mobilität. Analyse eines koordinierten Infrastrukturausbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-PKW in Deutschland

Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende

Agora Energiewende und Aurora Energy Research (2018): 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg. Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Stromhandel

Apricum Group (2017): Gewerbespeicher. Mehr als nur Eigenverbrauch. URL: <https://www.apricum-group.com/wp-content/uploads/2017/03/March-2017-pv-magazin-deutschland-article-Mayr-2.pdf>

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2016): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2018): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017

Bizz Energy (2019): Viele Klagen erschweren den Ausbau der Windenergie. URL: [https://bizz-energy.com/viele\\_klagen\\_erschweren\\_ausbau\\_der\\_windenergie](https://bizz-energy.com/viele_klagen_erschweren_ausbau_der_windenergie)

Boston Consulting Group/Prognos AG (2018): Klimapfade für Deutschland

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2019): Merkblatt CO<sub>2</sub>-Faktoren

Bundesnetzagentur (2019a): Ladesäulenregister

Bundesnetzagentur (2019b): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur

Bundesnetzagentur (2019c): Marktstammdatenregister

Bundesnetzagentur (2018): Monitoringbericht 2018

Bundesnetzagentur 2020: Gemeinsame Ausschreibungen Wind/Solar / Gebotstermin 1. April 2020. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Technologieuebergreifend/Gebotstermin\\_01\\_04\\_2020/gebots-termin\\_01\\_04\\_2020\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Technologieuebergreifend/Gebotstermin_01_04_2020/gebots-termin_01_04_2020_node.html)

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2019a): Strukturdatenprognose 2030. URL: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/strukturdatenprognose-2030.html>

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2017): Bundesprogramm Ladeinfrastruktur. URL: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2017/019-dobrindt-e-ladesaeulenoffensive.html?nn=13326>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019a): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Abschlussbericht

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019b): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Was ist eigentlich ein atmender De-ckel? URL: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/03/Meldung/direkt-erklaert.html>

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016): Klimaschutz-plan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2018): Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2019): Bundesum-weltministerium fördert Projekte zur Dekarbonisierung der Industrie. URL: <https://www.bmu.de/pressemitteilung/bundesumweltministerium-foerdert-projekte-zur-dekarbonisierung-der-industrie/>

Bundesregierung (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 19. Legislaturperiode. URL: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/656734/847984/5b8bc23590d4cb2892b31c987ad672b7/2018-03-14-koalitionsvertrag-data.pdf?download=1>

Bundesregierung (o.J.): Erneuerbare Energien. Ein neues Zeitalter hat begonnen. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ein-neues-zeitalter-hat-begonnen-317608>

Bundesverband der deutschen Luftverkehrswirtschaft (2018): Klimaschutzreport 2018

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2019): <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/rund-17400-oeffentliche-lade-punkte-in-deutschland/>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2020): Corona und die Energiewirtschaft: Was jetzt passiert Wirtschaftliche Auswirkungen der Corona-Epidemie auf die Energie- und Wasserwirtschaft. URL: <https://www.bdew.de/energie/corona-und-die-energiewirtschaft-fakten-und-argumente/>

Bundesverband Erneuerbare Energien (2019): Das BEE-Szenario 2030. 65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energien e.V.

Bundesverband Solarwirtschaft (2019): Solare Heim- und Gewerbespeicher vermeiden Netzausbau für E-Autos. URL: <https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen-im-detail/news/solare-heim-und-gewerbespeicher-vermeiden-netzausbau-fuer-e-autos.html>

Bundesverband Solarwirtschaft (2018): Meilenstein der Energiewende: 100.000ster Solarstromspeicher installiert. URL: <https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen-im-detail/news/meilenstein-der-energiewende-100000ster-solarstromspeicher-installiert.html>

Bundesverband Windenergie (2019): Wirtschafts- und Umweltverbände legen gemeinsamen Plan für die Windenergie an Land vor. URL: <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/wirtschafts-und-umweltverbaende-legen-gemeinsamen-plan-fuer-die-windenergie-an-land-vor/>

Deutsche Energieagentur (dena) (o.J.): Klimaschutz im Mobilitätsbereich. URL: <https://www.powertogas.info/power-to-gas/nutzung-im-verkehr/>

Deutsche Energieagentur (2017): E-Fuels Studie. Das Potential strombasierter Kraftstoffe für einen klimaneutralen Verkehr in der EU

Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (2019): Eine sinnvolle CO<sub>2</sub>-Bepreisung – auch zur Steigerung der Energieeffizienz?

Deutsche Windguard (2019): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, 1. Halbjahr 2019

DIW ECON (2019): Marktdesign für eine effiziente Netzanbindung von Offshore-Windenergie

Energieagentur.NRW (o.J.): Power-to-X. URL: <https://www.energieagentur.nrw/tool/sectorenkopplung/information/power-to-x.php>

energie-experten.org (2018): Eigenstromverbrauch, Optimierung und PV-Anlagenkonzepte. URL: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/eigenverbrauch/eigenstrom.html>

Energy Watch Group (2019): Erdgasstudie 2019

European Energy Exchange (2019): European Emission Allowances (EUA). URL: <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/terminmarkt/european-emission-allowances-futures>

Europäisches Parlament (2017): Reform des EU-Emissionshandels. URL: <http://www.europarl.europa.eu/news/de/headlines/society/20170213STO62208/reform-des-eu-emissionshandelssystem>

Fachmagazin Internationales Verkehrswesen (2019): Wirkungsgrad-Rekord mit reversibler Brennstoffzelle. URL: <https://www.internationales-verkehrswesen.de/wirkungsgrad-rekord-brennstoffzelle/>

Fachverband BIOGAS (2018): Vorschläge der Bioenergieverbände zur Stärkung des Wettbewerbs bei den EEG-Ausschreibungen Biomasse. URL:

<https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Vorschlaege-der-Bioenergieverbaende-zur-Staerking-des-Wettbewerbs-bei-den-EEG-Ausschreibungen-Bio?open&ccm=030130030%20Ebd>

Fraunhofer IWES (o.J.): Speicherungsmöglichkeiten von Überschuss-Energie mit Wasserstoff oder Methan – ein Vergleich. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2011/111122\\_PowerToGas\\_AnlageIWES\\_pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2011/111122_PowerToGas_AnlageIWES_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050

Fraunhofer ISE (2019a): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland

Fraunhofer ISE (2019b): Integrierte Photovoltaik – Flächen für die Energiewende. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/leitthemen/integrierte-photovoltaik.html>

Fraunhofer ISE (2019c): Neustart einer europäischen Photovoltaik-Produktion möglich. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2019/Neustart-einer-europaeischen-Photovoltaik-Produktion.html>

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2017): Kurzstudie Power-to-X. Ermittlung des Potentials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB

Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)

