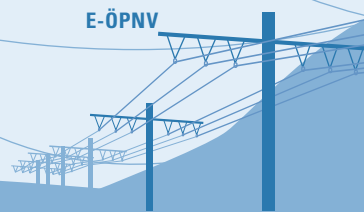
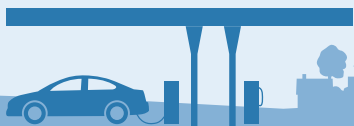
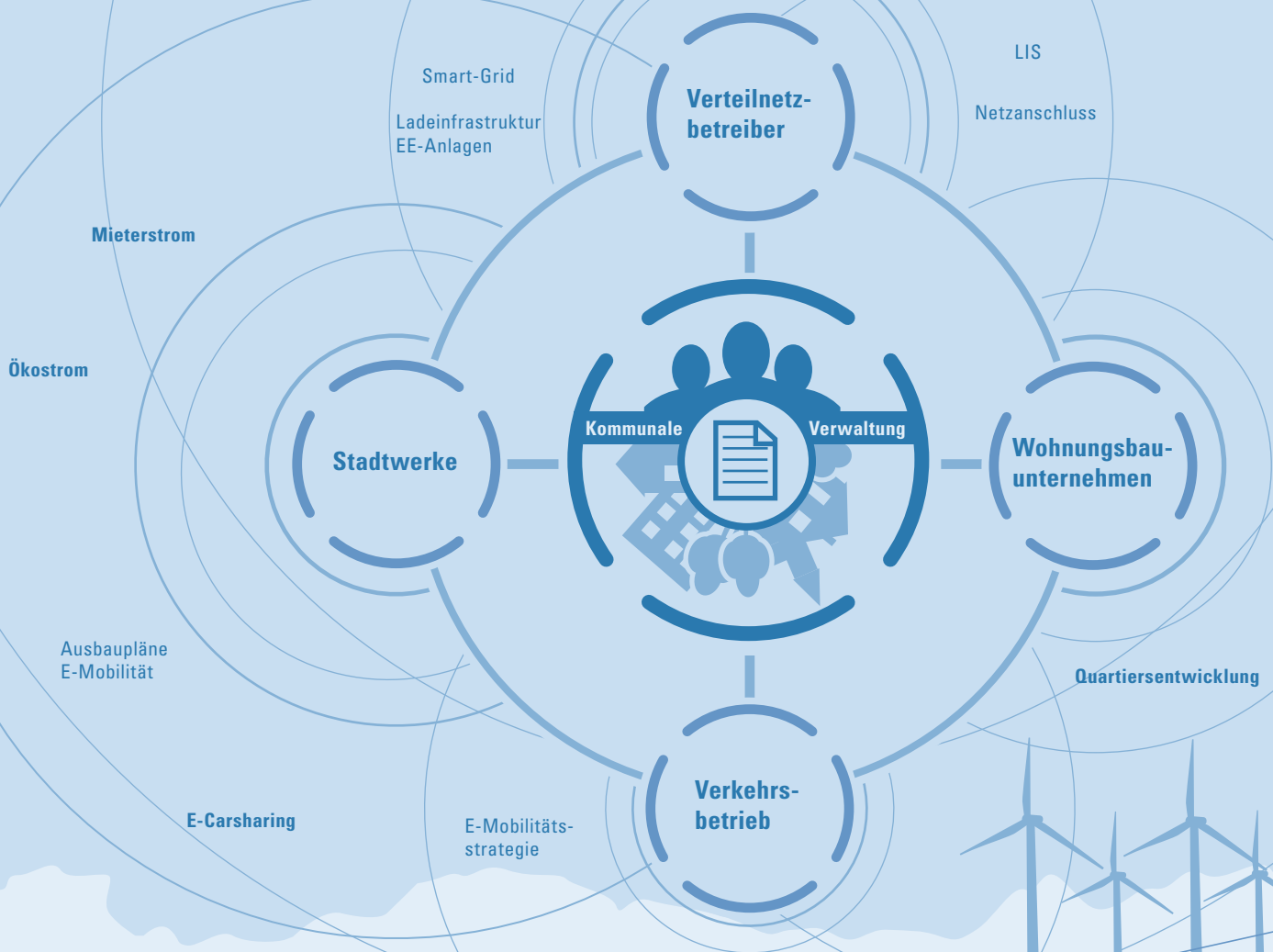


Energiewende im Verkehr im kommunalen Umfeld

Kopplung der Sektoren Verkehr und Strom
für Kommunen, Stadtwerke, Verteilnetzbetreiber
und Verkehrsunternehmen



Energiewende im Verkehr im kommunalen Umfeld

Kopplung der Sektoren Verkehr und Strom
für Kommunen, Stadtwerke, Verteilnetzbetreiber
und Verkehrsunternehmen

Düsseldorf, 2019

2 INHALTSVERZEICHNIS

INHALT	SEITE
1 Einleitung	5
1.1 Zielsetzung und Aufbau der Broschüre	5
1.2 Definition Sektorenkopplung innerhalb der Broschüre	6
1.3 Politische Ziele	8
2 Kommunale Verwaltung	10
2.1 Rolle und Umsetzungsoptionen der Kommune	10
2.2 Wie kann die Kommune selbst aktiv werden?	11
2.3 Welche Rahmenbedingungen können Kommunen setzen?	14
2.4 Welche Gestaltungsmöglichkeiten haben Kommunen gegenüber kommunalen Unternehmen?	18
2.5 Zuständigkeiten in der kommunalen Verwaltung im Bereich Sektorenkopplung	22
2.6 Informationsangebote für Kommunen zum Einstieg in das Thema	23
3 Stadtwerke	24
3.1 Rolle und Umsetzungsoptionen der Stadtwerke	24
3.2 Wie können die Stadtwerke selbst aktiv werden?	26
3.3 Neue Geschäftsfelder für Stadtwerke	29
4 Verteilnetzbetreiber	35
4.1 Rolle und Aufgabe der Verteilnetzbetreiber	35
4.2 Zukünftige Herausforderungen für die Verteilnetze	37
4.3 Mögliche Maßnahmen zur Anpassung der Verteilnetze	38
5 Verkehrsbetriebe	44
5.1 Rolle und Umsetzungsoptionen der Verkehrsbetriebe	45
5.2 Wie können die Verkehrsbetriebe aktiv werden?	47
5.3 Zukünftige Herausforderungen für Verkehrsbetriebe	50
6 Finanzierung und Fördermöglichkeiten	53
6.1 Finanzierungsformen für Kommunen	53
6.1.1 Bürgerenergiegesellschaften	53
6.1.2 Crowdfunding	55
6.1.3 Dachflächenvermietung	57
6.1.4 Aktuell relevante KfW-Programme	59

INHALT	SEITE
6.2 Bürgerenergiegenossenschaften	60
6.3 Gründung von Zweckgesellschaften zur zentralen Beschaffung und Unterhaltung von elektrischen ÖPNV-Fahrzeugen	61
6.4 Öffentlich-Private-Partnerschaften	63
<hr/>	
7. Technologien und Rahmenbedingungen der Sektorenkopplung	<hr/> 66
7.1 Sektorenkopplung Verkehr und Strom (Power-to-Mobility)	66
7.1.1 Bedeutung der Elektromobilität für die Stromversorgung	67
7.1.2 Potenzial der erneuerbaren Energien	70
7.2 Technologien zu Stromversorgung mittels erneuerbaren Energien	72
7.2.1 Photovoltaik	72
7.2.2 Windkraftanlagen	76
7.2.3 Kleinwindanlagen	77
7.2.4 Energiespeicher	77
7.2.5 Gebäude Energiemanagementsystem	79
7.2.6 Smart Grid	80
7.3 Ladeverfahren für Elektrofahrzeuge	82
7.3.1 Aktueller Stand	82
7.3.2 Gesteuertes Laden	82
7.3.3 Bidirektionales Laden	83
7.4 Das elektrische Netz in Deutschland	85
7.5 Rahmenbedingungen	88
7.5.1 Rechtlicher Rahmen der Sektorenkopplung	88
7.5.2 Mögliche Privilegierungen	89
7.5.3 Besonderer regulatorischer Rahmen für Verteilnetzbetreiber	90
7.5.4 Besonderer regulatorischer Rahmen für Verkehrsbetriebe	92
7.5.5 Wie wird PV-Strom gefördert?	93
<hr/>	
8. Anhang	<hr/> 94
8.1 Abkürzungsverzeichnis	94
8.2 Abbildungsverzeichnis	96
<hr/>	
Impressum	<hr/>

Hinweis

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gesonderte Nennung der weiblichen grammatikalischen Formen verzichtet. Dennoch sind stets alle Geschlechtsidentitäten gemeint, mit Ausnahme solcher Fälle, in denen speziell darauf hingewiesen wird oder es sich um bestimmte Personen handelt.

Danksagung

Wir danken den Teilnehmenden der Workshop-Reihe, den Referenten und den Experten, die für Interviews zur Verfügung standen, für die Kooperation bei der Erstellung dieser Broschüre.

1 Einleitung

1.1 Zielsetzung und Aufbau der Broschüre

Diese Broschüre richtet sich vor allem an Kommunen und kommunale Unternehmen, die sich mit dem Thema Energiewende im Verkehr (Sektorenkopplung) beschäftigen wollen. Es wird aufgezeigt, welche Handlungsmöglichkeiten die Kommunen, Stadtwerke, Verteilnetzbetreiber und Verkehrsbetriebe haben, sowie in welcher Beziehung diese Akteure zueinander stehen. Durch einen engen Bezug zur Praxis kann diese Broschüre dazu beitragen, dass verstärkt lokal erzeugte regenerative Energie in den Verkehrsbereich gebracht wird und somit die Elektromobilität umweltfreundlicher umgesetzt werden kann.

Was die kommunale Verwaltung und die kommunalen Unternehmen im Einzelnen unternehmen können, um die Sektorenkopplung voranzutreiben, wird in den Kapiteln 2 bis 5 dargestellt. Im Kapitel 6 wird auf mögliche Finanzierungsmodelle eingegangen, bevor in Kapitel 7 ein Einblick in die Techniken und Rahmenbedingungen gegeben wird, die bei der Sektorenkopplung zum Einsatz kommen.

1.2 Definition Sektorenkopplung innerhalb der Broschüre

Der Leitgedanke der Sektorenkopplung (SK) ist die Verknüpfung der bisher meist getrennt betrachteten Sektoren Strom, Verkehr, Wärme und Industrie, mit dem Ziel, CO₂-Emissionen zu reduzieren. Dabei zielt die Sektorenkopplung auf eine ganzheitliche Betrachtung aller Sektoren ab und ermöglicht die energetische Optimierung über die Sektorengrenzen hinweg. Damit geht die Verringerung des Energieverbrauchs durch die Nutzung effizienter Technologien und optimierter Energiewandlungsketten einher. Mit dem Fokus auf erneuerbaren Energien (EE) als Energiequelle und der Kopplung der Sektoren ist es ein weiteres Ziel, die Dekarbonisierung aller Sektoren einzuleiten.

Ein zusätzlicher Leitgedanke der Sektorenkopplung ist es, das fluktuierende Energieangebot von Wind und Photovoltaik (PV) durch eine intelligente Steuerung von flexiblen Verbrauchern weitestgehend vollständig zu verwerten. Strom, der nicht darbotsabhängig verbraucht wird, kann direkt in Stromspeichern gespeichert werden, mittels SK-Technologien in andere Sektoren wie z. B. Wärme überführt oder als Gase gespeichert werden. Der Verbrauch der gespeicherten Energie kann innerhalb desselben Sektors oder nach Umwandlung in einen anderen Sektor erfolgen.

Insgesamt erfolgt durch die Sektorenkopplung eine engere Verzahnung und Verknüpfung der verschiedenen Anwendungsbereiche und eine Zunahme von Verzweigungs- und Umwandlungsstellen im Energiesystem. Verzweigungsstellen sind hier neue, flexible Verbraucher und Speicher. Bei der Definition der Sektoren existieren unterschiedliche Einteilungen. Gebräuchlich ist die Unterscheidung der Sektoren nach der Energiewirtschaft (d. h. Stromerzeugung), Verkehr, Wärme und Industrie. Damit die Sektorenkopplung umgesetzt werden kann, muss der Ordnungsrahmen angepasst, die Netze und die daran angeschlossenen Anlagen digitalisiert sowie Standards für die Kommunikation und Regelung etabliert werden.

Folgende Energiewandlungspfade existieren im Rahmen der Sektorenkopplung zur Verwertung von regenerativ erzeugtem Strom:

- **Power-to-Heat:** Strom wird direkt zur Wärmeerzeugung verwendet und gespeichert (meistens durch Erwärmung von Wasser (Pufferspeicher))
- **Power-to-Valuables:** Einsatz von Strom in verschiedenen Bereichen der Industrie
- **Power-to-Gas:** Mittels regenerativ erzeugtem Strom wird Wasserstoff durch ein Elektrolyse-Verfahren hergestellt
- **Power-to-Liquids:** Herstellung von synthetischen Kraftstoffen durch regenerativ erzeugten Strom
- **Power-to-Mobility:** Regenerativ erzeugter Strom wird direkt im Verkehrssektor durch das Laden der Batterie des Elektrofahrzeuges oder die Einspeisung z. B. in ein Überleitungsnetz eingesetzt.

In der vorliegenden Broschüre beschränkt sich die Betrachtung der Sektorenkopplung nur auf den Bereich Power-to-Mobility, d. h. es geht nur um die direkte Nutzung von Strom im Verkehrssektor und die dabei entstehenden Chancen und Herausforderungen.

1.3 Politische Ziele

Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor stagniert seit Jahren auf niedrigem Niveau und der Ausstoß an CO₂ ist seit 1995 in diesem Sektor sogar gestiegen¹. Deshalb erhält die Energiewende im Verkehr, auch angesichts der Diskussionen um Dieselfahrverbote in Innenstädten, eine große Bedeutung. Die Kopplung des Verkehrs- mit dem Energiesektor, also die verstärkte Nutzbarmachung von Strom im Verkehr, verspricht neue Möglichkeiten zur Substitution fossiler Energieträger, eine höhere Energieeffizienz, die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen sowie eine Flexibilisierung der elektrischen Last. Mit intelligenten Steuerungen kann das Laden von Elektrofahrzeugen (EV) dynamisch an die fluktuierende Produktion dieser Quellen angepasst werden.

In Abbildung 1 sind die Energie- und Klimaziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 aufgeführt. Darin kommt der Verkehrssektor an zwei Stellen vor. Beim Endenergieverbrauch soll der Verkehrssektor gegenüber dem Basisjahr 2005 bis zum Jahr 2020 10 % und bis zum Jahr 2050 40 % weniger Endenergie verbrauchen. Gleichzeitig soll der Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor bis zum Jahr 2020 auf 10 % steigen. Letztgenanntes Ziel entspricht der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen.

¹ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/emissionen-des-verkehrs#textpart-2>, abgerufen am 14.12.2018 um 12:00 Uhr

² Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): Klimaschutz in Zahlen - Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik, Ausgabe 2018

³ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende; Juli 2015

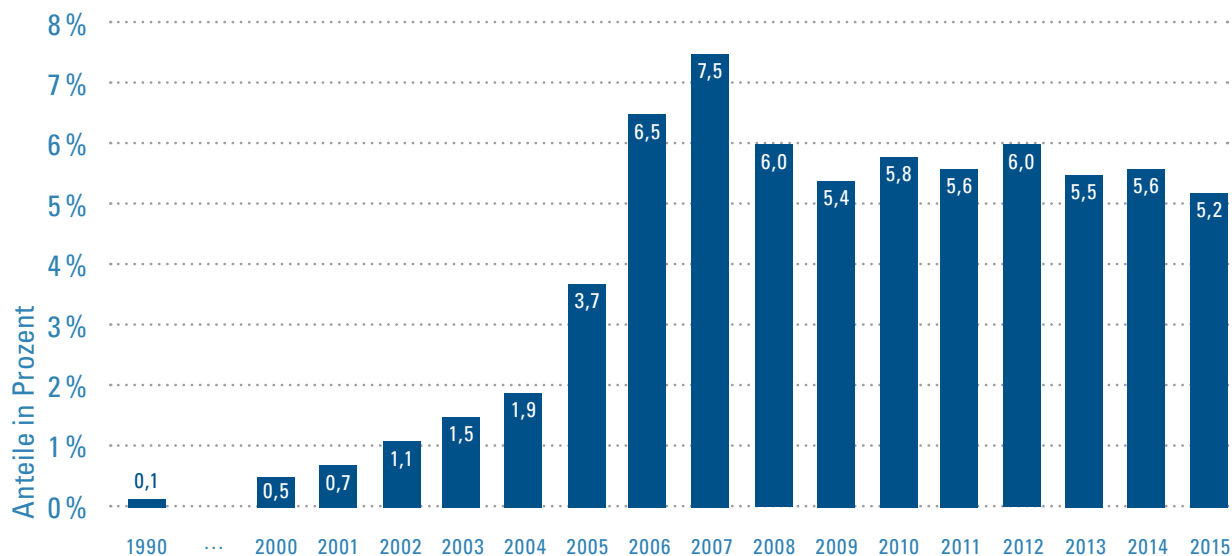


Abbildung 1: Übersicht über Energie- und Klimaziele der Bundesregierung bis 2050 (Quelle: BMU²)

	Status Quo*	Ziele			
		2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	27,7 % (2017)	mind. -40 %	mind. -55 %	mind. -70 %	weitgehend treibhausgasneutral
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttostromverbrauch	36,2 % (2017)	mind. 35 %	mind. 50 % EEG 2025: 40 bis 45 %	mind. 65 % EEG 2035: 55 bis 60 %	mind. 80 %
Anteil im Verkehrsbereich	5,2 % (2017)	10 %**			
Effizienz und Verbrauch					
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-3 % (2017)	-10 %			-25 %
Endenergieverbrauch Verkehr (gegenüber 2005)	1,3 % (2015)	-10 %	-15 bis -20 %		-40 %
* Aktuell verfügbare Zahlen, Stand: April 2018 Quellen: BMWi (2016a); AGEE-Stat (2018, Stand: Februar 2018)		** Ziel gemäß EU-Richtlinie 2009/28/EG			



Abbildung 2: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Verkehr (Quelle: UBA)



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis von AGEE-Stat, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: September 2016

Den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor seit 1990 zeigt Abbildung 2. Sowohl Einsparungen bei der Endenergie im Verkehrssektor, als auch eine Erhöhung des Anteils an EE im Verkehrsbereich lassen sich mit der Elektrifizierung des Antriebsstrangs erreichen, wenn die Energie für die EV aus überwiegend regenerativen Quellen stammt. Zudem stellt der Bund im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“³ fest: „Elektromobilität kann einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Sie kann auch Flexibilität in der Stromversorgung bereitstellen: Insbesondere, wenn viel Wind- und Sonnenstrom im System ist und daher die Preise relativ niedrig oder sogar negativ sind, können EV Strom abhängig von den Preissignalen des Marktes gesteuert laden.“

Ein Ziel der Bundesregierung bei der Elektromobilität ist die Zahl von einer Million zugelassenen EV bis zum Ende des Jahres 2022.⁴ Einen deutlichen Schub in Richtung der Elektromobilität wird die Absenkung des CO₂-Grenzwertes für Pkw auf EU-Ebene mit sich bringen. Die EU-Kommission, das Europaparlament und die Mitgliedsstaaten haben sich darauf geeinigt, dass der Pkw-Flottenausstoß 2030 um 37,5 Prozent niedriger liegen soll als 2021.⁵

⁴ <http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/hintergrund/die-ziele/#tabs>, abgerufen am 12.12.2018 um 15:35 Uhr

⁵ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CONSIL:PE_6_2019_REV_1&from=EN

2 Kommunale Verwaltung

In Deutschland gibt es über 11.000 Gemeinden mit Einwohnerzahlen von unter zehn Einwohnern bis zu über 3,6 Mio. Einwohnern.⁶ Dementsprechend unterscheiden sich die Strukturen der kommunalen Verwaltungen, wodurch nicht alle Feststellungen und Vorschläge in dieser Broschüre auf alle Gemeinden gleichermaßen anwendbar sind.