H2 Mobility Deutschland GmbH (2019): URL: <https://h2.live/>

industry.com (2019): Erstmals 20 Prozent Wasserstoff im Gasverteilnetz. URL: [https://www.industr.com/de/erstmals-prozent-wasserstoff-im-gasverteilnetz-2382123?sc\\_ref\\_id=1845299459&sc\\_usergroup=1227&utm\\_source=newsletter&utm\\_medium=IND&utm\\_campaign=2019-31-213](https://www.industr.com/de/erstmals-prozent-wasserstoff-im-gasverteilnetz-2382123?sc_ref_id=1845299459&sc_usergroup=1227&utm_source=newsletter&utm_medium=IND&utm_campaign=2019-31-213)

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2017a): Prosumer in der Energiewirtschaft. URL: [https://www.ioew.de/fileadmin/user\\_upload/DO-KUMENTE/Vortraege/2017/gaehrs\\_swantje\\_prosumer\\_in\\_der\\_energie-wirtschaft.pdf](https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/DO-KUMENTE/Vortraege/2017/gaehrs_swantje_prosumer_in_der_energie-wirtschaft.pdf)

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2017b): Prosumer-Potenziale in NRW 2030. Studie für die Verbraucherzentrale NRW

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2018): Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf)

IWR 2020: Windenergie-Markt Deutschland. URL: <https://www.windbranche.de/windenergie-ausbau/deutschland>

Kraftfahrtbundesamt (2019): Statistische Mitteilungen des KBA FZ 13, Fahrzeugbestand zum 01. Januar 2019

LEAG (2019): Innovative Lösungen für eine sichere Energiewende. URL: <https://www.leag.de/de/bigbattery/>

Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) (2018): Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlauf-phase

Next Kraftwerke GmbH (2018): Stromspeicher im Stromnetz: Evolution statt Revolution. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/neues/stromspeicher-stromnetz>

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) GmbH(2017): Neue Wasserstofftankstellen verbinden Nord- und Süddeutschland. URL: <https://www.now-gmbh.de/de/aktuelles/presse/frankfurt-und-wiesbaden-neue-wasserstofftankstellen-verbinden-nord-und-sueddeutschland>

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie/ Smolinka et.al. (2018): Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme

Offshore-Wind: Einigung auf 20-GW-Ausbau bis 2030. URL: <https://www.zfk.de/politik/deutschland/artikel/05d477339537f63960e806f4f36792a5/offshore-wind-einigung-auf-20-gw-ausbau-bis-2030-2020-05-10/>

Prognos AG/EWI/GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energieerferenzprognose

Prognos AG (2016): Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potential für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittel-handel

PV Magazine (2018): Wasserstoff, don't give up. URL: <https://www.pv-magazine.de/2018/02/28/wasserstoff-dont-give-up/>

Quaschnig, Volker (2013): Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. URL: <https://www.volker-quaschnig.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/index.php>

Schopfer, Sandro/Tiefenbeck, Verena/Staake, Thorsten (2016): Untersuchung des Selbst-versorgungsgrades und der Wirtschaftlichkeit von PV-Batterie Systemen anhand eines großen Smart-Meter Datensatzes; 14. Symposium Energieinnovation, Graz 2016

Statista (2019): Prognose zu den 20 Ländern mit dem größten BIP in den Jahren 2030 und 2050. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/177590/umfrage/prognose-zu-den-laendern-mit-dem-hoechsten-bruttoinlandsprodukt-bip-im-jahr-2030/>

sonnenseite.com (2019): Treibhausgasemissionen 2017 leicht gesunken. URL: <https://www.sonnenseite.com/de/umwelt/treibhausgasemissionen-2017-leicht-gesunken.html>

Statistisches Bundesamt (2017a): Entwicklung der Privathaushalte bis 2035

Umweltbundesamt (2018a): Klimabilanz 2017. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimabilanz-2017-emissionen-gehen-leicht-zurueck>

Umweltbundesamt (2018b): EU: CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Neuwagen 2017 höher als im Vorjahr. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/eu-co2-ausstoss-von-neuwagen-2017-hoehere-als-im>

Umweltbundesamt (2019a): Beitrag der Landwirtschaft zu den Treibhausgas-Emissionen. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forst-wirtschaft/beitrag-der-landwirtschaft-zu-den-treibhausgas#textpart-4>

Umweltbundesamt (2019b): Emissionen des Verkehrs. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#textpart-1>

VDI Zentrum Ressourceneffizienz (2018). Ökologische und ökonomische Bewertung des Ressourcenaufwands. Stationäre Energiespeichersysteme in der industriellen Produktion. URL: [https://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/studien/VDI-ZRE\\_Studie\\_Energie-speichertechnologien\\_bf.pdf](https://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien/VDI-ZRE_Studie_Energie-speichertechnologien_bf.pdf)

WAB e.V. begrüßt neues 40 Gigawatt-Langfristziel für Offshore-Wind. URL: <https://w3.windmesse.de/windenergie/pm/34650-wab-offshore-klimaschutz-ziel-gigawatt-deutschland-windkraftanlage-turbine-windpark-nordsee-ostsee-floating-windseeg-neufassung-referentenentwurf>

Wietschel, Martin/ et.al. (2018): Sektorenkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen (Working Paper Sustainability and Innovation No. S 01/2018).

Windenergie-Markt Deutschland. URL: <https://www.windbranche.de/windenergie-ausbau/deutschland>

## EUPD RESEARCH

Seit dem Jahr 2000 steht EuPD Research für primärdatenbasierte Forschungs- und Beratungsleistungen im Energiemarkt sowohl im nationalen als auch im internationalen Kontext. Das Arbeitsfeld der EuPD Research orientiert sich an den vier Grundsäulen der Energiewende: Strom, Wärme, Mobilität und Energieeffizienz. Die Schwerpunkte unserer Expertise liegen aktuell in den Technologien Photovoltaik, Stromspeicher, Wärmepumpen und Elektromobilität. Über unsere Unternehmensbereiche: RESEARCH, CONSULT und CERT bieten wir unseren Kunden innovative und ganzheitliche Lösungen für verschiedenste Fragestellungen an.

Mit der sich entwickelnden Energiewende hat sich der Arbeitsfokus von EuPD Research immer stärker auf das gesamte Spektrum der Erneuerbaren Energien und Umwelttechnologien ausgeweitet. In mittlerweile über 2.500 Forschungsprojekten haben wir einzelne erneuerbare Technologien, die gesamten Erneuerbaren Energien oder auch den kompletten Energiemarkt analysiert. Gerade Prognosen zur zukünftigen Entwicklung der Erneuerbaren Energien bedingen die Untersuchung sowohl der Erneuerbaren als auch der konventionellen Energien, da nur im Zusammenspiel aller Technologien, und auch Übertragungs- und Speicherungstechniken, die Energiewende gelingen kann.

Für unsere Projekte erheben wir fortlaufend Primärdaten bei den verschiedenen Akteursgruppen, vom Endkunden, über Installateure, Handel und Hersteller bis hin zu Verbänden, Verwaltung und Politik. Die Tatsache, dass die Energiewende nur funktionieren kann, wenn alle beteiligten Gruppen dies mittragen, kann man täglich in den Medien verfolgen oder auch in unseren Studienergebnissen ablesen. Daher hat es für unsere Arbeit seit jeher eine hohe Bedeutung, dass die verschiedenen Akteure in einen komplexen Prozess wie die Energiewende eingebunden werden.