2.1 Rolle und Umsetzungsoptionen der Kommune

Die Rolle der kommunalen Verwaltung bei der Energiewende im Verkehr lässt sich in zwei Bereiche teilen. Zum einen kann die Kommune **selbst aktiv** werden und zum anderen kann die Kommune **Rahmenbedingungen setzen**. Bei der Setzung von Rahmenbedingungen kann weiter unterschieden werden, ob Vorgaben gegenüber Bürgern und Unternehmen gesetzt werden oder ob Vorgaben an kommunale Unternehmen gemacht werden. Im Folgenden werden die Möglichkeiten aufgezeigt, die eine Kommune ergreifen kann:

Selbst aktiv werden	Rahmenbedingungen setzen
<ul style="list-style-type: none"> • Einbindung von EE im eigenen Fuhrpark <ul style="list-style-type: none"> ◦ über Ökostromvertrag oder ◦ aus lokalen EE-Anlagen • Einbindung von EE für die Speisung öffentlicher Ladeinfrastruktur • Förderungen nutzen 	<ul style="list-style-type: none"> • Solardachpflicht und formelle kommunale Pläne • Unterstützung von Bürger-/Unternehmensinitiativen • Kommunale Förderungen anbieten • Konkrete Vorgaben an kommunale Unternehmen erteilen

⁶ Statistisches Bundesamt (Destatis): <https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Archiv/GVAuszugQ/AuszugGV4QAktuell.html>, abgerufen am 23.04.2019 um 9:40 Uhr

2.2 Wie kann die Kommune selbst aktiv werden?

Grundsätzlich ist es in der Außenwirkung gegenüber Bürgern und Unternehmen wichtig, dass die kommunale Verwaltung mit gutem Beispiel vorangeht und bei sich selbst die Energiewende in den Betriebsablauf integriert. Dies muss auch nach außen hin im Rahmen ihrer Kommunikationsarbeit deutlich werden. Dadurch kann die kommunale Verwaltung einen eigenen Beitrag zur Energiewende leisten und gleichzeitig andere Akteure in ihrer Kommune oder auch andere Kommunen motivieren, sich mit der Sektorenkopplung zu beschäftigen und so Interessierte dazu bringen, selbst aktiv zu werden.

Einbindung von EE im eigenen Fuhrpark

Eine Grundvoraussetzung für eine nachhaltige Energiewende im Verkehr ist die Versorgung der EV mit Strom aus erneuerbaren Quellen. Wenn es nicht möglich ist, lokale EE-Anlagen zu installieren, wie z. B. PV auf Gebäudedächern oder Solar-Carports, dann sollte die kommunale Verwaltung dafür ihren Strombezug auf Ökostrom umstellen. Dabei ist darauf zu achten, dass der Ökostrom gewisse ökologische Mindeststandards erfüllt. Der im Ökostromtarif bezogene Strom sollte zu 100 % mit Herkunftsnachweis für Strom aus erneuerbaren Energien (vgl. § 79 EEG 2017) gekennzeichnet sein. So können zumindest bilanziell EE-Strommengen nachweislich genutzt werden. Zudem sollte der Strom zum großen Teil aus Neuanlagen stammen oder Stromversorger sollte sich dazu verpflichten, einen festen Anteil der Erlöse in den Bau von neuen EE-Anlagen, bzw. in Maßnahmen zur Förderung der Energiewende und des Klimaschutzes zu reinvestieren.

Bei bestehenden Stromlieferverträgen kann es sein, dass eine Umstellung auf Ökostrom nicht möglich ist. Hier sollte für die Zukunft darauf geachtet werden, dass in neuen Ausschreibungen zur Stromlieferung Passagen eingebaut werden, die eine Ökostromlieferung für Ladestationen/Wallboxen für EV beinhalten. Besser wäre es natürlich, den gesamten Strombezug der kommunalen Verwaltung auf Ökostrom umzustellen.

Zusätzlich zum Bezug von Ökostrom, sollte überall dort, wo möglich, auf Strom aus lokalen EE-Anlagen gesetzt werden. Dieser physikalische Ökostrom kann direkt vor Ort zum Laden von EV genutzt werden. Wenn kein PV-Strom verfügbar ist, dann wird Strom aus dem Netz bezogen. Überschüssiger PV-Strom wird in das Netz eingespeist oder in Batteriespeichern für eine spätere Nutzung zwischengespeichert. Im ländlichen Raum können gegebenenfalls große PV-Freiflächenanlagen oder Windkraftanlagen für die Stromversorgung der kommunalen Verwaltung genutzt werden.

Durch die Technologie- und Preisentwicklungen bei PV-Anlagen, ist der zur eigenen Versorgung selbst erzeugte PV-Strom für viele Letztverbraucher mit gleichen oder geringeren Kosten verbunden, als der Strombezug aus dem Netz (sog. Netzparität). In speziellen Fällen, kann es sogar sein, dass sich die Mehrkosten für Batteriespeicher wirtschaftlich rechnen, da der Eigenverbrauchsanteil deutlich gesteigert wird. Für eine Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von lokalen EE-Anlagen sollten Fachfirmen beauftragt werden. Wie lokale EE-Quellen erschlossen werden können, zeigt das Praxisbeispiel der Stadt Düsseldorf.

Praxisbeispiel	Städtische Solar-Carports
Akteur	Stadt Düsseldorf
Die Stadt Düsseldorf hat einen Teil ihres Fuhrparks elektrifiziert und an mehreren Standorten Solar Carports mit integrierten Ladepunkten installiert.	



Abbildung 3: Solar Carport mit integrierten Ladepunkten am Umweltamt der Stadt Düsseldorf (Foto: Umweltamt Düsseldorf)



Infos: www.duesseldorf.de/umweltamt

Einbindung von EE für die Speisung öffentlicher Ladeinfrastruktur

Bei der kommunalen Ausschreibung des Betriebs öffentlicher Ladeinfrastruktur ist darauf zu achten, dass der Betreiber nur Ökostrom entsprechend der oben genannten Mindeststandards für die Versorgung der öffentlichen Ladeinfrastruktur einsetzt.

Förderung nutzen

Um einen ersten Einstieg in das Thema Sektorenkopplung zu erhalten, können sich Kommunen diesen Themenblock anhand eines Elektromobilitätskonzeptes unter Berücksichtigung von lokalen, erneuerbaren Stromquellen erschließen und dabei eine Strategie für die Umsetzung erstellen.

Bei der Bearbeitung eines kommunalen Elektromobilitätskonzeptes ist darauf zu achten, dass die kommunalen Tochtergesellschaften, wie z. B. Stadtwerke, Verteilnetzbetreiber, Verkehrsbetriebe oder Wohnbaugesellschaften, wenn möglich, bei der Erstellung der kommunalen Elektromobilitätsstrategie mit eingebunden werden. Ebenfalls ist ein Austausch mit anderen Kommunen wichtig und hilfreich.

Für die Elektromobilitätskonzepte und die Beschaffung von E-Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur können Fördermittel aus dem Förderprogramm „Elektromobilität vor Ort“⁷ des BMVI beantragt werden. Einige Bundesländer haben eigene Förderprogramme für den Kauf und zum Teil auch für das Leasing von E-Fahrzeugen aufgelegt. Für die Finanzierung von PV-Anlagen bieten die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) sowie einige Bundesländer Kredit- bzw. Förderprogramme an.

⁷ <https://www.now-gmbh.de/de/bundesfoerderung-elektromobilitaet-vor-ort/foerderrichtlinie>

2.3 Welche Rahmenbedingungen können Kommunen setzen?

Solardachpflicht und formelle kommunale Pläne

Über Solardachkataster können Kommunen das Erzeugungspotenzial für PV-Anlagen auf kommunalen Gebäuden abschätzen. Diesen Service können Kommunen auch ihren Unternehmen und Bürgern anbieten, indem sie ein Solarpotenzialkataster ihrer Kommune in die eigene Internetseite einbinden, wie z. B. die Städte Aachen⁸, Chemnitz⁹ und Düsseldorf¹⁰. Mit dieser Information können die Unternehmen und Bürger dieser Städte einen ersten Eindruck darüber gewinnen, wie geeignet ihre Dachfläche zur Nutzung solarer Strahlungsenergie ist. Dadurch kann der Zubau von EE-Anlagen in Ballungsgebieten und indirekt die Sektorenkopplung unterstützt werden. Sehr wichtig ist es dabei, diesen Service sowie den Mieterstromzuschlag nach EEG für den Betreiber einer nach dem 24. Juli 2017 neu in Betrieb genommenen Solaranlage auf einem Wohngebäude auch offensiv zu bewerben. Erfahrungen zeigen, dass sonst das Interesse sehr gering ist.

Anstatt auf das freiwillige Interesse von Immobilienbesitzern an der Installation von PV-Anlagen zu setzen, können Kommunen auch eine Solardachpflicht einführen. Wenn die Landesbauordnung es zulässt, können dafür städtebauliche und Grundstücksverträge sowie Bebauungspläne, in denen eine Solardachpflicht festgeschrieben ist, genutzt werden. Auch ein Zwischenerwerbsmodell, bei dem die Kommune neu zu bebauende Grundstücke erwirbt, wird von einigen Kommunen bereits praktiziert. Bei der Weiterveräußerung wird im Vertrag die Pflicht verankert, eine PV-Anlage auf allen geeigneten Dachflächen zu installieren.

Städtebauliche Verträge sind mit viel Abstimmungsaufwand zwischen der kommunalen Verwaltung und dem privaten Investor verbunden. Daher ist es teilweise ein sehr langwieriger Prozess, bestimmte Forderungen im städtebaulichen Vertrag durchzusetzen. Um Diskussionen zu vermeiden, wünschen sich manche kommunale Mitarbeiter eine stärkere Verankerung von Pflichten zur Unterstützung der Sektorenkopplung auf Bundesebene oder im Landesbaurecht nach dem Vorbild der oben erwähnte Solardachpflicht oder der von der EU eingeführte Gebäudeeffizienzrichtlinie¹¹, die die Ausstattung von Gebäuden mit Ladeinfrastruktur regelt.

⁸ http://www.aachen.de/DE/stadt_buerger/energie/erneuerbare_energien/solarkataster/index.html, abgerufen am 29.04.2019 um 11:28 Uhr

⁹ <https://www.chemnitz.de/chemnitz/de/unsere-stadt/umwelt/solarenergie/index.html>, abgerufen am 03.12.2018 um 11:40 Uhr

¹⁰ <https://www.duesseldorf.de/umweltamt/umweltthemen-von-a-z/klimaschutz/solarkataster.html>, abgerufen am 03.12.2018 um 11:15 Uhr

¹¹ https://ec.europa.eu/info/news/questions-answers-energy-performance-buildings-directive-2018-apr-17_en abgerufen am 29.11.2018 um 13:55 Uhr

Praxisbeispiel	Solardach
Akteur	Stadt Waiblingen
<p>Die Stadt Waiblingen stattet alle geeigneten städtischen Gebäude mit Solaranlagen aus und hat in städtebaulichen und Grundstücksverträgen sowie Bebauungsplänen eine Solardachpflicht festgeschrieben. Zudem setzt die Stadt Waiblingen EV als Dienstfahrzeuge ein und unterstützt verschiedene Elektromobilitätsaktivitäten in der Stadt.</p>	



Infos: www.pv-magazine.de/2018/09/10/waiblingen-setzt-schon-lange-auf-solarpflicht/ und www.waiblingen.de/Elektromobilit%E4t

Praxisbeispiel	Solardachpflicht
Akteur	Stadt Tübingen
<p>Die Stadt Tübingen beschloss im Stadtrat für Neubauten eine Solardachpflicht. Durch das sogenannte Zwischenerwerbsmodell erwirbt die Stadt als Zwischenhändler neu zu bebauende Grundstücke. Bei der Weiterveräußerung wird im Vertrag dann die Pflicht verankert, eine PV-Anlage auf allen geeigneten Dächern zu installieren. Bei der Zusammenarbeit mit privaten Investoren wird zukünftig im städtebaulichen Vertrag die Solardachpflicht ebenfalls enthalten sein. Die Solardachpflicht in Tübingen gilt auch für gewerbliche und öffentliche Gebäude. Eine Vorgabe zur Nutzung des PV-Stroms für die Elektromobilität besteht nicht. Trotzdem ist die Solardachpflicht ein wichtiger Baustein, um die vorhandenen Potenziale von EE-Quellen zukünftig auch für die Elektromobilität intensiv zu nutzen.</p>	



Infos: www.tuebingen.de/gemeinderat/to0040.php?__ksinr=3076&toselect=63738

Bei neuen **Quartierskonzepten** sollte die Sektorenkopplung über Bebauungspläne und eine angepasste Stellplatzsatzung, die Elektromobilität bevorzugt, frühzeitig berücksichtigt werden. In Neubauquartieren werden zunehmend integrierte Energieversorgungsmodelle (BHKW, PV und Speicher) gefordert, die auch eine Form der Sektorenkopplung darstellen. Die Stadt Bremen integriert z. B. Car-Sharing Stationen in Neubauvorhaben und rüstet diese, wenn möglich, für Ladeinfrastruktur vor.

Unterstützung von Bürger- und Unternehmensinitiativen

Bei der Elektromobilität und in Verbindung mit EE-Anlagen bestehen eine Vielzahl von Bürger- und Unternehmensaktivitäten. Wenn im lokalen Umfeld der Kommune solche Aktivitäten bekannt sind, dann sollte die Kommune sie nach Möglichkeit unterstützen, da in der Regel damit die gleichen Ziele zum Klimaschutz und zur Luftreinhaltung verfolgt werden. Solche Aktivitäten können beispielsweise Vereine, Netzwerke oder auch Projekte wie ein Bürgerbus sein.

Praxisbeispiel

ruhrmobil-E – Unterstützung von Bürgeraktivitäten

Akteure

Lokale Unternehmen und Bürger in und um Bochum

In Bochum hat sich 2010 durch die Initiative von lokalen Unternehmen, Institutionen und Bürgern das Netzwerk für elektrische Mobilität ruhrmobil-E e.V. gegründet. Der Verein mit rund 50 Mitgliedern unterstützt die Elektromobilität im Ruhrgebiet und hat das Ziel, 100 % EE in der Mobilität zu erreichen. Die Stadt Bochum ist über die Wirtschaftsförderung Bochum ein offizielles Mitglied des Netzwerks und unterstützt deren Aktivitäten.



Infos: <https://ruhrmobil-e.de/>

Praxisbeispiel

Stadt Morschen – Bürgerbus

Akteur

Stadt Morschen

Die Stadt Morschen hat an ihrem Rathaus zwei Ladestationen für das elektrische Dienstfahrzeug und einen elektrischen Bürgerbus beschafft. Die Ladesäulen werden durch eine PV-Anlage auf dem Dach des Rathauses gespeist. Mit dem gewonnenen Strom der Anlage können rund 50 Prozent des Strombedarfs gedeckt werden. Finanziert wurden die Solaranlage, der Bürgerbus und das E-Dienstfahrzeug aus dem Kommunalen Investitionsprogramm (KIP). Eingesetzt wird der Bürgerbus für die Heimfahrten der Kindergartenkinder und für den Transport der Morschener Bürger. Fünf ehrenamtliche Fahrer stehen für den Fahrdienst zur Verfügung. Morschen ist ein positives Beispiel für die Energiewende im Verkehr. Leider scheitern viele Bürgerbusprojekte noch am fehlenden Angebot elektrischer Kleinbusse.



Infos: <https://www.lokalo24.de/lokales/schwalm-eder-kreis/heimat-nachrichten/elektrisch-fahrzeuge-buergerbus-9871065.html>

Kommunale Förderungen anbieten

Neben der eigenen Nutzung von Fördermitteln können Kommunen andererseits auch Fördermittelgeber sein. Kommunen können Förderprogramme für ihre Bürger und Unternehmen auflegen, damit diese vermehrt beim Thema Sektorenkopplung aktiv werden. So hat z. B. die Stadt Hannover¹² eigene Förderprogramme aufgelegt, die unter anderem Anlagen für die Sektorenkopplung fördern.

Praxisbeispiel

Landeshauptstadt Hannover – Kommunale Förderung

Akteure

Stadt Hannover und enercity AG

Die Stadt Hannover hat in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken einen umfassenden Förderfonds zum Thema Klimaschutz aufgelegt, der 4 Mio. € pro Jahr umfasst. Der im Juni 1998 gegründete proKlima Fond fördert ein breites Spektrum an Klimaschutzmaßnahmen, welches auch die Elektromobilität beinhaltet. Der Klimaschutzfonds wird finanziert von den Städten Hannover, Hemmingen, Laatzen, Langenhagen, Ronnenberg und Seelze, die zusammen das proKlima-Fördergebiet darstellen sowie der enercity AG. Die Vergabe der Fördermittel erfolgt nach den Kriterien CO₂-Effizienz, absolute CO₂-Reduzierung, Multiplikatorwirkung und Innovationsgrad der jeweiligen Maßnahme.



Infos: www.proklima-hannover.de

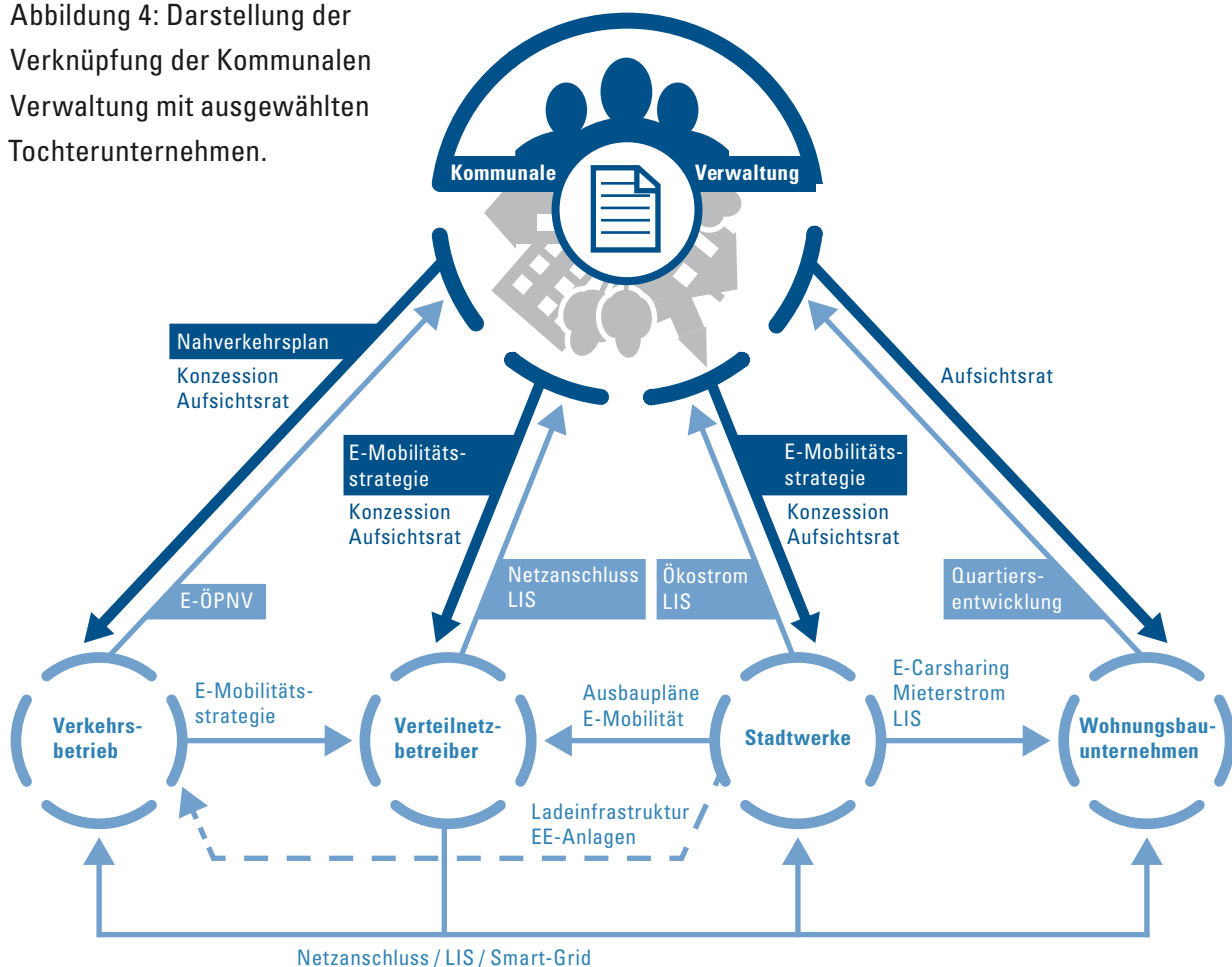
¹² https://www.proklima-hannover.de/foerderung/proklima/proKlima_Modernisieren.pdf

2.4 Welche Gestaltungsmöglichkeiten haben Kommunen gegenüber kommunalen Unternehmen?

Ein zentraler Punkt bei der Umsetzung der Sektorenkopplung für die Kommune ist die Einbindung der kommunalen Unternehmen. Deshalb wird hier noch einmal stärker darauf eingegangen. Für den Betrieb von Ladestationen und PV-Anlagen verfügen z. B. die Stadtwerke in der Regel über das geeignete Fachpersonal und die technische Ausstattung. Auch die Verteilnetzbetreiber und die Verkehrsbetriebe sind mit ihrem spezifischen Know-how wichtige Akteure für die kommunale Sektorenkopplung.

Über ihre Aufsichtsratsmandate kann die kommunale Verwaltung ihre Strategie für die Sektorenkopplung in die kommunalen Unternehmen einbringen und so Einfluss auf deren Aktivitäten nehmen (siehe Abb. 4). Daneben kann die Kommune über Konzessionen für Strom und Nahverkehr Einfluss auf die Konzessionsnehmer nehmen. Durch die Einbeziehung der kommunalen Unternehmen wird der Wirkungsbereich der kommunalen Aktivitäten deutlich erhöht.

Abbildung 4: Darstellung der Verknüpfung der Kommunalen Verwaltung mit ausgewählten Tochterunternehmen.



Stadtwerke

Kommunen können über ihre Aufsichtsratsmandate Einfluss auf die Strategie und Aktivitäten der Stadtwerke nehmen. So können sie z. B. fordern, dass die Fahrzeugflotten der Stadtwerke schrittweise auf EV umgestellt und vermehrt eigene EE-Anlagen betrieben werden. Sinnvoll ist es, dort wo möglich, die EE-Anlagen mit den Ladestationen für die eigenen EV direkt zu koppeln, wie es die Stadt Dortmund im Projekt metropol-E¹³ erprobt hat. Zudem können zum Erreichen der CO₂-Einsparungsziele die Stadtwerke aufgefordert werden, vermehrt CO₂-einsparende Produkte wie Full Service PV-Angebote, Mieterstrom- und Car-Sharing Modelle anzubieten.

Praxisbeispiel

metropol-E – Sektorenkopplung

Akteure

Stadt Dortmund, RWE Effizienz, PTV AG, Ewald Consulting

Im Leuchtturmprojekt metropol-E wurden kommunale Mobilitätskonzepte elektrifiziert und in Verbindung mit intelligentem und schnellem Laden räumlich konzentriert in Dortmund getestet. Dabei wurde vornehmlich die Nutzung einer kommunalen E-Flotte (EV, E-Scooter und Pedelecs) der Stadt Dortmund mit einer Vielzahl von innovativen Elektromobilitätsanwendungen verknüpft. Zum optimalen CO₂-freien Aufladen der Fahrzeugflotte stellten PV-Anlagen sowie Mikrowindturbinen inklusive stationärer Speichersysteme den benötigten, regenerativen und lokal erzeugten Strom zum Aufladen bereit.

Wissenschaftlich begleitet wurde das gesamte Vorhaben durch die TU Dortmund, welche die Verwertung der Projektergebnisse in den Bereichen Integration, erneuerbare Energien, Netzdienstleistungen und Kommunikationsnetze gewährleistete.



Infos: www.now-gmbh.de/de/bundesfoerderung-elektromobilitaet-vor-ort/projektfinder/modellregionen/rhein-ruhr/metropol-e

Verteilnetzbetreiber

Kommunen können in Bezug auf das Verteilnetz bei der Konzessionsvergabe die Bewerber dazu auffordern, einen Entwicklungsplan für den zunehmenden Anschluss von Ladepunkten zu erstellen. Dadurch sind die Verteilnetzbetreiber für das Thema sensibilisiert und haben zumindest eine grundlegende Elektromobilitätsstrategie, um den Anschluss von Ladepunkten schneller ermöglichen zu können. Im selben Rahmen können die Kommunen auch von den Konzessionsbewerbern verlangen, eine Strategie für den Anschluss von intelligent steuerbaren Verbrauchern zu entwickeln, um einen größtmöglichen Anteil des lokalen EE-Stromangebots auch lokal nutzen zu können.

¹³ <http://leistungsschau.klimaexpo.nrw/projekte-vorreiter/metropole.html>,
Aufgerufen am 05.12.2018 um
21:20 Uhr

Verkehrsbetriebe

Kommunen und Verkehrsbetriebe müssen sich feste Zielvorgaben für die Elektrifizierung der Flotte setzen, um Planungssicherheit zu schaffen. Die Aufsichtsräte von Verkehrsbetrieben sind oftmals auch mit kommunalen Vertretern besetzt. Darüber kann der kommunale Ansatz zur Elektrifizierung von Bussen und der Einsatz von Sektorenkopplungstechnologien in die Verkehrsbetriebe getragen werden. Eine weitere Möglichkeit ist es, bei der Erstellung der kommunalen Nahverkehrspläne die Elektrifizierung von Bussen oder Linienstrecken vorzugeben. Dadurch wären die Konzessionsnehmer verpflichtet, entsprechende Buslinien elektrisch zu bedienen.

Aus stadtplanerischer Sicht ist es oft nicht gewünscht, außerhalb der Betriebshöfe Ladeinfrastruktur zu installieren. Ladeinfrastruktur wäre eine weitere bauliche Anlage, die harmonisch in das Gesamtstadtbild einzubinden ist. Allein der Genehmigungsprozess für Ladeinfrastruktur und eventuelle lokale Batteriespeicher gestaltet sich oft aufwendig, so dass die Verkehrsbetriebe von vornherein davon Abstand nehmen. Hier könnten die Kommunen mit einer Anpassung der Genehmigungsprozesse die Installation von entsprechenden Anlagen vereinfachen.

Siedlungsbaubereich

Im **Wohnungsbaubereich** ergeben sich für die Kommune vielfältige weitere Handlungsoptionen. So können kommunale Wohnungsbaugesellschaften aufgefordert werden, den Einsatz von Mieterstromangeboten nach Möglichkeit bei den eigenen Gebäuden umzusetzen und Lademöglichkeiten für EV zu schaffen.

Kommunen, die dem Thema Sektorenkopplung z. B. bei der Ausschreibung von Neubaugebieten eine größere Rolle einräumen möchten, können dies über städtebauliche Verträge realisieren. Städtebauliche Verträge sind aber sehr aufwendig und bei den Investoren nicht einfach durchzusetzen. Daher wünschen sich einige Kommunen, die sich bereits damit beschäftigen, dass das Thema Sektorenkopplung durch rechtliche Vorgaben, z. B. in Form von Mindeststandards, stärker berücksichtigt und somit die Umsetzung in der Realität vereinfacht wird.

Bei der Ausweisung von Neubaugebieten kann die Errichtung von Ladeinfrastruktur vorgegeben werden. In der Gebäudewirtschaft wird neuerdings „E-Mobility ready“ zum Verkaufsargument. Bei einer großen Anzahl zusammenhängender Ladepunkte, z. B. in der Tiefgarage eines Mietshauses, könnte ein verpflichtendes Lastmanagement die Kosten für den Netzanschluss minimieren. Als Ausgleich könnten zentrale Schnellladepunkte für die Bewohner geschaffen werden.

Im Verbund der kommunalen Tochterunternehmen sollten Synergien genutzt werden. Hier können Kommunen eine zentrale Rolle einnehmen, wenn Energieversorger, Netzbetreiber und Verkehrsbetrieb unter einem Dach arbeiten.

Praxisbeispiel	RUHRAUTOe – Wohnungswirtschaft
Akteure	Universität Duisburg-Essen, Verkehrsverbund Rhein-Ruhr AöR / Essener Verkehrs-AG, Vivawest Wohnen GmbH, eShare.one GmbH
<p>Im vom BMVI geförderten Projekt RUHRAUTOe wurde unter anderem das E-Car-Sharing für einen geschlossenen Kreis von Mietern einer Wohnungsgesellschaft erfolgreich getestet. Die Vivawest Wohnen GmbH hat mehreren Mietergruppen jeweils ein E-Car-Sharing Fahrzeug zur Verfügung gestellt, welches die Gruppen eigenverantwortlich verwaltet haben. Nach einer anfänglichen Kennenlernphase wurden die Fahrzeuge sehr gut von den Mietern angenommen.</p>	



Infos: www.ruhrautoe.de

2.5 Zuständigkeiten in der kommunalen Verwaltung im Bereich Sektorenkopplung

Innerhalb der kommunalen Verwaltung ist es besonders wichtig, alle Dezernate, die Einfluss auf die Errichtung von z. B. Solardächern oder Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum haben könnten, für das Thema Sektorenkopplung zu gewinnen. Es müssen alle gemeinsam an der Realisierung von Einzelmaßnahmen arbeiten und es dürfen keine unnötigen Hürden entstehen. Je nach Größe der kommunalen Verwaltung sind natürlich die Strukturen und Zuständigkeiten sehr unterschiedlich. Gerade in sehr großen Verwaltungen hat es sich zum Beispiel bewährt, eine Stabstelle direkt beim (Ober-) Bürgermeister anzusiedeln, die alle Belange zum Thema Elektromobilität bündelt, um das Thema zentral zu koordinieren und schnell die richtigen Ansprechpartner zu finden. Anderen Mitarbeitern muss die Wichtigkeit der Thematik durch die Einbindung höchster Stellen in der Verwaltung vermittelt werden.

Folgende Dezernate und Abteilungen können bei den Planungen zur Energiewende im Verkehr einen Beitrag leisten, bzw. müssen um eine Freigabe gefragt werden: Klimaschutzmanager, Umweltbeauftragter, Verkehrsmanagement, Kämmerer, Wirtschaftsförderung, Konzessionsvergabe für Netze und ÖPNV, Städtebau, Denkmalschutz und Personalrat. Diese Auflistung der Zuständigkeiten ist nicht abschließend und wird sich in jeder Kommune anders darstellen.

2.6 Informationsangebote für Kommunen zum Einstieg in das Thema

Eine Sammlung von Praxisbeispielen bietet z. B. die Internetseite „Starterset-Elektromobilität.de“¹⁴ des BMVI und der NOW, die auf Erfahrungen aus den Förderprogrammen „Modellregionen Elektromobilität“ und „Elektromobilität vor Ort“ aufbaut. Aber auch andere Förderprogramme, wie z. B. „Erneuerbar Mobil“¹⁵ des BMU und „Schaufenster Elektromobilität“¹⁶ der Bundesregierung bieten eine Vielzahl von Erfahrungen aus den vergangenen Projekten. Zudem bieten Konferenzen, wie die jährliche Fachkonferenz „Elektromobilität vor Ort“ des BMVI oder die „Vernetzungskonferenz Elektromobilität“ des BMWi Gelegenheiten, von den Erfahrungen anderer zu profitieren und sich mit Kommunen oder Organisationen auszutauschen, die sich in einer ähnlichen Situation befinden. Es gibt aber auch kleinere Kreise in denen Erfahrungen zur Elektromobilität ausgetauscht werden können, wie z. B. der „interkommunale Arbeitskreis emissionsarme Mobilität“ in NRW sowie lokale Initiativen oder Vereine zur Elektromobilität. Aus den frühen Förderphasen der Elektromobilität haben sich die Projektleitstellen Elektromobilität entwickelt, die zum Teil in Landes-Energieagenturen oder –Initiativen, wie EnergieAgentur.NRW und e-mobil BW aufgegangen sind.

14 <http://www.starterset-elektromobilitaet.de/Infothek/Praxisbeispiele>

15 <https://www.erneuerbar-mobil.de>

16 <https://schaufenster-elektromobilitaet.org>

3 Stadtwerke

Mit „Stadtwerke“ sind in dieser Broschüre kommunale Unternehmen zu verstehen, die im öffentlichen Auftrag technische Dienstleistungen und Versorgungsleistungen erbringen. Hier werden aber nur die Stromversorgungsleistung und sonstige Dienstleistungen betrachtet, die im direkten Zusammenhang mit der Sektorenkopplung „Strom und Verkehr“ stehen. Bei manchen Stadtwerken sind auch die Verteilnetze und die Verkehrsbetriebe ein Teil des Stadtwerks. Verteilnetze und Verkehrsbetriebe werden aber in den jeweiligen Kapiteln dieser Broschüre separat behandelt.

In Deutschland gibt es ca. 900 Stadtwerke.¹⁷ Die im Verband kommunaler Unternehmen (VKU) organisierten Stadtwerke erzeugten im Jahr 2016 84 Milliarden kWh Strom und versorgten mehr als 60 Prozent der deutschen Haushalte, öffentlichen Einrichtungen und Unternehmen.

3.1 Rolle und Umsetzungsoptionen der Stadtwerke

Stadtwerke sind in der Regel für Bürger und Gewerbetreibende aber auch für Kommunen der erste Ansprechpartner, wenn es um ihre Stromversorgung geht. Damit sind Stadtwerke auch ein wichtiger Ansprechpartner für die Stromversorgung von EV und bei der Kopplung der Sektoren Verkehr und Strom. Neben der Grundversorgung der Bevölkerung mit Energie, wurden einige Stadtwerke mit weiteren Zielen beauftragt. So wurden z. B. 2011 die Stadtwerke Stuttgart mit dem Auftrag neu gegründet, die Energiewende in Stuttgart zu befördern. Die Rolle der Stadtwerke gegenüber ihren Kunden lässt sich zusammenfassend als zentraler Ansprechpartner für Energiekunden darstellen, der seinen Kunden innovative Systemlösungen im Bereich der Sektorenkopplung bietet.

Praxisbeispiel	Unternehmensauftrag Energiewende
Akteur	Stadtwerke Stuttgart

Bei der Neugründung der Stadtwerke Stuttgart im Jahr 2011 wurde dem Unternehmen der Auftrag erteilt, die Energiewende in Stuttgart zu befördern. Die Stadtwerke Stuttgart betreiben daher verschiedene Aktivitäten im Bereich Sektorenkopplung. Selber betreiben sie eigene BHKW, Windparks sowie PV-Anlagen und setzen EV als Dienstfahrzeuge ein. Ihren Kunden bieten sie den Kauf, bzw. eine Pacht von PV-Anlagen zur Installation auf Dächern in Kombination mit einer Lademöglichkeit für EV an. Zudem betreiben die Stadtwerke Ladestationen für EV und ein E-Roller-Sharing in Stuttgart.

¹⁷ Bundesnetzagentur: „Stromversorgerliste“, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/LieferantenAnzeige/StromVersorgerListe_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=58, abgerufen am 28.10.2016 um 11:00



Wie bei den Kommunen lässt sich die Rolle der Stadtwerke bei der Energiewende im Verkehr in zwei Bereiche teilen. Zum einen können die Stadtwerke **selbst aktiv** die Energiewende umsetzen und zum anderen können die Stadtwerke ihren Kunden **Produkte anbieten**, damit die Kunden aktiv die Energiewende umsetzen können. Im Folgenden werden die Möglichkeiten aufgezeigt, die die Stadtwerke aktiv ergreifen können:

Selbst aktiv sein	Anbieten von Produkten für Kunden
<ul style="list-style-type: none"> • Einbindung von EE im eigenen Fuhrpark <ul style="list-style-type: none"> ◦ über Ökostrombeschaffung oder ◦ aus eigenen EE-Anlagen • Fokussierung auf Ökostrom beim Handel mit Strom und bei der Erzeugung • Eigene Projekte zu Speicher und virtuellen Kraftwerken entwickeln und umsetzen 	<ul style="list-style-type: none"> • Öffentliche Ladeinfrastruktur und Autostromverträge mit EE verknüpfen • PV-Anlagen und Elektromobilitätsprodukte gemeinsam vermarkten • Nachhaltige Mobilitätsangebote schaffen • Mieterstrom in Verbindung mit Ladeinfrastruktur anbieten • Förderung zu Sektorenkopplung selbst anbieten

Mit Bezug auf die Kopplung der Sektoren Strom und Verkehr erfolgt das Zusammenspiel zwischen Kommune und Stadtwerk überwiegend im Bereich Aufbau von öffentlicher und privater Ladeinfrastruktur und als eventueller lokaler E-Carsharing Anbieter. Teilweise wurden von Stadtwerken in Zusammenarbeit mit der Kommune den Bürgern und Unternehmen Förderungen für Klimaschutzprojekte angeboten.