20 Jahre Expertise  
in den Bereichen

**EUPD** Research

**EUPD** Cert

**EUPD** Research

Exemplarisch zeigen die Ergebnisse der Installateurs- und Endkundenbefragungen von EuPD Research immer wieder die hohe Bedeutung des Installateurs für den Erfolg von Erneuerbaren Energien beim privaten Endkunden.

In der Studie „Energiewende im Kontext von Atom- und Kohleausstieg – Perspektiven im Strommarkt bis 2040“ verbinden sich die langjährigen Kompetenzen der EuPD Research in Markt- und Branchenanalysen, Befragungen unterschiedlichster Akteursgruppen sowie der Simulation und Prognose komplexer Energiemärkte. Die vorliegende Studie ist zugleich Bestätigung unserer tagtäglichen Arbeit, den erneuerbaren Energien, allen voran der Photovoltaik, zum Durchbruch im Energiemarkt zu verhelfen. Neben der Photovoltaik liegt sowohl in dieser Studie als auch in der Arbeit der EuPD Research der Fokus auf der umfassenden Implementierung von Speichertechnologien, um eine zeitlich uneingeschränkte Verfügbarkeit der Photovoltaik zu forcieren.

Unsere Zielsetzung war und ist es stets, methodisch und inhaltlich neue Bereiche zu erschließen. Ausgehend von der Energiewirtschaft und dem Fokus auf das Feld der Erneuerbaren Energien, verfolgt EuPD Research das Ziel, die Integration von ökologischer, ökonomischer und sozialer Nachhaltigkeit in seinen Arbeitsfeldern abzudecken. In der Ausrichtung seiner Spezialgebiete Erneuerbare Energien, CleanTech, Emissionshandel, und Gesundheitsmanagement spiegelt sich bei EuPD Research dieser Gedanke wider.

[www.eupd-research.com](http://www.eupd-research.com)

## BSW SOLAR

Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) ist der führende deutsche Wirtschaftsverband für solare und mit Solarenergie verbundene Technologien und dezentrale Systemlösungen der neuen Energiewelt. Er vertritt die Interessen von über 500 Unternehmen der deutschen und europäischen Solar- und Speicherbranche. Als Informant, Berater und Vermittler im Aktionsfeld zwischen Wirtschaft, Politik und Verbrauchern sorgt der BSW für Investitionssicherheit in der Wachstumsbranche Solarenergie und Speichertechnik. Alle wichtigen Unternehmen der Branche – von Rohstofflieferanten und Produktionsfirmen, über das Handwerk bis hin zu Betreibergesellschaften, Planern und Finanziers – bauen auf den Sachverstand und die Kommunikationsstärke des BSW.

Als Wegbereiter, Treiber und Gestalter der Solarisierung und als Dienstleister stehen die Bedürfnisse der Mitglieder für den BSW an erster Stelle. Er wirkt auf attraktive Investitionsbedingungen hin, prägt Standards und Normen und sichert durch Verlässlichkeit und hohe Präsenz in Politik und Öffentlichkeit die Geschäftsgrundlage und dynamische Weiterentwicklung seiner Mitgliedsunternehmen. Er bietet Plattformen für den Austausch untereinander und mit relevanten Stakeholdern.

Durch gezielte Politikberatung nimmt der BSW entscheidenden Einfluss auf die Schaffung geeigneter politischer Rahmenbedingungen für ein kontinuierliches Marktwachstum der Solarenergie. Zudem setzt sich der Verband durch regelmäßige Medienberichterstattung und die Initiierung von Kampagnen für ein positives Branchen- und Firmenimage ein.

### Jahrzehntelange Erfahrung

Seit nunmehr vierzig Jahren engagieren sich Unternehmerinnen und Unternehmer im BSW und seinen Vorgängerverbänden gemeinsam für die Solarisierung der Energieversorgung mithilfe von Photovoltaik, Solarthermie sowie intelligenten Energiemanagement- und Speicherlösungen. In dieser Zeit hat sich die Photovoltaik von einer Weltraumtechnologie zur günstigsten Stromquelle entwickelt. Heutzutage können neue Photovoltaikkraftwerke günstiger Strom erzeugen als neue fossile Kraftwerke und auch der Strom aus der kleinen eigenen Photovoltaikanlage kostet Privatleute nicht einmal halb so viel wie beim Energieversorger. Keine andere Energieform verfügt über eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung. In Deutschland sind mehr als 1,7 Millionen Photovoltaikanlagen installiert und bereits im Sommer 2018 konnten wir den 100.000sten Solarstromspeicher in Betrieb nehmen.



Immer mehr Privathaushalte und Stromverbraucher in Gewerbe, Handel und Industrie aber auch zunehmend Stadtwerke, Energiegenossenschaften und lokale Wohnungsbaugesellschaften nutzen Solarstrom im Eigenverbrauch oder im Rahmen neuer Direktvermarktungsmodelle. Geschäftsmodelle wie Eigenverbrauch, Stromlieferung, Anlagenpacht, Betreiber- und Betriebsführungsmodelle werden immer stärker zur Grundlage für den wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen. Der BSW begleitet diese Entwicklung von Anfang an und setzt sich auf allen Ebenen für passende rechtliche und administrative Rahmenbedingungen und den Abbau von Bürokratie ein. Mit praxisorientierten Marktübersichten, mit Handlungsleitfäden und Musterverträgen unterstützt der Verband die Akteure bei der Umsetzung neuer Solarstromprojekte.

In zahlreichen Fachgruppen tauschen sich BSW-Mitglieder zu Fragen der täglichen unternehmerischen Praxis aus und erarbeiten gemeinsame zentrale Branchenpositionen. Sie gestalten so gemeinsam die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland und erschließen sich interessante Exportmärkte. Schon seit mehr als zehn Jahren ist der BSW Exklusivpartner der Messen Intersolar Europe, der weltweit führenden Messe für die Solarwirtschaft, die jedes Frühjahr zehntausende Fachleute aus der ganzen Welt nach München lockt sowie ihrer Schwestermesse ees Europe unter dem Dach der führenden Innovationsplattform The smarter E Europe.

## Internationale Kooperationen

Mittlerweile ist der BSW-Solar in der ganzen Welt als Partner und Wissensträger rund um Solar- und Speichertechnologie gefragt. In über vierzig Ländern unterhält der Verband aktive Verbandspartnerschaften, zahlreiche Großprojekte in wichtigen Solarmärkten wurden realisiert – meist unter Einbindung und Qualifizierung lokaler Organisationen.

Seit 2015 organisiert der BSW zusammen mit Partnern den Berlin Energy Transition Dialogue, eine von ihm initiierte internationale Energiewendekonferenz im Auswärtigen Amt, bei der auf Einladung der Bundesregierung dutzende Delegationen und tausende Gäste aus aller Welt über Herausforderungen und Chancen der Energietransformation diskutieren. Der BSW organisiert so erfolgreich einen weltweit geschätzten Erfahrungsaustausch zwischen Machern aus den „Maschinenräumen“ der Energiewende in Politik und Wirtschaft.