3.2 Wie können die Stadtwerke selbst aktiv werden?

Einbindung von EE für den eigenen Fuhrpark

Viele Stadtwerke setzen bereits heute EV in Verbindung mit erneuerbaren Energien ein. Mit der Elektrifizierung der eigenen Flotte und Laden mit erneuerbaren Energien nehmen die Stadtwerke eine Vorbildrolle ein und sammeln Erfahrungen, die sie in ihre Produkte und Dienstleistungen einfließen lassen können. EV sind hervorragende Werbeträger für die Elektromobilität und für ein fortschrittliches und innovatives Unternehmen, mit dem sich auch weitere Themen verknüpfen lassen. Ein Beispiel für die Verknüpfung mit der PV-Stromerzeugung zeigt das Praxisbeispiel E-Store der STAWAG in Aachen.

Praxisbeispiel

E-Store – Bürgerinformation

Akteur

STAWAG (Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft)

In der Aachener Innenstadt bietet die STAWAG mit dem E-Store einen zentralen Anlaufpunkt für alle Fragen rund um die Elektromobilität, von Fragen über die Fahrzeugauswahl über die Hausinstallation bis zum Laden eines EV mit selbstproduziertem PV-Strom.



Infos: www.stawag-emobil.de/e-store

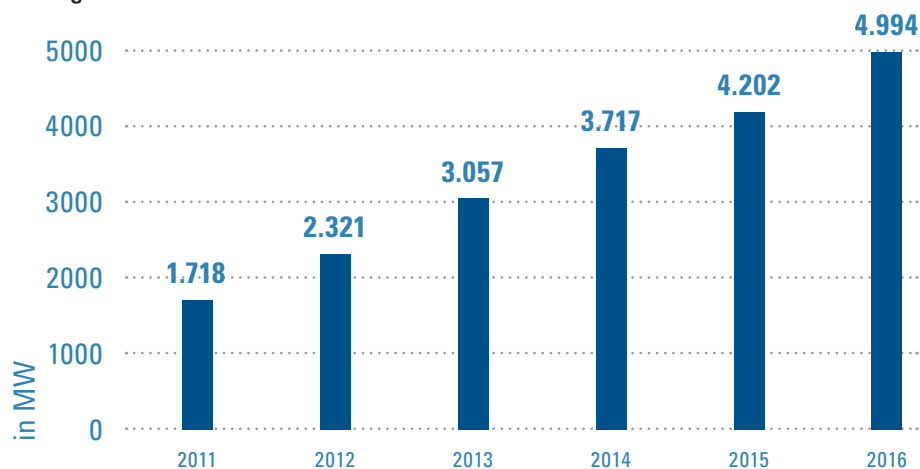
Fokussierung auf Ökostrom

Die Geschäftsfelder von Stadtwerken teilen sich in verschiedene Aktivitäten auf. Ein Geschäftsfeld ist die Beschaffung, der Handel und der Vertrieb von Strom. Beim Vertrieb von Strom an Letztverbraucher, der mit Herkunftsnachweisen gekennzeichnet ist, kann durch die Erhöhung des Stromanteils, welcher aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, im Strommix des Versorgers oder dessen Ökostromprodukts der bilanzielle Anteil am Stromverbrauch erhöht und so die Energiewende gefördert werden. Ein weiteres Geschäftsfeld ist die Investition in EE-Stromerzeugungsanlagen und Bau und Betrieb. Viele Stadtwerke sind bereits an Windparks und PV-Anlagen beteiligt oder betreiben diese sogar selbst, siehe Abbildung 5.

Gerade in ländlichen Gebieten bietet es sich an, große verfügbare Flächen für die Errichtung von Wind- oder PV-Anlagen zu nutzen und damit einen Großteil des lokalen Strombedarfs zu decken. Auch in urbanen Gebieten lassen sich viele Flächen, vor allem Dachflächen, für die Installation von PV-Anlagen nutzen. In Kombination mit einem Elektromobilitätskonzept lässt sich so die Kopplung der Sektoren Verkehr und Strom individuell realisieren. Neben der Flächenverfügbarkeit spielt die Akzeptanz



Abbildung 5: Installierte Leistung kommunaler Erneuerbarer-Energie-Anlagen 2011 bis 2016



Quelle: VKU-Erzeugungsumfrage 2016, © Verband kommunaler Unternehmen (VKU)

der im Wirkbereich der Anlagen lebenden Menschen für den Umsetzungserfolg gerade von Windenergieanlagen an Land oft eine große Rolle. Zur Erhöhung der Erfolgswahrscheinlichkeit kann eine frühe Beteiligung aller Interessenvertreter hilfreich sein.

Über die Energieerzeugungspotenziale von Wind- und PV-Anlagen in den Regionen geben unter anderem Windatlanten, Solardachkataster oder das PV-GIS Auskunft (vgl. Kapitel 7.1.2).

Praxisbeispiel **Kreis Soest – Elektromobilitätskonzept**

Akteur Kreis Soest

Ziel dieser Maßnahme ist die Analyse und Bewertung der energie- und verkehrstechnischen Infrastruktur im Kreis Soest (Ladeinfrastruktur, Anpassungen im Versorgungsnetz, Versorgung der Ladeinfrastruktur hauptsächlich durch lokale, dezentrale regenerative Einspeiseanlagen), um daraus resultierend eine signifikante Erhöhung der Fahrzeugzahlen zu erreichen. Zudem sollte das Konzept herausstellen, welche technischen Maßnahmen zur Anpassung der Netzinfrastruktur, aufgrund der für ländliche Regionen typischen Netztopologie und vorhandener erneuerbarer Einspeiseanlagen (Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Biomasseanlagen) umgesetzt werden müssen. Auch sollten mögliche Optimierungen hinsichtlich der Balance von eingespeister und abgenommener Leistung sowie die Belastung der vorhandenen Netzinfrastrukturen durch das abgestimmte Zusammenspiel von regenerativer Einspeisung, Speicherung und Abnahme durch Elektromobile und weiteren Lasten, aufgezeigt werden.



Infos: www.kreis-soest.de/pressemitteilungen/preseservice/993210.php

Die Dienstleistungen und Produkte von Stadtwerken gehen mittlerweile über die der Energieversorgung hinaus und umfassen zum Teil auch emissionsfreie Mobilitätsangebote, die in Kombination mit den Energiedienstleistungen der Sektorenkopplung von Verkehr und Strom zugeordnet werden können.

Energiespeicher und Virtuelles Kraftwerk

Mit Batteriespeichern kann lokal erzeugter EE-Strom von den Dächern der umliegenden Gebäude, der nicht zeitgleich verbraucht werden kann, gespeichert und bei Bedarf wieder an die lokalen Verbraucher abgegeben werden. Wenn die lokalen PV-Anlagen keinen Strom liefern, dann können sich in Schwachlastzeiten die Speicher mit einer niedrigen konstanten Leistung aus dem Netz aufladen. Die geladenen Speicher können zur Spitzenlastzeit am Abend Strom an die umliegenden Gebäude abgeben und so den Strombezug des Netzabschnitts über das Verteilnetz reduzieren. Dadurch ist ein geringer dimensionierter Anschluss des Verteilnetzes an das Mittelspannungsnetz denkbar, wodurch sich Kosten einsparen lassen. Auch EV können als Stromspeicher und virtuelles Kraftwerk systemstabilisierend in das Verteilnetz eingebunden werden. Dazu müssen sie intelligent gesteuert und in der Lage sein, Strom in das Netz zurückspeisen zu können. Das Forschungsprojekt „Demand Response“ der enercity AG aus Hannover hat dies untersucht und ist zum Ergebnis gekommen, dass die Realisierbarkeit vor allem vom Ladeverhalten abhängt und dass es eine große Nutzerakzeptanz für netzgesteuertes Laden gibt.¹⁸ Die Nutzungsbedingungen können so ausgestaltet werden, dass kein Komfortverlust durch netzgesteuertes Laden auf Nutzerseite damit einhergeht.

Stadtwerke könnten perspektivisch mit eigenen Speichern oder ggf. ergänzt durch die Bündelung einer größeren Anzahl von EV zu einem virtuellen Kraftwerk im Quartier Systemdienstleistungen anbieten und damit Erlöse generieren. Ob sich der Betrieb von (Batterie-) Speichern in Quartieren wirtschaftlich lohnt, indem sie durch das Erbringen von Systemdienstleistungen zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem beitragen, dürfte insbesondere von den Marktzugangsbedingungen, wie den Präqualifikationsvoraussetzungen bei der Regelenenergie und der Wettbewerbssituation auf dem jeweiligen Markt abhängen.

¹⁸ <https://www.enercity.de/presse/pressemeldungen/2016/2016-08-16-abschlussbericht-enercity-ladeversuch/index.html>, abgerufen am 04.02.2019 um 13:34 Uhr

3.3 Neue Geschäftsfelder für Stadtwerke

Öffentliche Ladeinfrastruktur und Autostromverträge mit EE verknüpfen

Auch mit dem Aufbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur, die mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt wird, können Stadtwerke wichtige Impulse für die Energiewende im Verkehr setzen. Der bisherige punktuelle Mangel an öffentlicher Ladeinfrastruktur ist einer von mehreren Gründen für den zögerlichen Markthochlauf der Elektromobilität. Vor allem herrscht derzeit noch ein Mangel an attraktiven Fahrzeugmodellen, die von den potenziellen Nutzern akzeptiert und gekauft werden. Deshalb lässt sich aktuell ein wirtschaftlicher Betrieb von öffentlicher Ladeinfrastruktur kaum darstellen. Trotzdem ist der vorweggenommene Aufbau öffentlicher Ladeinfrastruktur notwendig um die Elektromobilität wirksam voranzubringen. Mittelfristig kann diese Maßnahme zum Erreichen der kommunalen Klimaschutzziele, kurzfristig aber auch unter Marketing- und Kundenbindungsgesichtspunkten interessant sein. Informationen zum Aufbau von Ladeinfrastruktur bietet die Internetseite „Starterset Elektromobilität“.¹⁹

Viele Stadtwerke bieten ihren Kunden Stromlieferverträge zum Laden ihrer EV an, sogenannte Autostromverträge. Dabei kann öffentliche als auch privat installierte Ladeinfrastruktur genutzt und über den Vertrag abgerechnet werden. Auch hier ist es wichtig, dass die Autostromverträge ausschließlich die Lieferung eines Ökostromprodukts vorsehen.

PV-Anlagen und Elektromobilitätsprodukte gemeinsam vermarkten

Ein neues Geschäftsfeld, auf dem Stadtwerke wie Bochum²⁰ und Stuttgart²¹, aber auch viele weitere, aktiv geworden sind, ist der Verkauf, bzw. das Verpachten von PV-Anlagen zur Installation auf Kundendächern. Dies können private, aber auch gewerbliche und kommunale Dächer sein. Die PV-Anlage lässt sich mit einem Ladepunkt für EV kombinieren, so dass der selbstproduzierte Strom für das Laden von EV genutzt werden kann. Es wird empfohlen, in so einem System ein intelligentes Energiemanagementsystem zu installieren, das die Energieflüsse im Gebäude optimiert (vgl. 7.2.5 Gebäude Energiemanagementsystem).

¹⁹ www.starterset-elektromobilität.de/Bausteine/Ladeinfrastruktur

²⁰ https://www.stadtwerke-bochum.de/privatkunden/produkte/dienstleistungen/stadtwerke_solar_paket/infos.html, abgerufen am 05.12.2018 um 16:00 Uhr

²¹ <https://stadtwerke-stuttgart.de/produkte/solarstrom/>, abgerufen am 05.12.2018 um 16:05 Uhr

Praxisbeispiel	Stadtwerke Bochum – Laden mit eigenem PV-Strom
----------------	---

Akteur	Stadtwerke Bochum
--------	-------------------

In Bochum hat sich der Inhaber einer Schreinerei von den Stadtwerken für seinen Betrieb eine PV-Anlage zusammen mit einer Wallbox installieren lassen, um seine EV mit PV-Strom laden zu können. Wenn kein PV-Strom zur Verfügung steht, dann wird mit Strom aus dem Netz geladen. Dabei konnten die Stadtwerke von der Planung, Realisierung, Finanzierung und dem Service alle Leistungen gemeinsam anbieten. Überschüssiger Strom wird durch die Einspeisevergütung zu einem festen Satz ins öffentliche Netz eingespeist. Für die Schreinerei ist aber der Eigenverbrauch des selbsterzeugten PV-Stroms wirtschaftlich attraktiver.



Infos: www.stadtwerke-bochum.de/privatkunden/produkte/dienstleistungen/stadtwerke_solar_paket/infos.html und www.stadtwerke-bochum.de/privatkunden/produkte/dienstleistungen/stadtwerke_lade_paket/Kaufebn_oder_pachten_-_unser_Stadtwerke_Lade_Paket.html

Nachhaltige Mobilitätsangebote schaffen

Mit Dienstleistungen und Produkten im Bereich der emissionsfreien Mobilität können Stadtwerke die Themen Energiewende und Elektromobilität öffentlichkeitswirksam vereinen und sich so als innovatives Unternehmen profilieren. Dazu gehören z. B. E-Car- und E-Roller-Sharingangebote, die mit erneuerbaren Energien versorgt werden, siehe Abbildung 6. Mit diesen Dienstleistungen können Stadtwerke die



Abbildung 6: E-Car-Sharing Fahrzeug der Stadtwerke Unna
(Foto: Stadtwerke Unna GmbH)

Bürger ansprechen und ihnen das Thema Sektorenkopplung näherbringen. Nutzerbefragungen zeigen, dass Bürger diese Aspekte der EV (z. B. Reichweitenangst) besser bewerten, nachdem sie Alltagserfahrungen mit den Fahrzeugen gesammelt haben.²²

Im E-Car-Sharing bieten verschiedene Stadtwerke EV in der Regel in stationsbasierten Leihsystemen an. Bei E-Rollern bieten Stadtwerke auch sogenannte „free floating“-Leihsysteme an. Bei diesem System gibt es keine festen Stationen für die E-Roller. Sie können überall auf öffentlichen Straßen im Geschäftsgebiet abgestellt und für den nächsten Nutzer freigegeben werden, siehe Abbildung 7. Zur Lokalisierung wird eine Smartphone-App genutzt, mit der auch der Mietvorgang begonnen und beendet wird.

Praxisbeispiel

Stadtwerke Unna GmbH – SK-Dienstleistungen

Akteur

Stadtwerke Unna GmbH

Die Stadtwerke Unna bieten zum einen ein Solardachprodukt an, beim dem sie die Planung, Finanzierung, den Bau und den Betrieb einer PV-Dachanlage für den Eigengebrauch übernehmen.²³ Im Elektromobilitätsbereich bieten sie öffentliche und private Ladestationen, einen Fahrstromtarif, E-Car-Sharing, E-Bike-Verleih sowie das Leasing eines EV an.



Infos: www.sw-unna.de/produkte-leistungen/e-mobilitaet/



²² „Roadmap zur Kundenakzeptanz - Zentrale Ergebnisse der sozialwissenschaftlichen Begleitforschung in den Modellregionen“, Dütschke et al, Fraunhofer ISI, 2012

²³ <https://www.sw-unna.de/produkte-leistungen/energiedach/>, abgerufen am 19.12.2018 um 10:30 Uhr

Abbildung 7: E-Roller-Sharing in Düsseldorf
(Foto: EE Energy Engineers)

Diese Mobilitätsangebote können natürlich auch von den jeweiligen Verkehrsbetrieben angeboten werden. Wichtig ist aber, dass die Angebote so konzipiert sein sollten, dass sie nicht in Konkurrenz zum ÖPNV treten, sondern vielmehr eine Ergänzung darstellen. Im Optimalfall werden die Nutzer durch die Attraktivität der Mobilitätsangebote davon überzeugt, ihr privates Auto abzuschaffen.

Touristen können eine weitere Zielgruppe der Mobilitätsangebote sein. Mit kundenfreundlichen emissionsfreien Mobilitätsangeboten wird die Attraktivität der Kommune als touristisches Ziel gesteigert.

Mieterstrom

Mit einem Mieterstromangebot und einem intelligenten Ladesystem können auch Mieter in Mehrfamilienhäusern lokal produzierten Ökostrom für das Laden von EV nutzen. Die Attraktivität von Mieterstrom ergibt sich erstens aus der Tatsache, dass ein Großteil der Strompreisbestandteile nicht abgeführt werden müssen. Diese sind die Stromsteuer, die Konzessionsabgaben und netzentgeltgekoppelte Umlagen sowie das Netznutzungsentgelt (vgl. Abbildung 8). Die EEG-Umlage fällt regelmäßig in voller Höhe an. Zudem kann der Mieterstromzuschlag nach EEG 2017 beansprucht werden. Mieterstrom wird bereits deutschlandweit umgesetzt.²⁴ Gerade bei Neubauten lässt sich Mieterstrom deutlich einfacher realisieren als in Bestandsgebäuden, da schon in der Planungsphase die baulichen Erfordernisse, z. B. für zusätzliche Leitungen und Messtechnik, berücksichtigt werden können.

Im Juli 2017 trat das neue Gesetz für die Förderung von Mieterstrom in Kraft. Dieses Gesetz hat zum Ziel, die Bedingungen für auf dem Wohngebäude erzeugten und im Wohngebäude genutzten Solarstrom deutlich zu verbessern und so den Ausbau der Solarenergie auf Wohngebäuden zu unterstützen. Allerdings wurden in den ersten 1,5 Jahren nur 9,5 Megawatt peak (MWp) PV-Mieterstromanlagen zugebaut²⁵, wohingegen 500 MWp pro Jahr förderfähig sind. Mieterstrom bietet folglich noch sehr großes Erschließungspotenzial. Mit Vorschlägen möchten mehrere Verbände die Bedingungen für Mieterstrom zusätzlich verbessern. Diese betreffen z. B. den hohen bürokratischen, regulatorischen und messtechnischen Aufwand, die Definition des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs von Stromerzeugung und Verbrauch sowie steuerliche Hemmnisse.²⁶

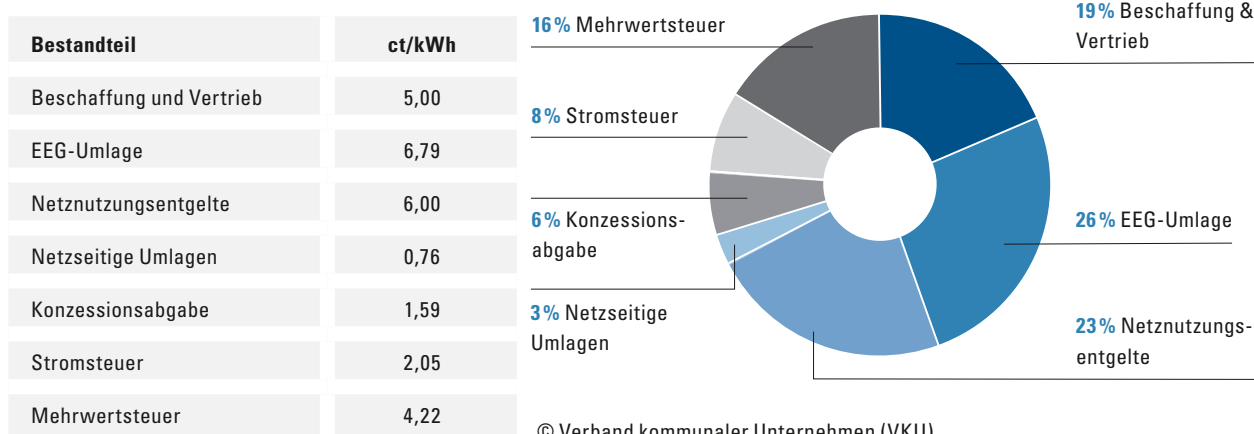
²⁴ VKU, „Vom Mieterstrom zur Quartiersversorgung - Energiekonzepte vor Ort umsetzen“; Seite 35; https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Themen/Energiewende/180620_Broschuere_Mieterstrom_final.pdf

²⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html

²⁶ www.energieagentur.nrw/gebäude/ein_jahr_mieterstromgesetz_ein_zwischenfazit, abgerufen am 24.01.2019 um 21:40 Uhr



Abbildung 8: Wirtschaftlicher Vorteil der Mieterstrombelieferung (Quelle VKU)



Für jede innerhalb des Objektes direkt an die Mieter gelieferte kWh muss ein Großteil der Strombestandteile nicht abgeführt werden.

Praxisbeispiel **Stegerwaldsiedlung – Mieterstrom**

Akteur RheinEnergie AG

Die RheinEnergie AG bietet in einer Kölner Siedlung aus den 1960er Jahren den Anwohnern die Möglichkeit, über einen Mieterstromtarif vom lokal produzierten PV-Strom zu profitieren und EV zu mieten. Durch eine energetische Sanierung der Wohnhäuser, einen flächendeckenden Einsatz von PV-Modulen, elektrisch betriebenen Wärmepumpen, Fernwärme für die Spitzenlast sowie Batteriespeichern als Puffer sollen die CO₂-Emissionen der Wohnblöcke um 60–70 % gesenkt werden.²⁷



Infos: www.rheinenergie.com/de/geschaeftskundenportal/energiedienstleistungen/quartierskonzepte/stegerwaldsiedlung/index.php

Praxisbeispiel **Franklin Quartier – Intelligentes Quartierskonzept**

Akteure MVV, Stadt Mannheim

Mit Hilfe der Digitalisierung werden die Energieflüsse im Quartier in Echtzeit allen Bewohnern zugänglich gemacht. So haben sie zu jedem Zeitpunkt vollen Überblick über das lokale Energieangebot und nehmen mit ihrem Verbrauchsverhalten selbst Einfluss auf die energetische Bilanz ihres Umfelds. Mieterstrom ist in Verzahnung mit Batteriespeicherlösungen und einem integrierten E-Mobility-Konzept ein wesentlicher Baustein des neuen Stadtquartiers.²⁸



Infos: www.mvv.de/energie/kundenservice/FRANKLIN/

²⁷ VKU, „Vom Mieterstrom zur Quartiersversorgung - Energiekonzepte vor Ort umsetzen“; Seite 58

²⁸ VKU, „Vom Mieterstrom zur Quartiersversorgung – Energiekonzepte vor Ort umsetzen“; Seite 63

Eigene Förderprogramme auflegen

Stadtwerke können auch eigene Förderprogramme für Kunden anbieten. Nach einer Untersuchung der NOW von 2017 bieten 342 von 899 untersuchten Stadtwerken Fördermaßnahmen im Bereich Elektromobilität an. Treiber für die Förderung von Elektromobilität durch Stadtwerke sind die Themen Kundenbindung und Neukundenakquise. So ist bei einem Großteil der Stadtwerke eine Fördermaßnahme an einen Vertragsabschluss gebunden. Der größte Förderbereich der Stadtwerke sind Versorgungsleistungen. Hierbei wird dem Bürger die Möglichkeit eröffnet, kostenlos Strom an öffentlichen Säulen zu laden. Die Ladesäulen werden fast ausschließlich mit erneuerbaren Energien versorgt. Weitere Förderbereiche betreffen Zuschüsse, i.d.R. in Form von monetären Gutschriften auf die Jahresverbrauchsrechnung oder beim Kauf von E-Zweirädern. Zudem ist das Angebot zum Testen und Sharing eines E-Fahrzeugs (Pkw, E-Scooter, Pedelec, E-Bike) sehr verbreitet. Auch die Förderung von Ladeinfrastruktur bieten einige Stadtwerken an. Hierbei werden die Investitionskosten für Ladeinfrastruktur gefördert oder es erfolgt eine Gutschrift von Strombezugsleistungen.

4 Verteilnetzbetreiber

Verteilnetzbetreiber müssen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ab einer bestimmten Größe von der Handels- und Erzeugungsfunktion eines Energieversorgers getrennt werden und eine rechtlich eigenständige Gesellschaft sein. Sie gehören aber typischerweise zu einem Verbund aus kommunalen Unternehmen. Im Zuge von Privatisierungsmaßnahmen wurden teilweise kommunale Netze an private Unternehmen veräußert. Im Rahmen der sog. Rekommunalisierung wurden, bzw. werden jedoch Stromnetze von Kommunen zurückgekauft. Für den Betrieb eines Verteilnetzes ist nicht nur die Verfügungsgewalt über ein Netz, sondern auch eine Konzession zu dessen Betrieb notwendig, die von den Kommunen vergeben wird. Meist werden die Konzessionsverträge über die maximal zulässige Laufzeit von 20 Jahren vergeben.

4.1 Rolle und Aufgabe der Verteilnetzbetreiber

Verteilnetzbetreiber sind dafür verantwortlich, dass ihre Netze sicher und zuverlässig betrieben werden. Dabei stehen ihre Netze im Verbund mit andern Stromnetzen und die Betreiber haben die Pflicht, diskriminierungsfrei alle Netznutzer anzuschließen. Dazu gehören unter anderem Erzeugungsanlagen sowie Letztverbraucher, wie Ladepunkte für EV und Speicheranlagen. Durch die Energiewende müssen die Verteilnetze neue Aufgaben übernehmen, insbesondere durch die vermehrte Aufnahme dezentral und meist volatil erzeugten Stroms durch EE-Anlagen und die Einbindung steuerbarer Verbraucher wie EV.

Im Zuge des Markthochlaufs der Elektromobilität nimmt die Netzintegration von EV an Bedeutung zu. Die Verteilnetze verfügen über ausreichende Kapazitätsreserven, um beim momentan niedrigen Bestand an EV eine stabile Versorgung mit elektrischer Energie sicherzustellen. Auch für die nähere Zukunft wird kein Engpass durch EV im Energienetz erwartet.²⁹ In einzelnen Netzabschnitten kann es aber durch eine Zunahme von Verbrauchern oder Erzeugungsanlagen, deren Netzinteraktion oft unvorhersehbar ist, jetzt schon zu Engpässen kommen.

Da die Netze auch bei einer EV-Quote von 100 % einen sicheren Betrieb ermöglichen sollen, ist es die Aufgabe der Verteilnetzbetreiber, ihre Netze für den Markthochlauf der Elektromobilität vorzubereiten. Diese Quote wird nicht von heute auf morgen erreicht, aber die Geschwindigkeit, mit der EV an Marktanteilen gewinnen wird deutlich steigen.³⁰

²⁹ Nationale Plattform Elektromobilität: Fortschrittsbericht 2018, 2018, S. 50

³⁰ Nationale Plattform Elektromobilität: Fortschrittsbericht 2018, 2018, S. 19

Um sich auf die sich ändernden Gegebenheiten im Verteilnetz einzustellen, stehen den Betreibern folgende Optionen zur Verfügung:

Mögliche Maßnahmen zur Anpassung der Verteilnetze

- Neue Standardlastprofile und Gleichzeitigkeitsfaktoren ermitteln
- Konventioneller Netzausbau (Kupfer und Erdarbeiten)
- Begrenzung der zugesicherten Netzanschlusskapazität von Hausanschlüssen
- Intelligente Netze und Lastmanagement
- Stationäre Batteriespeicher
- Sonderkonditionen für steuerbare Ladeinfrastruktur
- Plattform für den Strommarkt bereitstellen

Das Zusammenspiel zwischen Kommune und Verteilnetzbetreiber beschränkt sich meist auf die Bereitstellung von Netzkapazitäten für Ladeinfrastruktur. In Hamburg wurde Stromnetz Hamburg damit beauftragt den Masterplan öffentliche Ladeinfrastruktur umzusetzen:

Praxisbeispiel

Masterplan öffentliche Ladeinfrastruktur

Akteure

Senat Hamburg und Stromnetz Hamburg

Der Senat der Freien und Hansestadt Hamburg hat 2014 einen Masterplan zur öffentlichen Ladeinfrastruktur beschlossen, der zügig umgesetzt werden soll. Stromnetz Hamburg hat seit Ende 2014 die zentrale Koordinierung der öffentlichen Ladeeinrichtungen in Hamburg übernommen. Darüber hinaus verantworten Stromnetz Hamburg die Beschaffung, die Errichtung, den Betrieb, die Wartung sowie den Service, der in städtischer Regie betriebenen Ladeeinrichtungen. An sämtlichen Ladepunkten der städtischen Ladeeinrichtungen wird ausschließlich zertifizierter Ökostrom angeboten.



Infos: <https://www.hamburg.de/contentblob/4362700/58e4d12870ea16696073d63eb664dfff/data/pm-26-08-2014-masterplan.pdf>

Die Aufgabe der Verteilnetzbetreiber ist es, in Zukunft die Kopplung der Sektoren Strom und Verkehr in einem noch viel stärkeren Umfang zu ermöglichen. Dafür müssen die Verteilnetze und deren Betrieb angepasst werden. Worauf es dabei ankommt und wie es umgesetzt werden kann, wird im Folgenden diskutiert.

4.2 Zukünftige Herausforderungen für die Verteilnetze

Mit der EU-Vorgabe, den CO₂-Ausstoß von Pkw-Flotten im Jahr 2030 um 37,5 % gegenüber 2021 zu senken, geht Verkehrsminister Scheuer davon aus, dass bis 2030 zehn Millionen E-Pkw sowie 500.000 E-Nutzfahrzeuge und 300.000 Ladepunkte nötig sind, um die Klimaschutzziele zu erreichen.³¹ Für den aktuell von der EU beschlossenen Grenzwert für Pkw zeigen Prognosen recht übereinstimmend, dass im Jahr 2030 etwa 40 bis 50 % aller Neuwagen E-Fahrzeuge sein müssen.³² Auf die Zunahme der EV müssen die Netze vorbereitet werden. Die Vorgabe der Regulierungsbehörde nach einem effizienten Netzbetrieb führen aber dazu, dass die Verteilnetze eher zurückgebaut werden, wenn der Leistungsbedarf in einem Netzabschnitt zuletzt gesunken ist. Kritisch für die Netze ist nicht die Menge an Energie, die für die Elektromobilität bereitgestellt werden muss, sondern die Leistung mit der die EV am Netz geladen werden. In einer Untersuchung an der TU München aus dem Jahr 2016 wurde ermittelt, dass in Wohngebieten mit einer EV-Quote von 50 % sich die abendliche Lastspitze annähernd verdoppelt und sich bei einer EV-Quote von 100 % verdreifacht.³³

Um eine möglichst hohe Verfügbarkeit ihres EV zu haben, wünschen sich die meisten Nutzer, dass das EV möglichst schnell vollgeladen ist. Der Wunsch nach sehr hohen Ladeleistungen, möglicherweise für viele EV in einem Netzabschnitt gleichzeitig, steht im Konflikt mit einer effizienten Nutzung des Netzes. Zeitgleich allen Nutzern eine hohe Ladeleistung zur Verfügung stellen zu können, wäre daher in vielen Fällen mit einem Netzausbau verbunden.

³¹ <https://www.automobilwoche.de/artic-le/20190312/AGENTUR-MELDUNGEN/303129934/klimaschutz-im-verkehr-scheuer-sieht-ge-waltige-herausforderung>, abgerufen am 27.03.2019 um 16:20 Uhr

³² EBP-Hintergrundbericht: Szenarien der Elektromobilität in Deutschland; 20. April 2018

³³ P. Nobis: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen; Dissertation; TU München; 2016

Wenn zukünftig vermehrt oder sogar flächendeckend Ladepunkte für Elektromobilität aufgebaut werden, dann muss zwingend für jeden Netzabschnitt einzeln geprüft werden, welche Leistungsreserven vorhanden sind. Theoretisch stehen jedem Grundstück mindestens 30 kW Anschlussleistung zur Verfügung. Die Verteilnetze sind aber nicht dafür ausgelegt, dass alle Anschlussnutzer gleichzeitig die volle Leistung abrufen, wodurch Netzausfälle entstehen würden.

Auch die vermehrte Einspeisung durch EE-Anlagen stellt die Verteilnetze vor neue Herausforderungen, da sie ursprünglich nicht dafür ausgelegt wurden. Generell wird die Komplexität in den Verteilnetzen durch zusätzliche dezentrale Einspeisungen, lokale Speicher und flexible Lasten deutlich zunehmen.

4.3 Mögliche Maßnahmen zur Anpassung der Verteilnetze

Neue Standardlastprofile und Gleichzeitigkeitsfaktoren ermitteln

Für die Planung der zukünftigen Verteilnetze sind neue Planungsgrundsätze erforderlich, da die bisherigen Standardlastprofile und Gleichzeitigkeitsfaktoren mit einer zunehmenden Anzahl von zu ladenden EV immer weniger die Realität abbilden. Es müssen neue, passende Lastprofile und Gleichzeitigkeitsfaktoren, die den Ladevorgang von EV realitätsnah berücksichtigen, für die Netzauslegung ermittelt werden. Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist eine Rechengröße für die Netzauslegung und beruht auf der Gegebenheit, dass nie alle Verbraucher in einem Netzabschnitt gleichzeitig in Betrieb sind. Dadurch kann in der Regel das Netz für eine geringere Leistung als die Summe aller Verbraucherleistungen ausgelegt werden. Die Elektromobilität und die Zunahme von dezentralen EE-Anlagen führen zu bisher nicht berücksichtigten Netzbelastungen.

Einen Hinweis auf realistische Gleichzeitigkeitsfaktoren kann ein Praxistest der Netze BW liefern. Sie untersuchen das reale Nutzerverhalten in einem Straßenzug, in dem zehn EV probeweise im Einsatz sind.

Praxisbeispiel	E-Mobility-Allee – Nutzerverhalten und gesteuertes Laden
----------------	---

Akteur	Netze BW GmbH
--------	---------------

In der E-Mobility-Allee in Ostfildern bei Stuttgart wird ein Praxistest zum Einfluss des Ladens von EV auf das Stromnetz durchgeführt. Netze BW untersucht, was im Netz passiert, wenn alle Bewohner einer Straße auf EV umsteigen. Dafür stattet Netze BW zehn Haushalte mit jeweils einem EV und Ladeinfrastruktur aus. Zunächst soll das Ladeverhalten der Bewohner und die direkten Auswirkungen auf das Stromnetz analysiert werden, indem der Netzzustand detailliert überwacht und analysiert wird. Im Weiteren sollen Möglichkeiten zur Optimierung der Netzstabilität direkt in der Praxis untersucht werden. Dazu werden Batteriespeicher beim Kunden als auch im Netz getestet sowie ein intelligentes Lademanagement erprobt. Die Akzeptanz der Kunden wird ebenfalls untersucht.



Infos: www.netze-bw.de/e-mobility-allee

Konventioneller Netzausbau (Kupfer und Erdarbeiten)

Um auf die künftig zunehmende Belastung der Netze durch EV und dezentrale EE-Anlagen zu reagieren, kann das Verteilnetz auf konventionelle Art mit zusätzlichen oder leistungsfähigeren Kabeln sowie stärkeren Ortsnetztransformatoren ausgebaut werden. Mit dem konventionellen Netzausbau sind sehr hohe Kosten verbunden. In einer Studie der TU München wurde errechnet, dass bei einer EV-Bestandsquote von 50 % allein für den konventionellen Netzausbau 11 Mrd. Euro investiert werden müssen, um das Laden von EV sicherzustellen.³⁴ Diese Kosten würden von den Netzbetreibern auf die Netznutzungsentgelte umgelegt und somit wären von allen Letztverbrauchern zutragen, auch von denen, die kein EV nutzen.

Ein Netzausbau, bei dem überall und jederzeit die zugesicherten 30 kW Leistung pro Anschlussnehmer bereitgestellt werden kann, ist nicht nur mit hohen Kosten verbunden, sondern ist auch im Hinblick auf den dafür benötigten Raum für die elektrischen Anlagen nicht überall zu realisieren. Eine weitere Herausforderung beim Netzausbau liegt in der schon jetzt bestehenden großen Auslastung der Netzbauunternehmen. Ein verstärkter Netzausbau wird dazu führen, dass kurzfristig die Nachfrage größer als die verfügbaren Kapazitäten bei den Bauunternehmen sein wird, was zu höheren Preisen und zu vermehrten Baustellen führt. Ein kurzfristiger schneller Netzausbau lässt sich daher nur schwer realisieren.