[www.solarwirtschaft.de/](http://www.solarwirtschaft.de/)

## THE SMARTER E EUROPE

The smarter E Europe ist Europas größte energiewirtschaftliche Plattform. Sie umfasst Fachmessen, Konferenzen, Foren und Workshops, die Besuchern, Ausstellern und Partnern die Gelegenheit bieten, sich über Visionen und zukunftsweisende Konzepte rund um die neue Energiewelt auszutauschen. The smarter E Europe verfolgt die Vision einer neuen Energiewelt, in der Strom und Wärme zu 100 Prozent aus regenerativen Quellen stammen, ohne die Umwelt und das Klima zu belasten – und das 24/7 rund um die Uhr, zuverlässig und sicher. Um dieses Ziel zu erreichen, adressiert die Plattform die wichtigen Themen der Branche. Hierzu öffnet sie Märkte, fördert Wissensaustausch und bietet eine globale Bühne für Innovationen. Hier werden jährlich die Weichen für zahlreiche weltweite Projekte gestellt.

### The smarter E Europe: 50.000 Besucher, 1.450 Aussteller, 160 Länder

Die Plattform vereint insgesamt vier parallel stattfindende Energiefachmessen, die sich intensiv mit den Themen der neuen Energiewelt auseinandersetzen: die Intersolar Europe, ees Europe, Power2Drive Europe und EM-Power. Vom 17. bis 19. Juni 2020 erwartet die Innovationsplattform für die neue Energiewelt über 50.000 Besucher und 1.450 Aussteller aus 160 Ländern in München.

The smarter E Europe richtet sich an internationale Akteure der einflussreichsten Märkte, die den Wechsel von fossilen Energien hin zu neuen branchen- und sektorenübergreifenden sauberen Lösungen vorantreiben wollen. Die Marktführer aus den Bereichen erneuerbare Stromerzeugung, Batterien und Energiespeicher sowie intelligente Ladeinfrastruktur sind jährlich in München mit dabei. Die Themen umfassen dabei alle Kernbereiche entlang der Wertschöpfungskette – von der Erzeugung, Speicherung, Verteilung bis zur Nutzung von Energie. Auch die Digitalisierung der Energiewirtschaft steht im Fokus. Denn neben der Sektorenkopplung und Dezentralisierung gewinnen integrierte und digital vernetzte Lösungen zunehmend an Bedeutung.

### Branchenneuheiten im Fokus

Mit dem weltweiten Boom der erneuerbaren Energien wird es heute zunehmend wichtiger, wie diese intelligent vernetzt und verteilt werden. Deshalb bietet Europas größte energiewirtschaftliche Plattform auch 2020 tiefe Einblicke in die aktuellen Trendthemen – von Power-To-X-Technologien über Microgrids und virtuelle Kraftwerke bis hin zur Kombination aus Solarenergie und Elektromobilität.

Erneuerbare Energien, Dezentralisierung und Digitalisierung verändern die Energiewirtschaft. Sie eröffnen gleichzeitig neue Geschäftsmodelle und schaffen Raum für neue Akteure im Markt. Grund genug für The smarter E Europe, die Zukunft der Branche in die Mitte des Programms zu holen: Mit ihrem Angebot „Start-ups@The smarter E Europe“ bietet die Innovationsplattform für die neue Energiewelt für Start-ups unterschiedlichste Möglichkeiten für den Austausch zwischen Industrie, jungen Unternehmen und Investoren.



## Konferenzen, Foren, Awards, Sonder-schauen und Rundgänge

The smarter E Europe vereint nicht nur vier Energiefachmessen an einem Ort. Die Fachbesucher profitieren außerdem vom umfassenden Programm der vier wegweisenden Konferenzen: Smart Renewable Systems Conference, Intersolar Europe Conference, ees Europe Conference und Power2Drive Europe Conference. Mit dabei sind jährlich rund 2.000 Konferenzteilnehmer, von denen etwa 80 Prozent aus dem Ausland kommen.

Zudem überzeugt The smarter E Europe mit einem umfassenden Rahmenprogramm. Neben den verschiedenen renommierten Awards – wie dem The smarter E AWARD, dem Intersolar AWARD, dem ees AWARD und dem Energiewende AWARD – gehören themenbezogene, geführte Rundgänge für Planer, Investoren, Händler und Installateure. Ergänzt wird das Programmangebot von zahlreichen Foren – vom Intersolar Forum über das EM-Power Forum bis hin zum Power2Drive Forum.

Veranstalter von The smarter E Europe sind die Solar Promotion GmbH und die Freiburg Wirtschaft Touristik und Messe GmbH & Co. KG (FWTM).

[www.TheSmarterE.de](http://www.TheSmarterE.de)

## BAYWA R.E.

**r.e. think energy – wir denken Energie neu – und nutzen dafür Solar-, Wind- und Bioenergie. Wir wollen Erneuerbare Energien noch besser machen. Wir warten nicht auf neue Markttrends – wir gestalten sie.**

Wir sind ein weltweit führender Entwickler, Dienstleister, Großhändler und Anbieter von Energielösungen im Bereich der Erneuerbaren Energien. Mit Geschäftsaktivitäten in Europa, Nordamerika, Asien, Australien und Afrika investieren wir in neue und aufstrebende Märkte weltweit, gestalten die Zukunft der Energiebranche aktiv mit und leisten unseren Beitrag im Kampf gegen den Klimawandel.

BayWa r.e. bietet End-to-End-Projektlösungen einschließlich Planung, Projektentwicklung, schlüsselfertigem Bau und der anschließenden technischen wie kaufmännischen Betriebsführung. Wir stehen für Innovation und Kreativität und haben mit unserer langjährigen Erfahrung bereits Solar-, Windenergie- und Bioenergieanlagen mit einer Leistung von über 3 GW erfolgreich ans Netz gebracht. Darüber hinaus betreuen wir weltweit Anlagen mit einer Leistung von über 8,3 GW und stellen für unsere Kunden sicher, dass diese rund um die Uhr störungsfrei und effizient Erträge erbringen.

Mit Sitz in über 26 Ländern arbeitet BayWa r.e. mit Unternehmen und Organisationen auf der ganzen Welt zusammen, um maßgeschneiderte Lösungen für erneuerbare Energien anzubieten, die den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck reduzieren,



die Energiekosten senken und den Weg in eine nachhaltige Zukunft ebnen.

Als führender globaler Anbieter auf dem Solar-Großhandelsmarkt bieten wir ein umfassendes Portfolio an Qualitätsprodukten. Wir sind langjähriger Partner für tausende von Installateuren, arbeiten ständig an der Optimierung unseres Kundensupports und unterstützen unser Installateurs-Netzwerk durch Schulungen, Logistikerfahrung und Onlinedienste.

Mit dem Energiehandel verfügen wir außerdem über einen schnell wachsenden Geschäftsbereich. Hier bieten wir Anlagenbesitzern Direktvermarktungsdienstleistungen und beliefern mehrere zehntausend Privat- und Geschäftskunden in ganz Deutschland mit Ökostrom.

BayWa r.e. ist Teil der BayWa AG, einem Unternehmen mit einem Gesamtumsatz von rund 17,1 Milliarden Euro und weltweit erfolgreichen Niederlassungen in 40 Ländern. Mit Sitz in München bietet der BayWa-Konzern seit über 90 Jahren Lösungen in den Kernsegmenten Agrar, Energie und Bau.

Tagtäglich setzen wir uns dafür ein, innovative Lösungen zu finden, neue technologische Maßstäbe zu setzen, Servicestandards neu zu definieren und Erneuerbare Energien noch besser zu machen.

[www.baywa-re.com](http://www.baywa-re.com)

## E3/DC

Als Spezialist für Unabhängigkeit entwickelt und produziert die E3/DC GmbH innovative Produkte und Lösungen für die Energiespeicherung, die sichere Ersatzstromversorgung und die solare E-Mobilität. Das Osnabrücker Unternehmen war eine Ausgründung aus der Wilhelm Karmann GmbH und ist heute eine 100%ige Tochter der Hager Group, eines führenden Anbieters von Lösungen und Dienstleistungen für elektrotechnische Installationen.

E3/DC verbindet den hohen technologischen Anspruch der Automobilindustrie mit der Zukunftsorientierung der dezentralen Energiegewende. Die Speicherlösungen von E3/DC sind auf maximale Autarkie und eine effiziente Sektorenkopplung in Haushalt und Gewerbe ausgelegt. Denn immer mehr Menschen möchten saubere und zugleich kostensparende Energie für Haushalt, Wärme und Mobilität selbst erzeugen, speichern und nach eigenen Prioritäten nutzen.

Dafür bietet E3/DC hochqualitative „All In One“-Hauskraftwerke, die den tagsüber erzeugten Solarstrom effizient speichern und zu jeder Zeit über das Energiemanagement im gesamten Gebäude zur Verfügung stellen. Je nach Anlagenkonfiguration und Energiebedarf erreichen E3/DC-Kunden Autarkiewerte von bis zu 85 % über das gesamte Jahr und damit ein Höchstmaß an Unabhängigkeit.

Das „All In One“-Konzept vereint den Solar-Wechselrichter, die Speicherbatterie und das intelligente Energiemanagement in einem Gerät. Über die Wallbox können Elektrofahrzeuge direkt mit Solarstrom vom eigenen Dach fahren. E3/DC-Hauskraftwerke sind in einem virtuellen Kraftwerk vernetzt und können bei Bedarf online ferngewartet werden. Bei einem Stromausfall ermöglicht die einzigartige und patentierte TriLINK®-Technologie die sichere Versorgung aus dem eigenen Netz.

Die neuesten Entwicklungen bei E3/DC sind das Hauskraftwerk S10 E PRO mit einer hohen Leistungsabgabe von bis zu 12 kW sowie die Quattroporte-Serie, die sich als AC-System besonders für die Nachrüstung bestehender PV-Anlagen und für Gewerbeanwendungen eignet.

Die E3/DC-Systeme werden ausschließlich in Deutschland hergestellt und durch zertifizierte regionale Installationsbetriebe an Privatkunden mit Ein- und Mehrfamilienhäusern und an Gewerbekunden verkauft. Auf das gesamte Stromspeicherportfolio gibt E3/DC eine Systemgarantie von 10 Jahren und bietet umfassenden kostenlosen Service.

[www.e3dc.com](http://www.e3dc.com)



## FRONIUS DEUTSCHLAND GMBH

Energie ist unsere Leidenschaft: ob in der Schweißtechnik, Solarenergie oder Batterietechnik. Die Fronius Deutschland GmbH mit Sitz in Neuhof-Dorfborn ist eine Tochtergesellschaft der österreichischen Fronius International GmbH. Seit fast 75 Jahren erforscht und entwickelt Fronius Systeme zur Kontrolle und Steuerung elektrischer Energie.

Seit 1992 beschäftigt sich Fronius mit dem Thema erneuerbare Energien, insbesondere mit Solarstrom. Dies führte 1995 zur Entwicklung des ersten Fronius Wechselrichters „Sunrise“ – und damit zur Geburtsstunde von Fronius Solar Energy. Die dritte und jüngste der drei Fronius Business Units sorgte 2001 für eine Revolution: Auf dem Dachboden des damaligen Fertigungsstandorts in Pettenbach entstand der Fronius IG – ein gewaltiger Innovationssprung auf dem Gebiet der Wechselrichter. Das Gerät ließ sich erstmals mittels Steckkarten erweitern – zum Beispiel um ein WLAN-Modul – und bot damit eine bislang ungeahnte Zukunftssicherheit.

Neben der Produktion von Wechselrichtern arbeitet Fronius seit jeher auch konsequent an unterschiedlichen Forschungsprojekten – immer mit dem Anspruch, erneuerbare Energien fit für die Zukunft zu machen.

Für Fronius bedeutet Energiewende vor allem eines: Kohle, Öl und Gas durch erneuerbare Energieträger ersetzen. Dabei geht es nicht nur

darum, Strom erneuerbar zu erzeugen. Das ist zwar richtig und wichtig, aber daneben muss auch sämtliche fossile Energie, die heute in der Mobilität, der Industrie und in den Haushalten aufgewendet wird, durch elektrischen Strom ersetzt werden – der wiederum erneuerbar erzeugt werden muss. Diese Kopplung unserer Energiesysteme - oder Sektorenkopplung - ist der Schlüssel zur Realisierung der 24 Stunden Sonne Vision von Fronius.

- Im Bereich Stromverbrauch, schafft Fronius mit seinen Wechselrichtern und Speicherlösungen eine Basis zur Eigenversorgung mit PV-Strom.
- Im Bereich Wärme bieten der Fronius Ohmpilot und die Einbindung einer Wärmepumpe in das PV-System die Möglichkeit der solaren Wärmegewinnung.
- Auch im Bereich Mobilität setzt Fronius auf die Sonne: Effiziente Ladelösungen in der E-Mobilität sorgen für mehr Unabhängigkeit.

Und: Um 100% erneuerbar zu sein und das Versprechen von „24 Stunden Sonne“ zur Realität werden zu lassen, bietet Fronius zusätzlich den Stromtarif LUMINA.Strom an.

[www.fronius.de](http://www.fronius.de)

# GOLDBECKSOLAR

Goldbeck Solar, ein Gesamtpaket, welches alle Aspekte einer modernen Solar-Photovoltaikanlage vereint. Mit Engineering Excellence, Innovationskraft, Erfahrung aus über 20 Jahren Solaranlagenbau mit über 1.000 MW installierter Leistung und einem kompetenten und fokussierten Team. Mehrfach ist Goldbeck Solar im europäischen Raum ausgezeichnet worden für professionelle und kreative Systemlösungen auf höchstem technischem Niveau.

Die langjährige Expertise in EPC- und O&M-Leistungen wird abgerundet mit der Entwicklung und Finanzierung ausgewählter Solarprojekte. Damit bietet Goldbeck Solar die komplette Wertschöpfungskette für ihre Kunden an. Alles aus einer Hand.