Damit die Verteilnetzbetreiber einen besseren Überblick bekommen, wie viele Ladepunkte in ihrem Netz angeschlossen sind, wurde die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) überarbeitet. §19 NAV besagt: „Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind dem Netzbetreiber vor deren Inbetriebnahme mitzuteilen“³⁵. Mit dieser Information lassen sich kritische Zunahmen von Leistungsbedarfen frühzeitig erkennen. So kann der Netzausbau priorisiert werden. Bereits vor der Einführung der Meldepflicht motivierte die Netze BW mit einem besonderen Angebot, ihre Kunden Ladepunkte zu melden:

³⁴ Oliver Wyman, TU München: Blackout – E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck; 2018

³⁵ https://www.gesetze-im-internet.de/nav/inhalts_bersicht.html

Praxisbeispiel

Laden und sparen – Ladeinfrastruktur

Akteur

Netze BW GmbH

Die Netze BW bieten den privaten Endnutzern eine Prämie von 50 € an, wenn diese ihren Ladepunkt bei Netze BW anmelden. Für einen zusätzlichen Steuerzugriff auf die jeweilige Ladestation bietet Netze BW eine Prämie von 200 € an.



Infos: www.netze-bw.de/Hausanschluss/Ladepunktbonus

Begrenzung der zugesicherten Netzanschlusskapazität von Hausanschlüssen

Bei einer geringeren Ladeleistung pro EV können in einem Netzabschnitt eine größere Anzahl von EV gleichzeitig geladen werden. Um aber dieselbe Energiemenge in die Batterie zu laden, muss das EV bei einer geringen Leistung über eine proportional längere Zeit geladen werden. Eine Beschränkung der Ladeleistung hilft, die abendliche Lastspitze zu verringern und einen Teil der Ladung in die nächtlichen Schwachlastzeiten zu verschieben. Gerade wenn das EV über Nacht Zeit hat, geladen zu werden, stellt eine sinnvolle Beschränkung der Ladeleistung in der Regel keine Einschränkung für den Nutzer dar, siehe Infobox.

Auf die Frage, wer mit welcher Leistung laden darf, muss für die Zukunft ein diskriminierungsfreier Ansatz erarbeitet werden. Um überzogene Erwartungen an die Ladeleistung zu verringern, sollten die Nutzer über ihren tatsächlichen Ladeleis-

Reichweitengewinn bei einem EV mit einem Verbrauch von 18 kWh/100 km

Ladeleistung	Reichweitengewinn
	nach 10 Minuten Laden
2,3 kW (Haushalts-Steckdose, 10 A Dauerstrom)	2,1 km
3,7 kW (Wechselstrom, 1-Phasig, 16 A)	3,4 km
11 kW (Wechselstrom, 3-Phasig, 16 A)	10,2 km
22 kW (Wechselstrom, 3-Phasig, 32 A)	20,4 km
50 kW (Gleichstrom Schnellladen)	46,3 km
150 kW (Gleichstrom Schnellladen)	139 km
350 kW (Gleichstrom Schnellladen)	324 km
	nach 6 Std. Laden
2,3 kW (Haushalts-Steckdose)	76,6 km
3,7 kW (Wallbox, 1-Phasig)	122 km
11 kW (Wallbox od. Ladestation, 3-Phasig, AC, 16 A)	366 km
22 kW (Wallbox od. Ladestation, 3-Phasig, AC, 32 A)	733 km

tungsbedarf informiert werden. Im Gewerbebereich ist bei großen Verbrauchern der Leistungspreis bereits ein Bestandteil des Strompreismodells. Da die Netzausbaukosten mit der Leistung der Anschlüsse überproportional ansteigen, wäre es sinnvoll, einen leistungsabhängigen Anschlusspreis bei allen Verbrauchern anzuwenden.

Um die begrenzt verfügbaren Netzkapazitäten gerecht zu verteilen, wurde im Rahmen der BMWi Begleitforschung im Förderprogramm „IKT für Elektromobilität“ von der sog. „Task Force Lastmanagement“ vorgeschlagen, die Netzanschlussleistung pro Haushalt auf 5 kW zu begrenzen. Höhere Leistungen werden kostenlos, aber nur dann zur Verfügung gestellt, wenn der Netzzustand es zulässt. Alternativ wird gegen Bezahlung dem Nutzer eine höhere Leistung garantiert.

Intelligente Netze und Lastmanagement

Ein weiterer Ansatz, um mehr erneuerbare Energie ins Netz aufzunehmen, und eine große Anzahl an EV zu laden, ist die Installation von intelligenten Netzen und die Einführung von Lastmanagement. Dazu ist die IKT-Infrastruktur im Niederspannungsnetz auszubauen und Ladeinfrastruktur steuerbar zu gestalten. Es müssen Standards für das Energiemanagement durch Verteilnetzbetreiber oder einer anderen Instanz geschaffen werden, um die Verbraucher und die Energiequellen im intelligenten Netz zu steuern. Die technischen Komponenten für ein intelligentes Netz (Mess- und Steuereinrichtungen sowie die Datenverarbeitung) werden bereits in verschiedenen Projekten erprobt und sind größtenteils marktreif. Auf einen Netzausbau kann trotz intelligenter Netze nicht überall verzichtet werden.

Mit intelligenten Netzen und Lastmanagement kann das vorhandene Netz effizienter genutzt werden. Das intelligente Netz kann rechtzeitig eine drohende Überlastung durch zu hohe Stromnachfrage erkennen und als Gegenmaßnahme flexible Lasten, wie ein ladendes EV, runterregeln, bzw. ganz abschalten. Bei einer übermäßigen Einspeisung aus EE kann das intelligente Netz flexible Lasten einschalten und so den Verbrauch im Netz an die Einspeisung anpassen.

Um eine vermehrte Einspeisung von erneuerbaren Energien aufnehmen zu können und steuerbare Verbraucher zu regeln, hat eine Studie des VKU den Investitionsbedarf für den Aufbau intelligenter Netze bis 2030 mit sieben Mrd. Euro beziffert.³⁶ Lastmanagement kann auch eine Übergangslösung sein, wenn sich akut ein Netzengpass ergibt, dem nicht innerhalb kurzer Zeit mit einem Netzausbau begegnet werden kann. Neben dem Ausbau intelligenter Netze müssen aber konventionelle Modernisierungsmaßnahmen fortgeführt werden, um eine sichere Stromversorgung zu garantieren.

³⁶ www.pressebox.de/inaktiv/verband-kommunaler-unternehmen-e-v-vku-berlin/Smart-Grids-Was-kosten-die-intelligenten-Netze-der-Zukunft/boxid/516218, abgerufen am 17.01.2019 um 15:00 Uhr

Aus der intelligenten Steuerung des Ladevorgangs ergeben sich neue Fragestellungen, die im Sinne des Nutzers beantwortet werden müssen, um die Akzeptanz für ein fremdgesteuertes Laden zu erhöhen, insbesondere beim Laden an öffentlich zugänglichen Ladepunkten: Wie viel Flexibilität darf vom Kunden gefordert werden? Was muss dem Kunden minimal garantiert werden? Wie können dem Kunden die Einschränkungen transparent vermittelt werden? Wer hat Zugriff auf die Daten im Fahrzeug und aus den Netzen? Wie kann sich die intelligente Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber auch für den Kunden lohnen? Soll dem Kunden ermöglicht werden, gegen eine Zusatzgebühr, die Drosselung zu umgehen? Oder soll er durch ein verringertes Netznutzungsentgelt für die Duldung der Drosselung profitieren?

Bei Diskussionen über intelligente Netze werden meist auch bidirektional ladende EV erwähnt. Bidirektionales Laden wird von EV-Nutzern aber nur freigegeben, wenn sie dafür eine Kompensation erhalten. Auf einem Workshop der Begleitforschung Vernetzte Mobilität haben Netzbetreiber betont, dass es aus Netzbetreibersicht keine Rückspeisung von Strom ins Netz braucht, bzw. es nicht wünschenswert ist. Sie setzen primär auf konventionelle Technologien zur Netzstabilisierung und auf stationäre Speicher. Stationäre Speicher können gezielt an kritischen Netzknoten installiert werden und sind im Gegensatz zu EV ständig verfügbar. Bisher hat das bidirektionale Laden keine praktische Relevanz, da es mit wenigen Ausnahmen keine Fahrzeuge am Markt gibt, die solche Funktionalität unterstützen.

Verteilnetzbetreiber dürfen anerkannte Netzausgaben auf die Netzentgelte umlegen und damit eine garantierte Rendite erzielen. Beim Aufbau von intelligenten Netzen können die Netzbetreiber aber nicht alle Kosten als Netzausgaben geltend machen, da laufende Betriebskosten nicht vollständig anrechenbar sind. Z. B. werden laufende Gebühren für SIM-Karten in vernetzten Messstellen nicht als Netz-Investitionskosten berücksichtigt. Dies hemmt den Aufbau von intelligenten Netzen.

Stationäre Batteriespeicher

Als eine Alternative zum Netzausbau werden an manchen Stellen stationäre Batteriespeicher gesehen. Gerade bei Schnellladesäulen, die nicht dauerhaft mit voller Leistung in Betrieb sind, können Batteriespeicher den Bedarf für einen Netzausbau senken. Auch die im Kapitel zu den Stadtwerken beschriebenen stationären Batteriespeicher in Quartieren können helfen, den Netzausbaubedarf zu verringern.

Für die Integration von erneuerbaren Energien in den Mobilitätssektor sind Batteriespeicher ein wichtiger Bestandteil, um eine zeitliche Diskrepanz von Stromangebot und Stromnachfrage zu überwinden. Durch die aktuell hohen Batteriekosten ist der Einsatz eines Batteriespeichers aber meist nicht wirtschaftlich.

Sonderkonditionen für steuerbare Ladeinfrastruktur

Verteilnetzbetreiber können ein reduziertes Netzentgelt im Bereich der Niederspannung anbieten, wenn ihnen der Netznutzer im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, wie Elektromobilen, bzw. steuerbare Ladeinfrastruktur, überlässt (§ 14a EnWG). Die Betreiber von Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheiten verhalten sich als Netznutzer netzdienlich, wenn sie den Netzbetreiber bei der Erfüllung seiner Pflicht, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz im Dienste der Versorgungssicherheit zu betreiben, unterstützen. Wesentliche Voraussetzung dafür ist die Synchronisation von Stromerzeugung und -verbrauch zu jedem Zeitpunkt. Die Synchronisierung setzt eine Steuerbarkeit und Flexibilität der Netznutzer voraus. Ob die von einer netzgekoppelte Erzeugungs- oder Verbrauchseinheit bereitgestellte Flexibilität netzdienlich ist, beurteilt sich aus der Perspektive des Netzbetreibers. Dabei sollten Verteilnetzbetreiber ihren Kunden transparent darstellen, welche Einschränkungen durch die netzdienliche Steuerung zu erwarten sind.

Praxisbeispiel	Kostenloser Netzanschluss – Steuerbare Ladeinfrastruktur
Akteur	Westnetz GmbH
Die Westnetz GmbH verlangt mit einem befristeten Aktionsangebot von ihren Kunden keine Anschlussgebühren, wenn der Kunde seine Zustimmung zur netzdienlichen Steuerung seiner Ladeeinrichtung erklärt.	



Infos: <https://iam.westnetz.de/fuer-bauherren/emobility-und-neues-preissystem>

Plattform für den Strommarkt bereitstellen

Verteilnetzbetreiber könnten zukünftig eine Plattform für den Strommarkt bereitstellen, wie sie im BDEW Ampelmodell für den Netzzustand beschrieben ist:³⁷

- Unkritischer Zustand: Verteilnetzbetreiber interagiert nicht mit dem Energiemarkt, beliebiges Laden
- Kritischer Zustand erwartet: Verteilnetzbetreiber interagiert am Markt, Handel mit Flexibilitäten von EV
- Kritischer Zustand liegt vor: Verteilnetzbetreiber setzt Markt außer Kraft, Abschaltungen von Ladevorgängen

³⁷ BDEW Diskussionspapier „Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzepts im Verteilnetz, April 2018, Berlin, www.bdew.de/media/documents/Stn_20180419_BDEW-Diskussionspapier-Elektromobilit%C3%A4t-Ampelkonzept-Verteilnetze.pdf, abgerufen am 17.01.2019 um 21:15 Uhr

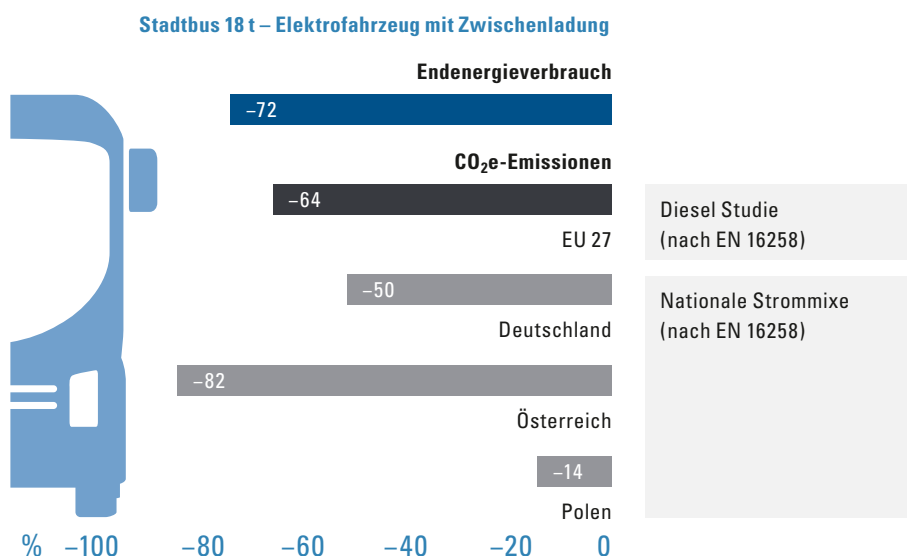
5 Verkehrsbetriebe

Wie bei den Pkw gab es bei den Bussen bereits Ende des 19. Jahrhunderts erste elektrisch angetriebene Fahrzeuge. Auch im 20. Jahrhundert wurden immer wieder vereinzelt elektrische Busse für die Personenbeförderung eingesetzt. Seit einigen Jahren verstärken Diskussionen um den Umwelt- und Gesundheitsschutz das Interesse an batterieelektrischen Bussen, da sie deutliche Vorteile bei der CO₂-Bilanz, und bei den lokalen Abgasemissionen und der Energieeffizienz aufweisen. Einige Kommunen und Verkehrsbetriebe reagierten darauf mit Ankündigungen zur mittelfristigen Umstellung ihrer gesamten Busflotte auf emissionsfreie Busse^{38, 39}. Dadurch sind Verkehrsbetriebe mit die wichtigsten Akteure bei der Umstellung des ÖPNV auf alternative Antriebe.

Batteriebusse stoßen lokal keine Abgasemissionen aus. Ein weiterer Vorteil von Batteriebussen ist die höhere Energieeffizienz und damit einhergehend eine bessere CO₂-Bilanz. Die CO₂-Bilanz hängt aber wesentlich vom eingesetzten Strommix ab. Eine Untersuchung des Umweltbundesamts (UBA) hat ergeben, dass ein 18 t Batterie-Stadtbus mit Zwischenladung an Haltestellen beim Endenergieverbrauch um 72 % niedriger liegt, als ein vergleichbarer dieselbetriebener Bus mit der Schadstoffklasse EURO VI, siehe Abbildung 9. Bei den CO₂-equivalenten Emissionen liegt der Batteriebus mit dem EU-Strommix (EU27 mit 0,42 kg CO₂/kWh) bei einer Reduktion von 64 % gegenüber einem EURO VI Bus. Unter Verwendung des deutschen Strommixes (0,583 kg CO₂/kWh) wird eine 50 % Reduktion des CO₂-Ausstoßes erreicht.



Abbildung 9: Energie- und Treibhausgasbilanz von Batteriebussen versus EURO VI Diesel (Quelle: Umweltbundesamt, 2015)

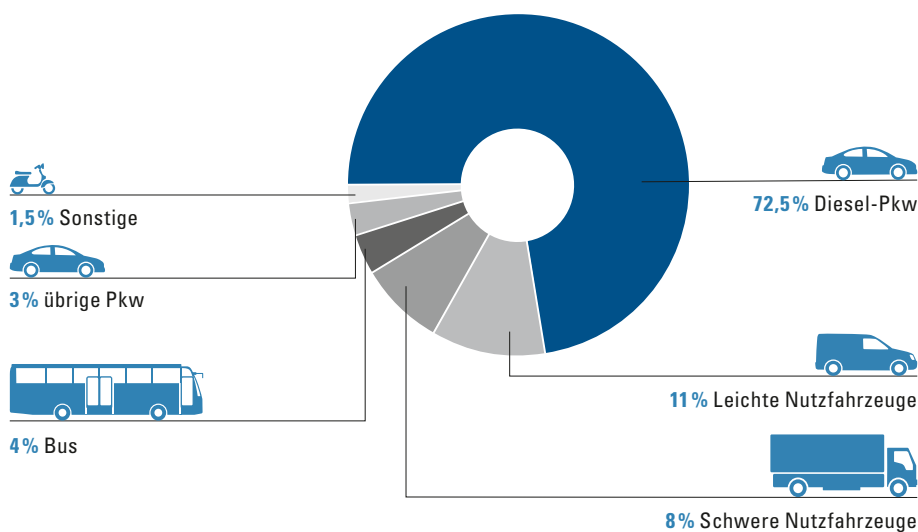


³⁸ <https://www.electrive.net/2017/04/27/hamburger-hochbahn-busflotte-bis-2030-rein-elektrisch/>, abgerufen am 18.01.2019 um 13:00 Uhr

³⁹ <https://www.electrive.net/2017/08/08/eswe-wiesbadener-oePNV-ab-2022-rein-elektrisch/>, abgerufen am 18.01.2019 um 13:05 Uhr



Abbildung 10: Stadtverkehr: Diesel-Autos stoßen das meiste NO₂ aus
(Quelle: Umweltbundesamt / TREMOD 5.64 / HBEFA3.3)



Bei der Diskussion um Emissionsminderungen darf nicht vergessen werden, dass die Busse nur einen kleinen Teil der Gesamtemissionen in einer Stadt ausmachen, aber der öffentliche Verkehr deutlich effizienter bei der Personenbeförderung als der motorisierte Individualverkehr (MIV) ist. Abbildung 10 zeigt, dass die Stadtbusse nur für 4 % der NO₂-Emissionen aus dem Straßenverkehr verantwortlich sind.

5.1 Rolle und Umsetzungsoptionen der Verkehrsbetriebe

Der primäre Geschäftszweck der Verkehrsbetriebe ist die Beförderung von Personen. Dies sollen sie möglichst effizient, zu vertretbaren Kosten sowie klimafreundlich bewerkstelligen. Neben dem ÖPNV-Angebot bieten einige Verkehrsbetriebe auch Sharing-Produkte an, wie z. B. die Kölner Verkehrsbetriebe mit dem KVB-Rad.⁴⁰

Ihre zukünftige Rolle der Verkehrsbetriebe bei der Energiewende im Verkehr wird von den Verkehrsbetrieben unterschiedlich gesehen, bzw. lässt sich nicht verallgemeinern. Sie könnten z. B. als Energieerzeuger, Netzbetreiber oder Lieferant auftreten.