Auch international ist das Unternehmen stark aufgestellt. Neben dem deutschen Freiflächen- und Dachmarkt, der weiterhin wesentlicher Teil des Kerngeschäftes sein wird, hat sich Goldbeck Solar in den Niederlanden mit der Errichtung mehrere außergewöhnlicher Solaranlagen stark positioniert. Mit 100 MW entstand zum Beispiel in Middern Groningen die größte Solaranlage der Niederlande. Europaweit werden darüber hinaus die Märkte in Polen, Großbritannien, Spanien und Osteuropa aktiv bearbeitet. Außerhalb Europas koordiniert unsere Niederlassung in Mexiko die Aktivitäten in Lateinamerika, wo Freiflächen sowie Dachprojekte entstehen.

In Kasachstan verwirklichte Goldbeck Solar das größte Solarprojekt Zentralasiens mit 100 MW Leistung. weitere Vorhaben folgten, die als IPP\* Projekte realisiert werden.

Darüber hinaus engagiert sich das Unternehmen in der Forschung und investiert in die Weiterentwicklung der technischen Lösungen. In Zusammenarbeit mit renommierten Instituten wie dem Fraunhofer-Institut oder im Rahmen des PV-Gutachtens von EUPD und BSW zeigt Goldbeck Solar sein Engagement, denn mit Blick auf den Klimawandel gibt es viel zu tun. Der nächste notwendige Schritt in der Solarbranche muss der Ausbau effizienter Speicher, die Sektorenkopplung und moderne digitale Energiemanagementsystemen sein, um die Photovoltaiklösung auf die nächste Stufe zu heben. Wir helfen mit, diese Lösungen voranzutreiben. Photovoltaikprojekte haben einen Namen: Goldbeck Solar

Goldbeck Solar: Der richtige Partner für die Solarideen Ihres Unternehmens.

[www.goldbecksolar.com](http://www.goldbecksolar.com)

\*Independent Power Producer

## IBC SOLAR



**Saubere Energie ist unser Antrieb.** IBC SOLAR ist seit 1982 Experte für Strom aus Sonnenlicht und einer der führenden globalen Anbieter von Lösungen und Dienstleistungen im Bereich Photovoltaik und Energiespeicher. Als Marktführer bei Freiflächenanlagen, als führendes Unternehmen bei Dachanlagen-Photovoltaik, als Batteriespezialist und als Energieanbieter sind wir in Deutschland, Europa und der Welt ein gefragter Partner von Industrie und Verbrauchern. Wir bieten die zentralen Bausteine für den Umbau von der zentralen, fossilen zur dezentralen, CO<sub>2</sub>-freien Stromerzeugung.

**Wir glauben an die Kraft der Sonne.** IBC SOLAR arbeitet mit Hingabe daran, Photovoltaik zur Leittechnik der deutschen Stromversorgung zu machen. Bereits heute ist Photovoltaik in Deutschland die günstigste und beliebteste Form, Strom zu erzeugen. Strom aus Sonnenlicht ist speicherbar, flexibel und auf vielfältige Weise systemdienlich. Unsere Dienstleistungen umfassen sowohl maßgeschneiderte, innovative und sektorenübergreifende Energielösungen als auch Komplettsysteme für Privathäuser und das Gewerbe – vom Balkonmodul bis zur großen Off-Grid-Anlage.

**Qualität und Innovation sind das Fundament der Energiewende.** IBC SOLAR ist weltweit für höchste Qualität und Zuverlässigkeit bekannt. Ein Grund dafür sind unsere kompetenten Mitarbeiter\*innen und ein Netzwerk aus

weit mehr als 1.000 Fachpartner weltweit, die ihre Erfahrungen und ihr Wissen in das Unternehmen einbringen. Diese Expertise steckt in unserem Portfolio. Unsere innovativen Ingenieure und unsere Testverfahren sichern zu jeder Zeit beste Qualität und neueste Standards.

**Unser Herz schlägt für den Kunden.** Die neue Energiewelt ist dezentral. Unser Leben wird dank neuer Technologien immer vernetzter und mobiler. Deswegen bieten wir unseren Kunden für jedes Bedürfnis das passende System und ermöglichen einen nachhaltigen, unabhängigen und selbstbestimmten Lebensstil – jetzt und in Zukunft.

[www.ibc-solar.de](http://www.ibc-solar.de)

## PANASONIC

Die Panasonic Corporation gehört zu den weltweit führenden Unternehmen in der Entwicklung unterschiedlichster elektronischer Technologien und Lösungen für Kunden in den Bereichen Consumer Electronics, Housing, Automotive und B2B-Lösungen. 2018 feierte das Unternehmen sein 100-jähriges Bestehen. Panasonic unterhält weltweit 582 Tochtergesellschaften und 87 Beteiligungsunternehmen. In dem Geschäftsjahr, das am 31. März 2019 endete, erzielte das Unternehmen einen konsolidierten Netto-Umsatz von 72,10 Milliarden US\$. Mit dem Ziel, durch Innovationen über die Grenzen der einzelnen Geschäftsbereiche hinweg neue Werte zu schaffen, nutzt Panasonic seine Technologien, um ein besseres Leben und eine bessere Welt für seine Kunden zu schaffen.

### **Panasonic ist Hersteller der Hochleistungs-Solarmodulen HIT®**

Heterojunction, Perc, Perowskit... Welche Solarzelle wird das Rennen machen im Photovoltaik-Markt der Zukunft und im Wettbewerb um die höchsten Wirkungsgrade? Von den zahlreichen Zellarten, die es gibt, sprechen Photovoltaik-Experten der Heterojunction-Technologie wegen des höheren Wirkungsgrads mit die besten Chancen zu - aktuell neben der Perc-Technologie. Panasonic ist einer von wenigen Herstellern, die bereits Module mit Heterojunction-Zellen anbieten und konsequent auf diese Technologie setzen.

### **Panasonic HIT® Solarmodule**

Panasonic Zellen HIT® erreichen überdurchschnittlich hohe Zellwirkungsgrade von 22 Prozent. Gleiches gilt für die Module. Das Panasonic-Modul mit der höchsten Effizienz ist das Modell HIT N340. Bei einer Leistung von 340 Watt hat es einen Modulwirkungsgrad von 20,4%. Allen Panasonic Modulen sind folgende Merkmale gemeinsam:

- Sie haben einen speziellen, von Panasonic entwickelten Wasserablauf an den Rahmen. Durch die optimierte Wasserabführung werden die Ablagerung von Schmutz und so die Gefahr von Mikroverschattungen reduziert.
- Weiterhin haben die Solarmodule mit Heterojunction-Technologie einen Temperaturkoeffizienten von nur  $-0,258\%/^{\circ}\text{C}$ , das einen höheren Energieertrag ermöglicht.

Panasonic bietet eine branchenführende 25-jährige Produktgarantie auf die handwerkliche Ausführung und Leistung, gedeckt durch ein hundertjähriges Unternehmen: Panasonic.

Informationen über Panasonic Solar Module finden Sie unter:

[www.eu-solar.panasonic.net/de](http://www.eu-solar.panasonic.net/de)

**SHARP**

Be Original.