Eine der offenen Fragen ist, ob die Verkehrsbetriebe nur Strom einkaufen oder ob sie sich an dem Betrieb von EE-Anlagen beteiligen und dem Beteiligungsanteil entsprechende Strommengen aus den Anlagen beziehen. Möglicherweise werden

⁴⁰ www.kvb-rad.de, abgerufen am 18.01.2019 um 15:28 Uhr

Verkehrsbetriebe insbesondere durch die Lieferung von Strom an andere oder den Betrieb eines Energieversorgungsnetzes zum Energielieferanten. Diese Rolle geht mit energiewirtschaftsrechtlichen Pflichten einher. Denkbar ist z. B., dass Verkehrsbetriebe die Benutzung ihrer Ladeinfrastruktur Dritten anbieten und dadurch ebenfalls zum Energielieferanten werden.

Die Schnittstellen der Verkehrsbetriebe zum Energieversorger und Netzbetreiber werden von den Betrieben unterschiedlich gelebt. Von sehr großem Vorteil ist es, die Energieversorger und Netzbetreiber bei der Konzeptentwicklung für die Energiewende im Busbetrieb mit einzubinden und sich ihre Unterstützung einzuholen. Vorteile haben hier die Verkehrsbetriebe, die in einem Verbund kommunaler Unternehmen sind und einen engen Austausch mit den Schwesterunternehmen pflegen.

Neben der Herausforderung, dass in den Verkehrsbetrieben bei den Mitarbeitern oft wenig Erfahrung in Bezug auf die energiewirtschaftsrechtliche Einordnung der verschiedenen Aspekte der Sektorenkopplung vorhanden ist, kommt noch hinzu, dass die benötigten Experten für diese komplexen Technologien mit Gehältern des öffentlichen Dienstes nur schwer angeworben werden können.

Die Einstiegshürde in die Thematik der Elektromobilität und Sektorenkopplung scheint für Verkehrsbetriebe ohne Strom beziehende U- oder Straßenbahnen zunächst höher zu sein. In der Realität ist es zudem oft so, dass zwischen den Abteilungen für Busse und für Straßenbahnen im selben Verkehrsbetrieb nur sehr wenig Austausch stattfindet. Daher ist es ratsam, die Mitarbeiter aus der Abteilung der schienengebundenen, elektrischen Fahrzeuge frühzeitig in die Elektrifizierung der Busflotte mit einzubinden, um von deren Erfahrungen mit elektrischen Systemen zu profitieren.

Bei der Energiewende im Verkehr haben die Verkehrsunternehmen folgende Umsetzungsoptionen:

Umsetzungsoptionen für Verkehrsbetriebe

- Elektrifizierungskonzept unter Berücksichtigung von EE-Strom erstellen
- Elektrifizierung der Bus- und Pkw-Flotte auf Bezug von EE-Strom
- Eigene EE-Anlage betreiben
- Stationäre Batteriespeicher und weitere Flexibilitäten einbinden

Das Zusammenspiel zwischen Kommune und Verkehrsbetrieb fokussiert sich auf die Umsetzung der Klimaschutzziele der Kommune.

5.2 Wie können die Verkehrsbetriebe aktiv werden?

Elektrifizierungskonzept unter Berücksichtigung von EE-Strom erstellen

Am Anfang sollte ein Elektrifizierungskonzept erstellt werden. Darin werden zunächst Potenziale für die Umstellung auf Batteriebusse untersucht und einzelne Linien oder Busse für die Umstellung priorisiert. Das Konzept muss auch die Lademöglichkeiten, entweder über Nacht im Depot oder mit Zwischenladung auf der Strecke, analysieren. Der Netzanschluss sollte ebenfalls Teil der Untersuchung sein. In den meisten Fällen wird es mittel- bis langfristig erforderlich sein, den Netzanschluss am Busdepot zu verstärken, wenn ein sehr großer Anteil der Busflotte elektrifiziert wird. Eine Umsetzungsplanung, die auch die technologische Weiterentwicklung der Batteriebusse berücksichtigt, sollte das Elektrifizierungskonzept abschließen.

Nicht zu vergessen sind die Pkw und kleinen Nutzfahrzeuge des Verkehrsbetriebs, die ebenfalls elektrifiziert werden sollten und für die ein Elektrifizierungskonzept ebenfalls sinnvoll ist.

Elektrifizierung der Bus- und Pkw-Flotte auf Bezug von EE-Strom

Die Themen Elektromobilität und Umstellung der Busse auf Batterie und Brennstoffzelle rücken immer stärker in den Fokus der Verkehrsbetriebe. Die Elektrifizierung der Busflotte beginnt meist mit der Anschaffung einiger weniger Batteriebusse. Zunächst ist es wichtig, die Batteriebusse optimal in den Betriebsablauf zu integrieren. Themen wie Einsatzplanung, Erfahrung mit der Technik und der Funktionalität sowie die Zuverlässigkeit der Batteriebusse spielen dabei eine große Rolle. Die Maßgabe, dass die Busse mit (im Falle des Netzstrombezugs zumindest bilanziell) regenerativ erzeugtem Strom geladen werden, scheint sich bei fast allen Verkehrsbetrieben durchgesetzt zu haben.

Eigene EE-Anlage betreiben

Einige Betriebe beschränken sich darauf, den Strom zum Laden ihrer Batteriebusse von Dritten zu beziehen. Andere nutzen die ihnen gegebenen Möglichkeiten und betreiben eigene EE-Anlagen, z. B. auf dem Dach der Buswerkstatt, im besten Fall in Kombination mit einem stationären Speicher.

Auf den Bus-Betriebshöfen werden zum Teil PV-Anlagen auf den Dachflächen der Gebäude errichtet. Dieser Strom trägt aber nur zu einem sehr geringen Anteil zum benötigten Fahrstrom der Batteriebusse bei. Sie zeigt aber den innovativen Charakter und betont die ökologische Ausrichtung des Unternehmens. Eine Windkraftan-

lage dagegen kann - mit einer Nennleistung von 3 MW an guten bis sehr guten Standorten über ein Jahr gesehen - den Strom für ca. 3 bis 5 Mio. km zu vergleichsweise niedrigen Kosten produzieren. Überall dort wo es möglich ist, sollte ein Anschluss an Windparks oder große PV-(Freiflächen-)Anlagen geprüft werden. Auch Solar-Carports sind eine Möglichkeit, die eigene PV-Stromproduktion zu erhöhen.

Stationäre Batteriespeicher und weitere Flexibilitäten einbinden

Mit stationären Speichern in Verbindung mit einem intelligenten Energiemanagementsystem können neue Nutzungsmodelle erschlossen werden. Stationäre Batteriespeicher auf dem Busdepot können dafür genutzt werden, den tagsüber von einer lokalen PV-Anlage produzierten Strom, zu speichern. Abends können die Busse primär mit dem Strom aus dem Speicher geladen werden.

Ein Batteriespeicher kann auch dafür eingesetzt werden, um als Rückfallebene zu dienen, wenn die Stromversorgung des Busdepots ausfallen sollte. Als flexible Last am Verteilnetz können mit dem stationären Speicher zudem Systemdienstleistungen an den entsprechenden Märkten angeboten werden.

Da die Kosten für den Netzanschluss mit der benötigten Anschlussleistung steigen, planen z. B. die Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein (VHH) mit einem stationären Speicher als Teil des Energiemanagements, um Bedarfsspitzen zu kappen⁴¹. Dadurch lässt sich die Spitzenlast kontrollieren und so der Leistungspreis für den Netzanschluss reduzieren.

Wenn in Zukunft auch die Busse zur Abdeckung der Spitzenlastzeiten, wie z. B. für den Schülerverkehr, elektrifiziert sind und lange Standzeiten tagsüber im Depot aufweisen, dann können die Batterien dieser Busse mit einer bidirektionalen Funktion wie die stationären Speicher für innovative Geschäftsmodelle genutzt werden.

Da für das Laden des stationären Speichers tagsüber viele Stunden zur Verfügung stehen, kann der Speicher als flexible Last vorrangig zu Zeiten geladen werden, an denen viel Strom aus erneuerbaren Energien zu Verfügung steht und bei gleichzeitig niedriger Nachfrage die Preise gering sind. Mit einem stationären Speicher ist es auch möglich, Strom in das Verteilnetz zurückzuspeisen und damit eine Systemdienstleistung (siehe Kap. 7) anzubieten. Durch das Rückspeisen von Strom können auch die Schwankungen des Strompreises im Tagesverlauf für einen finanziellen Vorteil genutzt werden. Mit gezieltem Einspeichern von Strom bei niedrigen Strompreisen und Verkäufen von Strom bei hohen Strompreisen können Gewinne erzielt werden. Zu bedenken ist aber, dass das Anbieten von Flexibilitäten und der Handel mit Strom nicht zu den Kernkompetenzen und -aufgaben von Verkehrsbetrieben

⁴¹ www.auto-medienportal.net/artikel/detail/43022

zählt. Sie können aber einen bedeutenden Teil zur Energiewende im Verkehr beitragen. Ein Praxisbeispiel aus Münster zeigt, wie lokal erzeugter Strom für das Laden der Batteriebusse nutzbar gemacht werden kann und mit innovativen Ideen neue Geschäftsfelder erschlossen werden können.

Praxisbeispiel	Batteriebus, PV und Speicher – Sektorenkopplung im Busbereich
Akteur	Stadtwerke Münster

Die Stadtwerke Münster, die gleichzeitig der lokale ÖPNV-Betreiber sind und schon Batteriebusse im Einsatz haben, untersuchen die Möglichkeit, mit Batteriespeichern am Strommarkt zu partizipieren. Dafür haben sie am Busdepot, wo auch die Batteriebusse aufgeladen werden, eine PV-Anlage mit über 500 kWp (Abbildung 11) und einen Batteriespeicher installiert. Hauptzweck des Speichers ist das Laden der Batteriebusse mit selbsterzeugtem PV-Strom. Solange eine flexible Nutzung des Speichers möglich ist, kann der Betrieb von niedrigen Preisen am Strommarkt profitieren, wenn zu diesen Zeiten mehr Strom bezogen wird. Sollten die Börsenstrompreise im Laufe eines Tages besonders hoch sein, dann wäre es denkbar, den gespeicherten Strom wieder in das Netz einzuspeisen und so von der Preisdifferenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis zu profitieren. Es muss natürlich gewährleistet werden, dass der Busbetrieb vom schwankenden Batteriespeicherstand nicht beeinträchtigt wird. Dadurch, dass der Verkehrsbetrieb und der Stromvertrieb in Münster bei den Stadtwerken gebündelt sind, ist dieses Modell einfacher umsetzbar.



Abbildung 11: Busdepot mit PV-Dachanlage der Stadtwerke Münster
(Foto: Stadtwerke Münster)



Infos: www.stadtwerke-muenster.de/unternehmen/energie/unser-angebot-fuer-sie/erzeugungsanlagen/fotovoltaik.html

5.3 Zukünftige Herausforderungen für Verkehrsbetriebe

Der Hochlauf der Batteriebusse wird nach Meinung des VDV in den Städten stattfinden. Bei Überlandfahrten haben andere Technologien, wie die Brennstoffzelle, Vorteile bei der Reichweite und aufgrund der geringen Tankzeiten. Ein Brennstoffzellenbus eignet sich ebenfalls, um mit Sektorenkopplung die Ökobilanz und Energieeffizienz des ÖPNV zu verbessern.

Es ergibt sich ein uneinheitliches Bild bei der Umstellung auf alternative Antriebe. Hier stellt sich für viele Verkehrsbetriebe die Frage, ob sich die Linienführung an die Technik anpassen sollen, oder die Technik alle Anforderungen des aktuellen Betriebs erfüllen muss. Mit der aktuell verfügbaren Technik erreichen Batteriebusse nicht die Reichweiten von Dieselbussen und sind weniger flexibel einsetzbar. Dies erschwert die Umstellung, da Einsatz- und Umlaufpläne sowie Linienzuschnitte an die technischen Einschränkungen der Batteriebusse angepasst werden müssen. Einige Verkehrsbetriebe möchten diesen Aufwand nicht betreiben und warten, bis die Batterietechnik soweit entwickelt ist, dass vergleichbare Reichweiten wie bei Dieselbussen erreicht werden.

Beim Ladekonzept von Batteriebussen wird zwischen dem „Laden über Nacht“ im Depot und dem „Zwischenladen“ auf der Strecke unterschieden. Meist wird das Zwischenladen an Endhaltestellen praktiziert, wo eine gewisse Wendezeit planmäßig vorhanden ist. Die kurzen Ladezeiten lassen aber das Bereitstellen netzdienlicher Flexibilitäten nicht zu. Mit einem lokalen Speicher kann jedoch der Netzanschluss entlastet und die Nutzung von regenerativem Strom unterstützt werden. Trotz „Zwischenladens“ ist es meist erforderlich, die Busse nachts im Depot voll zu laden, da die Zwischenladung oft so ausgelegt ist, dass der Ladezustand der Fahrzeugbatterie im Tagesverlauf langsam sinkt. Dieses Konzept verfolgen z. B. die Kölner Verkehrsbetriebe auf ihrer ersten Elektrogenbuslinie.

Beim Aufladen der Busse über Nacht im Depot werden die Ladeinfrastruktur und der Netzanschluss im Wesentlichen so ausgelegt, dass die zurückkommenden Busse direkt aufeinander folgend vollgeladen werden müssen, um die Ladeinfrastruktur und den Netzanschluss optimal auszunutzen. Überkapazitäten beim Netzanschluss und der Ladeinfrastruktur bedeuten ansonsten unnötig hohe Kosten. Ohne einen Spielraum bei den Ladezeiten oder der Ladeleistung lassen sich aber keine flexiblen Lasten und Netzstützungsmaßnahmen am Strommarkt anbieten, weder mit dem stationären Speicher noch mit den Batterien der Busse.

Ersatzbusse können aber, genauso wie die Busse für Spitzenlastzeiten, dafür eingesetzt werden, außerhalb ihrer Einsatzzeiten tagsüber als flexible Lasten am Netz zu fungieren und Strom in das Netz zurückspeisen. Aus den Erfahrungen der Verteilnetzbetreiber sehen diese keinen Bedarf für bidirektionales Laden im Pkw-Bereich. Von daher ist es fraglich, ob sich bei den Batteriebussen ein Geschäftsmodell mit bidirektionalem Laden realisieren lässt.

Um eine redundante Stromversorgung von Betriebshöfen zu gewährleisten, ist es sinnvoll einen Betriebshof über zwei voneinander unabhängige Anschlussleitungen zu versorgen. So kann bei Ausfall einer Stromleitung über die zweite Leitung das Laden der Busse, zumindest mit verringerter Leistung, fortgeführt werden. Alternativ können große Batteriespeicher als Sicherheitspuffer genutzt werden. Damit können längere Ausfallzeiten der Stromversorgung überbrückt werden. Zudem kann der Speicher als flexible Last im Sinne des intelligenten Ladens am Netz eingesetzt werden und damit die Sektorenkopplung unterstützen. Es besteht auch die Möglichkeit zur Absicherung der Stromversorgung BHKW auf dem Betriebshof zu integrieren, womit eine Kopplung der Sektoren Strom und Wärme stattfindet.

Praxisbeispiel

Batterie-Oberleitungs-Bus Solingen – SK mit Batteriebussen

Akteure

Stadtwerke Solingen (EVU und Verkehrsbetriebe), Netze Solingen, Stadt Solingen u. a.

Die Stadtwerke Solingen haben das Ziel, den ÖPNV weiter zu elektrifizieren. Dazu wird eine Kombination aus den bestehenden Oberleitungen und einer großen Antriebsbatterie im sogenannten Batterie-Oberleitungs-Bus (BOB) eingesetzt, mit der Strecken ohne Oberleitungen emissionsfrei befahren werden können. Zusätzlich wird ein Smart-Trolley-System realisiert, das die Einbindung von fluktuierenden erneuerbaren Energien sowie von Speichern ermöglicht. Das Gleichstrom(DC)-Oberleitungsnetz wird mit dem vorgelagerten Wechselstrom(AC)-Netz gekoppelt und einerseits hinsichtlich eines intelligenten netzdienlichen Betriebs sowie andererseits hinsichtlich eines marktdienlichen Einsatzes mittels Vermarktung von Flexibilität an unterschiedlichen Handelsplätzen untersucht. Hier können die Antriebsbatterien in den Batterie-Oberleitungs-Bussen flexibel eingesetzt werden, um auf das fluktuierende Stromangebot aus EE-Anlagen zu reagieren. Bei diesem Projekt arbeiten alle kommunalen Akteure gemeinsam am Ziel, ein ganzheitliches, intelligentes Energiesystem rund um das Oberleitungsnetz in Solingen aufzubauen.



Eine Sonderform des Batteriebusses stellt der Batterie-Oberleitungs-Bus dar. Er ähnelt vom Aufbau her einem klassischen Oberleitungsbus, verfügt aber zusätzlich über eine Antriebsbatterie, die eine längere Fahrt mit Passagieren auch ohne Oberleitung ermöglicht. Dadurch können Linien mit einem Batterie-Oberleitungs-Bus bedient werden, die nicht durchgängig mit Oberleitungen ausgestattet sind. Geladen werden die Antriebsbatterien während der Fahrt über die Oberleitung.

6 Finanzierung

Investitionen in Sektorkopplungstechniken erfordern besonders am Anfang höhere Ausgaben. Abgesehen vom volkswirtschaftlichen Nutzen rentieren sich einige Investitionen rein ökonomisch, wenn die gesamten Lebenszykluskosten betrachtet werden. Fehlende Erfahrungen mit den vergleichsweise neuen Technologien und die erhöhten Anfangsinvestitionen können Entscheider in den Kommunen davor abschrecken, in Sektorkopplung zu investieren. Bei der Sektorkopplung geht es um das Zusammenwachsen verschiedener, bisher getrennt betrachteter Sektoren, bzw. Technologien. Genauso müssen bei den Akteuren die verschiedenen Fachbereiche zusammenarbeiten, um das Gesamtsystem zu optimieren und dürfen sich nicht nur auf ihren Fachbereich fokussieren. Im Folgenden sollen Beispiele aufgezeigt werden, wie die Finanzierung von Sektorkopplung, bzw. einzelne Teile davon mit teilweise alternativen Modellen finanziert werden können. Zudem sollen Lösungsansätze zum investitionsseitigen Umgang mit derart komplexen Systemen geliefert werden.

6.1 Finanzierungsformen für Kommunen

6.1.1 Bürgerenergiegesellschaften

In Zeiten knapper kommunaler Kassen kann es von Vorteil sein, Erneuerbare Energien-Projekte mittels Bürgerenergiegesellschaften zusammen mit Bürgern und/oder privaten Unternehmen zu realisieren. So besteht die Möglichkeit, wirtschaftlich tätig zu werden, keine hohe Anfangsinvestition tätigen zu müssen sowie eine Verteilung der Risiken zu erzielen. Dies schafft zugleich eine größere Akzeptanz in der lokalen Bevölkerung und sichert die Wertschöpfung in der Region.