## SHARP ENERGY SOLUTIONS: YOUR SOLAR PARTNER FOR LIFE

SHARP ist seit mehr als 60 Jahren auf dem Solarmarkt tätig - länger als jedes andere Unternehmen in der Branche. Als Pionier im PV Markt ist SHARP seit Jahrzehnten eine treibende Kraft für den Einsatz von Photovoltaik-Technologien und hat weltweit mehr als 50 Millionen Module ausgeliefert. Die erzeugte Leistung von 14,9 GW (Gigawatt) entspricht einer gesamten CO<sub>2</sub>-Vermeidung von 163 Mt (Megatonnen).

Mit neuen Solaranwendungen in High-Tech-Branchen wie der Luftfahrt und der Elektromobilität zeigt SHARP weiterhin seine Innovationsfähigkeit. SHARP PV-Module werden weltweit in einer Vielzahl von Anwendungen und Umgebungen eingesetzt. Von den Bergen bis zur Wüste und von eisigen Klimazonen bis zu den heißesten Temperaturen haben sich SHARP-Module als robust und zuverlässig erwiesen.

Für Installationen in Wohnhäusern, in Industrie und Gewerbe sowie für Freiflächenanlagen bietet SHARP polykristalline und monokristalline Hochleistungsmodule sowie Halbzellenmodule an. Die strengen Produkttests von SHARP basieren auf jahrzehntelanger Erfahrung in der Industrie und sind bis zu fünfmal strenger als in den IEC-Normen vorgeschrieben. Das Kern-Modulportfolio hat eine 15-jährige Produktgarantie für die EU und 13 weitere Länder, eine 25-jährige lineare Leistungsgarantie und diverse Zertifikate für jede Produktlinie. Das

Produktportfolio wird durch Speicherlösungen ergänzt. Neben der Hardware bietet SHARP jetzt auch Projektkooperationen für Großprojekte inkl. Finanzierungslösungen an.

Das Solargeschäft von SHARP ist Teil eines Großkonzerns mit einer breiten Produktpalette und einem starken finanziellen Rückgrat, wie die Tier-1-Notierung von Bloomberg bestätigt.

„Aktuell kommen viele Treiber zusammen, die den Ausbau der Photovoltaik massiv beschleunigen werden. Das Umweltbewusstsein der Bevölkerung ist im letzten Jahr wesentlich gestiegen. Gleichzeitig sind die Erzeugungskosten für Solarenergie inzwischen niedriger als für Kern- und Kohlekraftwerke und auch Batteriespeicher werden immer günstiger. Im Vergleich zu Windenergie hat Photovoltaik auf Immobilien den Vorteil, dass der Strom dort erzeugt und gespeichert wird, wo er auch verbraucht wird. Wir sind zuversichtlich, dass die Energiewende jetzt kommt.“  
Peter Thiele, Präsident SHARP Energy Solutions Europe

[www.sharp.de/energysolutions](http://www.sharp.de/energysolutions)

## SIEMENS AG

Die Siemens AG (Berlin und München) ist ein führender internationaler Technologiekonzern, der seit mehr als 170 Jahren für technische Leistungsfähigkeit, Innovation, Qualität, Zuverlässigkeit und Internationalität steht. Das Unternehmen ist weltweit aktiv, und zwar schwerpunktmäßig auf den Gebieten Elektrifizierung, Automatisierung und Digitalisierung. Siemens ist einer der größten Hersteller energieeffizienter ressourcenschonender Technologien. Das Unternehmen ist außerdem einer der führenden Anbieter effizienter Stromerzeugungs- und Stromübertragungslösungen, Pionier bei Infrastrukturlösungen sowie bei Automatisierungs-, Antriebs- und Softwarelösungen für die Industrie. Darüber hinaus ist das Unternehmen mit seiner börsennotierten Tochtergesellschaft Siemens Healthineers AG ein führender Anbieter bildgebender medizinischer Geräte wie Computertomographen und Magnetresonanztomographen sowie in der Labordiagnostik und klinischer IT. Im Geschäftsjahr 2018, das am 30. September 2018 endete, erzielte Siemens einen Umsatz von 83,0 Milliarden Euro und einen Gewinn nach Steuern von 6,1 Milliarden Euro. Ende September 2018 hatte das Unternehmen weltweit rund 379.000 Beschäftigte. Weitere Informationen finden Sie im Internet unter [www.siemens.com](http://www.siemens.com).

Für die Speicherung und Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom bietet Siemens unter anderem die Junelight Smart Battery.

Der Batteriespeicher ist speziell auf die Anforderungen in privaten Eigenheimen ausgelegt und vereint Funktionen für ein intelligentes und sicheres Energiemanagement mit einem modernen Design. Eigenheimbesitzer können damit den maximalen Anteil ihrer eigenerzeugten Energie, beispielsweise aus Photovoltaik-Anlagen, für den Eigenverbrauch nutzen, ihre Energiebezugskosten minimieren und CO<sub>2</sub>-Emissionen nachhaltig senken.

Mehr Informationen finden Sie im Internet unter [www.siemens.com/junelight](http://www.siemens.com/junelight).

## SONNEN GMBH

Die sonnen GmbH ist einer der weltweit führenden Hersteller von intelligenten Stromspeichern und Vorreiter für Technologien eines sauberen, dezentralen und vernetzten Energiesystems.

2010 wurde sonnen von Christoph Ostermann und Torsten Stiefenhofer gegründet. Ziel des Unternehmens war von Beginn an, dass sich alle Menschen mit sauberer und bezahlbarer Energie versorgen können.

Neben dem Hauptsitz in Wildpoldsried im Allgäu und dem Standort in Berlin, hat sonnen zudem internationale Vertretungen in Italien, Großbritannien, den USA und Australien. Zusätzlich produziert sonnen die sonnenBatterie an mittlerweile drei Produktionsstandorten. In Wildpoldsried (Deutschland), Atlanta (USA) und Adelaide (Australien). Mit den Kernmärkten ist sonnen weltweit in über 21 Ländern aktiv und realisiert eine saubere und dezentrale Energieversorgung aus erneuerbaren Energien.

Die Basis dafür ist die sonnenBatterie, ein intelligenter Batteriespeicher mit Lithiumeisenphosphat-Modulen. Ein Haushalt kann dadurch bis zu 80 Prozent des jährlichen Bedarfs mit selbst erzeugtem, sauberem Solarstrom abdecken.

Mit der digitalen Vernetzung der einzelnen sonnenBatterien, ist Deutschlands größte, dezentrale Energiegemeinschaft entstanden, in

der die Speicherbesitzer ihren Strom selbst erzeugen und mit anderen teilen können. Mitglieder der sonnenCommunity können sich so zu 100 % unabhängig von einem herkömmlichen Anbieter machen und gegenseitig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen.

Die Mitglieder können darüber hinaus über den sonnenFlat-Tarif an der weltweit größten, virtuellen Batterie aus Tausenden vernetzten sonnenBatterien teilnehmen. Das Netzwerk kann Schwankungen im Stromnetz sekundenschnell ausgleichen, indem es überschüssige Energie aufnimmt oder abgibt. Ende 2018 hat sonnen dafür vom Übertragungsnetzbetreiber TenneT die Präqualifikation für Primärregelleistung erhalten. Mit dem sonnenCharger, sonnens intelligenter Wallbox, können künftig auch Elektroautos Teil des virtuellen Speicherpools werden und z. B. Ortsnetze entlasten sowie überschüssigen Windstrom speichern.

[www.sonnen.de](http://www.sonnen.de)

# SUNTECH

Suntech ist ein weltweit führender Hersteller von PV-Systemen, der sich auf Forschung und Entwicklung sowie die Herstellung von Solarzellen und -modulen aus kristallinem Silizium konzentriert. 2001 in Wuxi, China gegründet hat Suntech bis heute mehr als 20 GW PV Module an >1.500 Kunden in über 80 Ländern geliefert.

Das Unternehmen ist fokussiert, die Effizienz seiner Produkte zu erhöhen, die Erforschung und Entwicklung neuer Technologien weiter zu fördern bzw. seine Fertigungsverfahren kontinuierlich zu verbessern. Mit führenden technischen Vorteilen und einem ausgezeichnetem Fertigungsniveau bietet Suntech seinen Kunden hochwertige, zuverlässige Produkte zu einem hervorragenden Preis-Leistungs-Verhältnis an. Suntech will dazu beitragen, dass die Netzparität der PV-Stromerzeugung global verwirklicht wird.

Die Qualität und Zuverlässigkeit, hoher Ertrag sind unsere wichtigsten Argumente, Suntech verwendet nur erstklassige Lieferanten von Produktionsanlagen, Systemkomponenten und Rohstoffe; umfangreiche interne Qualitätskontrollen entsprechen höchsten internationalen Standards und übertreffen diese sogar nachweislich (siehe „VDE Quality tested“), und zusätzlich beauftragt Suntech externe, unabhängige Prüfinstitute (VDE, TÜEV, MCS, SGS usw.). Alle Module sind nach aktuellen IEC-Standards (61215 /6173 usw.) und weitere

Normen (Ammoniak, Sandsturm, Salzneben, usw.) zertifiziert. Suntech's -Testlabor ist eines der größten PV-Labore in Asien. Es war zudem das erste Labor, welches vom VDE und UL zertifiziert wurde. Suntech ist auch nach den internen Qualitätsmanagementnormen (ISO 9001, 14001 SA8000, OHSAS 18001 u.a.) zertifiziert.

Wer in Solarmodule investiert, der investiert in die Zukunft, PV Module von Suntech werden dieser Anforderung gerecht. Bloomberg New Energy listet Suntech in der Liste der führenden Solarmodulhersteller. Black & Veatch hat die problemlose Finanzierbarkeit durch Banken in einer Studie 2016 bestätigt. Der Rückversicherungskonzern MunichRE aus Deutschland hat Suntech die Garantieabsicherung nach intensiver Qualitätsprüfung gewährt. Als erstes PV-Unternehmen aus China wurde Suntech vom Bonner Meinungsforschungsinstitut EUPD Research in 2012, 2016, 2017 und 2019 mit dem Premium-Siegel „Top Brand PV “ geehrt.

[www.suntech-power.com](http://www.suntech-power.com)

# SPONSOREN

## TESVOLT GMBH

„Bezahlbare, saubere Energie in jeden Winkel der Welt zu bringen – das ist unser Ziel. Auch dorthin, wo Menschen keinen Zugang zum Stromnetz haben.“

Mit dieser Vision haben Daniel Hannemann und Simon Schandert TESVOLT im Sommer 2014 gegründet. Ihr Ziel: Batteriesysteme zu entwickeln und herzustellen, die den Strom aus erneuerbaren Energiequellen möglichst effizient speichern. Da Gewerbe und Industrie in vielen Ländern den höchsten Energiebedarf haben, konzentrierte sich das Start-up von Anfang an auf Speicher mit hoher Leistung und Kapazität.

Die Gründer tüftelten an einer eigenen Technologie zur Batteriesteuerung, um ihre Produkte so langlebig und wirtschaftlich wie möglich zu machen. Mit Erfolg: Das preisgekrönte Batteriemanagementsystem von TESVOLT sorgt dafür, dass sich Gewerbe- und Industriespeicher schon nach wenigen Jahren rechnen.

Heute produziert TESVOLT seine Gewerbespeicherlösungen in Serie in der ersten Gigafactory für Batteriespeicher Europas und liefert sie in alle Welt.

[www.tesvolt.com](http://www.tesvolt.com)

## VARTA STORAGE GMBH

Die VARTA AG als Muttergesellschaft der Gruppe ist über ihre Tochtergesellschaften VARTA Microbattery GmbH und VARTA Storage GmbH in den Geschäftssegmenten Microbatteries und Power & Energy tätig. Die VARTA Microbattery GmbH ist heute bereits ein Innovationsführer im Bereich Mikrobatterien, einer der Marktführer bei Hörgerätebatterien und strebt die Marktführerschaft auch für Lithium-Ionen Batterien im Bereich Wearables, insbesondere bei Hearables, an. Power & Energy fokussiert sich auf intelligente Energielösungen für maßgeschneiderte Batteriespeichersysteme für OEM-Kunden sowie auf das Design, die Systemintegration und die Montage von stationären Lithium-Ionen Energiespeichersystemen. Mit fünf Produktions- und Fertigungsstätten in Europa und Asien sowie Vertriebszentren in Asien, Europa und den USA sind die operativen Tochtergesellschaften der VARTA AG Gruppe derzeit in über 75 Ländern weltweit tätig.

Die Energiespeicherlösungen im Heim- und Großspeichermarkt reichen von kompakten Einsteigermodellen, wie Wandspeicher VARTA pulse neo, bis hin zum Großspeicher VARTA flex storage für gewerbliche Anwendungen. Die AC-gekoppelten Systeme haben einen integrierten Batteriewechselrichter und sind ohne zusätzlichen PV-Wechselrichter mit allen Quellen grüner Energie kombinierbar. Damit sind sie für alle Neuinstallationen und Nachrüstungen geeignet.

Das intelligente Energiemanagementsystem sorgt zudem für die optimale Ausnutzung der selbst produzierten Solarenergie und ist darauf ausgelegt, den Eigenverbrauch deutlich zu erhöhen. Auch wird dadurch die Vernetzung mit den unterschiedlichsten Partnern im Smart Home möglich.

Die VARTA Energiespeicher können auch nachträglich nachgerüstet oder kaskadiert werden. Mit der Kaskade können über den VARTA pulse neo insgesamt sechs produktübergreifende Energiespeicher miteinander verbunden und damit die Bruttokapazität auf bis zu 71 kWh erhöht werden.

In der VARTA Storage App und im Webportal hat man den Energiespeicher stets im Blick. Es werden alle Leistungsdaten, die Autarkie- und Eigenverbrauchsquote und die Stromkostensparnis angezeigt – tagesgenau, monatlich, jährlich oder über die gesamte Laufzeit. So ist man mit wenigen Klicks immer auf dem neuesten Stand.

[www.varta-storage.com](http://www.varta-storage.com)

# INITIATOREN



# SPONSOREN