Mögliche Organisationsformen sind⁴²:

- **GmbH & Co.KG:** Eignet sich häufig für teurere und komplexere Anlagen wie größere Bioenergieanlagen, Nahwärmenetze, Solar- oder Windparks. Es können viele Kapitalgeber eingebunden werden, wobei eine oder mehrere Personen hauptamtlich die Geschäfte führen. Bei der GmbH & Co.KG wird nur in Höhe der Kapitaleinlage haftet und birgt somit nur ein geringes Risiko für Anleger. Die GmbH & Co.KG muss in einem Verkaufsprospekt umfassend über die Geldanlage informieren, welche von der Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) geprüft wird. Es müssen für die GmbH und die KG zudem eigenständige Jahresabschlüsse erstellt werden.

⁴² <http://www.kommunal-erneuerbar.de/kommunalratgeber/kommunalratgeber/organisationsformen.html>, abgerufen am 14.12.2018 um 9:35 Uhr

- **Eingetragene Genossenschaft (eG):** Genossenschaften sind besonders geeignet für PV-Anlagen, Windparks, Nahwärme- und Stromnetze sowie für Bioenergiedörfer. Es können sich viele verschiedene Akteure wie Kommunen, Rohstofflieferanten, Bürger und Unternehmen mit überschaubarem finanziellen Einsatz einbringen. Die Generalversammlung wählt den Aufsichtsrat, welcher den Vorstand (übernimmt die Geschäftsführung) bestellt und kontrolliert. Jedes Mitglied hat hier genau eine Stimme, unabhängig von der Höhe der Kapitalbeteiligung. Da die Interessen der Mitglieder stärker im Vordergrund stehen, ist die eG weniger gewinnorientiert als eine GmbH & Co.KG. Die Haftung beschränkt sich auf die Einlage der Mitglieder. Die eG ist verpflichtet, einen Jahresabschluss anzufertigen, ein Verkaufsprospekt muss jedoch nicht erstellt werden. Zur Gründung einer eG muss ein Businessplan und eine Satzung mit individuellen Regelungen erstellt und beide vom Genossenschaftsverband geprüft werden, worauf der Eintrag in das Genossenschaftsregister erfolgt. Zur Aufnahme neuer Mitglieder in die eG muss lediglich der ausgefüllte Mitgliedsantrag vom Vorstand bestätigt werden.
- **Anstalt des öffentlichen Rechts (AöR):** Eine weitere unkomplizierte Möglichkeit für Kommunen, um Energieprojekte direkt umzusetzen, ist die Anstalt des öffentlichen Rechts. Die Gründung erfolgt durch Beschluss und die Verabschiedung einer Satzung. Die AöR besitzt einen Vorstand mit Leitungsfunktion und einen Verwaltungsrat mit Aufsichtsfunktion. Als Kapitalgesellschaft ist sie zu Jahresabschlüssen verpflichtet und für Verbindlichkeiten muss in vielen Bundesländern unbeschränkt die Kommune haften.
- **Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR):** Die GbR wird häufig für kleinere Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Investitionssummen von wenigen 100.000 Euro gewählt, beispielsweise für Bürgersolaranlagen. Ein formloser Vertrag reicht für die Gründung einer GbR und ein Stammkapital ist nicht notwendig. Alle Gesellschafter vertreten und führen die GbR gemeinsam und müssen sämtliche Unterschriften leisten. Deshalb wird häufig einer Person eine Vollmacht zur Geschäftsführung übertragen. Alle Gesellschafter haften bei dieser Organisationsform unbeschränkt mit ihrem Privatvermögen für alle Verbindlichkeiten der Unternehmung. Das Risiko lässt sich durch Versicherungen und die Wahl erfahrener Installateure verringern. Die GbR muss ebenfalls ein Verkaufsprospekt erstellen, welcher von der BaFin geprüft wird.
- **Energie-Contracting:** Will eine Kommune ihren Haushalt nicht weiter belasten aber trotzdem erneuerbare Energien Nutzen, bietet sich ein Energie-Contracting an. Hierbei übernimmt der Contractor die Planung, Durchführung, Wartung sowie den Betrieb der Anlage. Die Kommune kauft ihm die Energie über einen festgelegten Zeitraum ab und übernimmt danach die Anlage häufig selbst.

Bürgerenergiegesellschaften lassen sich auch durch interkommunale Kooperationsprojekte realisieren. Dadurch können finanzielle Ressourcen und Kompetenzen gebündelt und die Beziehungen untereinander gestärkt werden. So lassen sich auch größere Projekte umsetzen.⁴³

Praxisbeispiel

WeilerWärme – Power to Mobility

Akteur

WeilerWärme eG

In Pfalzgrafenweiler im Schwarzwald (ca. 7.000 Einwohner) hat die vor Ort ansässige Energiegenossenschaft WeilerWärme⁴⁴ im Sommer 2014 ein Car-Sharing-Projekt gestartet. Das Konzept besteht darin, Wärme, Strom und umweltschonende Mobilität zusammenzubringen. Durch ein eigenes Gas-Blockheizkraftwerk und PV-Anlagen produzieren sie den benötigten Strom. In Zeiten geringen Strombedarfs bieten sich die EV als ein optimaler Energiespeicher an, um überschüssig produzierten Strom zu verwerten. Dadurch bleibt die komplette Wertschöpfung der Energieerzeugung und Verwertung in der Region. Die Registrierung als Nutzer ist kostenlos und die Abrechnung erfolgt nach Zeit, ohne Kilometerbegrenzung. Im Herbst 2015 waren 150 Nutzer registriert, wobei die Fahrzeugflotte zehn EV und sechs E-Bikes umfasste.



Infos: www.weilerwaerme.de

6.1.2 Crowdfunding

Diese Art von Finanzierung eignet sich besonders für freiwillige Leistungen einer Kommune (beispielsweise einen Kinderspielplatz), da diese möglicherweise bei der Haushaltsplanung gestrichen werden. Beim Crowdfunding unterscheidet man vier verschiedene Arten⁴⁵:

1. Spendenbasiertes Crowdfunding: Hier wird das Geld in Form von Spenden eingesammelt, ohne dass eine Gegenleistung seitens der Kommune erbracht wird. Kommunen erhalten häufig Spenden für soziale Zwecke und wissen daher damit umzugehen, da es hierbei einige besondere rechtliche Voraussetzungen zu beachten gibt: So muss für das Einsammeln der Spenden und das Ausstellen von Spendenbescheinigungen im Zusammenhang mit dem Projekt ein gemeinnütziger Zweck vorliegen (Beachtung des Katalog der gemeinnützigen Zwecke: §52 Abs. 2 der Abgabenordnung und Beachtung des Einkommensteuergesetzes). Um Rechtssicherheit zu erhalten, sollten die Kommunen eine Anfrage an das zuständige Finanzamt einreichen.

⁴³ http://www.duh.de/uploads/tx_duhdownloads/DUH_Broschuere_Interkommunale-Kooperation.pdf, abgerufen am 14.12.2018 um 9:35 Uhr

⁴⁴ https://www.energie-agentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/Weilerwaerme.pdf, abgerufen am 14.12.2018 um 9:35 Uhr

⁴⁵ <https://www.crowdfunding.de/crowdfunding-als-kommunale-finanzierungsalternative/>, abgerufen am 14.12.2018 um 9:40 Uhr

2. Gegenleistungsbasiertes Crowdfunding: Diese Art von Crowdfunding ist vom Prinzip ein spendenbasiertes Crowdfunding mit dem Unterschied, dass der Geldgeber eine Gegenleistung in Form einer namentlichen Erwähnung auf einer Tafel am Projektort oder in Form einer Urkunde erhält. Es muss keine Bank als Mittler fungieren.

3. Kreditbasiertes Crowdfunding: Hierbei wird das Geld als Darlehen zur Verfügung gestellt und die Bürger erhalten zusätzlich zur Tilgung eine finanzielle Gegenleistung (Verzinsung). Für die Durchführung von Finanzdienstleistungen ist eine Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht nötig (laut KWG §32 Abs. 1 (BaFin), die Kommunen normalerweise nicht erhalten. Deshalb wird eine Bank benötigt, die als Mittler zwischen Kommune und Bürger fungiert. Aufgrund der aktuellen Zinslage am Markt ist ein kreditbasiertes Crowdfunding daher nicht wirtschaftlich.

4. Crowdinvesting: Diese Form ist nur für Tochterunternehmen von Kommunen möglich, wie beispielsweise Stadtwerke. Die Investoren erwerben dabei Anteile an einem Unternehmen oder einem Geschäftsmodell.

Darüber hinaus wird durch die aktive Mitgestaltung der Bürger an der eigenen Kommune das Kostenbewusstsein gestärkt und macht Finanzentscheidungen verständlicher.

Für die Sektorenkopplung eignet sich demnach das gegenleistungsbasierte Crowdfunding am besten. Da es eine wachsende Zahl an EV-Nutzern gibt, sind immer mehr Menschen daran interessiert, dass eine gute Ladeinfrastruktur in den Kommunen vorhanden ist und die Bürger könnten sich so am Aufbau der Ladeinfrastruktur beteiligen. Eine Möglichkeit ist, eine Solar-Ladestation für EV oder E-Bikes, auf der die Namen der Spender angebracht werden könnten.⁴⁶ Der Strom könnte hiermit kostenlos angeboten werden. Die Kommune kann die lokale Ladeinfrastruktur verbessern ohne dafür Geld zu investieren.

6.1.3 Dachflächenvermietung

Wollen Kommunen keine PV-Dachanlagen selber betreiben, können sie ihre Dachflächen (Verwaltungsgebäude, Schule, Sporthallen, Schwimmbäder ...) für Investoren zur Verfügung stellen und gegebenenfalls den Strom über ein vertragliches Modell günstig beziehen⁴⁷. Bei der Mietvertragsgestaltung für die Überlassung der Dachfläche sind aufgrund der besonderen Stellung der öffentlichen Hand mehrere Besonderheiten zu beachten.

⁴⁶ <https://www.w-quadrat.de/elektrotechnik/strom-ladestation/>, abgerufen am 14.12.2018 um 9:50 Uhr

⁴⁷ <https://publicus.boorberg.de/dachflaechen-fuer-solarinvestoren/>, abgerufen am 14.12.2018 um 9:40 Uhr

Die Vertragslaufzeit des Mietverhältnisses beträgt in Anlehnung an die Laufzeit der EEG-Zahlungsansprüche mindestens 20 Kalenderjahre und beginnt mit der Inbetriebnahme der PV-Anlage. Beim Mietzins bestehen zwei Gestaltungsmöglichkeiten: Entweder als fester Mietzins oder ein Mietzins in Abhängigkeit von den Einnahmen des EE-Anlagenbetreibers aus den EEG-Zahlungsansprüchen. Letzteres stellt eine Kopplung an die erzeugte Energiemenge dar, was für den Mieter/EE-Anlagenbetreiber mit einem geringeren Risiko verbunden ist.

Große PV-Anlagen werden häufig über eine Bank fremdfinanziert. Dabei werden die Anlagen als Kreditsicherheit der Bank übereignet. Hier ist zu beachten, dass das Vermieterpfandrecht bei der Vertragsgestaltung ausgeschlossen oder sein Entstehen durch geeignete Abläufe verhindert wird. Für die Instandhaltung der PV-Anlage ist der Mieter/EE-Anlagenbetreiber zuständig; für die Instandhaltung des Daches der Vermieter. Im Fall von Instandhaltungsmaßnahmen am Dach, ist es oft erforderlich, dass die PV-Anlage zumindest teilweise demontiert wird. Dadurch reduziert sich der Stromertrag der Anlage. Für solche Fälle sind besondere Regelungen im Mietvertrag zu vereinbaren, z. B. dürfen geplante Reparaturen nur in den sonnenarmen Wintermonaten durchgeführt werden oder es werden Entschädigungszahlungen an den Mieter/EE-Anlagenbetreiber vereinbart. Nach Ablauf der Vertragslaufzeit ist ein Rückbau oder die Übernahme der Anlage zu einem marktüblichen Preis möglich.

Die Auswahl, bzw. die Vergabe der Nutzungsbefugnis an dem Dach an einen potenziellen Mieter erfolgt über ein Vergabeverfahren. Über eine öffentliche Bekanntmachung informiert die öffentliche Hand über das Projekt. Danach folgt die Angebotsphase, in der interessierte Unternehmen Angebote abgeben, die zu vorab genannten Kriterien bewertet werden. Der Vertrag wird dann mit dem besten Bieter abgeschlossen.

Über die installierten PV-Anlagen können die kommunalen Elektro-Poolfahrzeuge mit lokalem EE-Strom versorgt werden.

Der finanzielle Vorteil kann auch darin bestehen, dass sie über eine Stromliefervereinbarung mit dem Mieter einen günstigeren Strombezugspreis erzielt als über einen herkömmlichen Stromversorger. Entfallen nach der Vereinbarung die Anspruchsvoraussetzungen beim EE-Anlagenbetreiber auf einen EEG-Zahlungsanspruch, dürfte das Zustandekommen der Vereinbarung davon abhängen, dass diese Einbuße ausgeglichen wird.

Ein mögliches Versorgungsrisiko sind unvorhergesehene Reparaturen der Dachflächen und damit verbundenen Stromerzeugungsausfällen oder besonders ungünstige Wetterlagen, bei denen kein kostengünstiger Solarstrom bezogen werden kann.

Praxisbeispiel	Wadersloh – Dachflächenvermietung und E-Mobilität
----------------	--

Akteure	Umweltfreundliche Energien Wadersloh eG und Gemeinde Wadersloh
---------	--

Die Umweltfreundliche Energien Wadersloh eG (UEW) hat in Wadersloh (Münsterland) auf den Dächern von 14 Gemeindegebäuden PV-Anlagen installiert. Darüber hinaus wurden zwei EV angeschafft, die an die Gemeinde vermietet werden. Die EV werden über ein Solarcarport und über die PV-Anlage des Rathauses mit eigenproduziertem Strom versorgt. Die Fahrzeuge werden in der Gemeinde für Dienstfahrten genutzt. Am Wochenende oder nach Dienstschluss stehen die Fahrzeuge den Genossenschaftsmitgliedern im Rahmen eines Car-Sharings zur Verfügung.

Dieses Beispiel zeigt, dass die Sektorenkopplung zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und E-Mobilität auch in kleineren Gemeinden umsetzbar ist und so zu einer Win-Win-Situation für die Gemeinde und die Genossenschaft führt.



Abbildung 12: Solar- und EV-Projekt der UEW in Wadersloh (Foto: UEW)



Infos: www.uew-eg.de

6.1.4 Aktuell relevante KfW-Programme

KfW-Programm Erneuerbare Energien „Standard“⁴⁸

- Relevante zugelassene Antragssteller: Körperschaften des öffentlichen Rechts, kommunale Zweckverbände, Anstalten des öffentlichen Rechts mit eigener Rechtspersönlichkeit (Natürliche Personen und gemeinnützige Antragsteller müssen einen Teil des erzeugten Stroms bzw. erzeugten Wärme einspeisen und/oder verkaufen).
- Relevante förderfähige Maßnahmen: Photovoltaik-Anlagen, Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen auf Basis fester Biomasse, Installation moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme und damit verbundene technische Nachrüstungs- und Umbaumaßnahmen.
- Contracting-Vorhaben werden mitfinanziert, sofern der Contracting-Geber die Antragsberechtigung erfüllt, das Vorhaben förderfähig ist, die Investition in seinem wirtschaftlichen Risiko liegt und er zugleich Investor und Betreiber der Anlage ist. Die Laufzeit des Contracting-Vertrages muss mindestens der Laufzeit des beantragten Kredits entsprechen.
- Kreditbetrag maximal 50 Mio. Euro pro Vorhaben.
- Ab 1,11 % effektiver Jahreszins.

KfW-Umweltprogramm

- Relevante zugelassene Antragssteller: Unternehmen, die im Rahmen einer Contracting-Vereinbarung Dienstleistungen für einen Dritten erbringen
- Relevante förderfähige Maßnahmen: Umweltfreundlicher Verkehr: Anschaffung von gewerblich genutzten Fahrzeugen mit Elektroantrieb sowie Hybridfahrzeugen mit bivalentem Antrieb; Errichtung von Ladestationen für EV
- Kreditbetrag bis zu 10 Mio. Euro pro Vorhaben
- Ab 1 % effektiver Jahreszins

⁴⁸ [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/), abgerufen am 14.12.2019 um 9:30 Uhr

6.2 Bürgerenergiegenossenschaften

Eine mögliche Kooperation zwischen Stadtwerken und einer Bürgerenergiegenossenschaft⁴⁹ könnte so umgesetzt werden, dass das regionale Stadtwerk einen Wind- und/oder Solarpark errichtet und nach Inbetriebnahme Anteile hieran an Bürgerenergiegenossenschaften, Kommunen und kommunale Partner anbietet. Die Höhe der Anteilsabgabe kann individuell gestaltet werden. Durch diese Maßnahme erhält das Stadtwerk freie Liquidität für neue Projekte und erhöht die Akzeptanz in der Bevölkerung. Zudem stärkt die Genossenschaft die Kundenbindung, hilft neue Kunden zu gewinnen und sichert die Absatzmärkte der Stadtwerke. Eine weitere Möglichkeit ist eine direkte Beteiligung an den Stadtwerken. Die Bürgerenergiegesellschaft kauft dabei direkt Anteile an den Stadtwerken, die dadurch freie Liquidität erhält.

49 https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/444.VKU_AEE_Broschue-re_Buergerbeteiligung.PDF, abgerufen am 14.12.2018 um 10:00 Uhr

6.3 Gründung von Zweckgesellschaften zur zentralen Beschaffung und Unterhaltung von elektrischen ÖPNV-Fahrzeugen

Praktiziert wird diese Idee im Bereich der Elektrobusse bei der Beschaffung von Brennstoffzellenbussen in den Niederlanden. Hierbei wird von dem regionalen Verkehrsverbund eine Leasinggesellschaft gegründet, welche die Brennstoffzellenbusse anschafft.⁵⁰ Die Inhaber der einzelnen Linienkonzessionen können dann für den Betrieb der Linien, auf denen der Einsatz von BZ-Busse vorgesehen ist, die Fahrzeuge vom Verkehrsverbund zu einem Festpreis mieten. Dadurch müssen die Verkehrsbetriebe nicht das wirtschaftliche Risiko eingehen, teure BZ-Busse anzuschaffen. Zudem sind die Konzessionsdauern in der Regel kürzer als die Abschreibungszeit der Busse, wodurch das Risiko besteht, nach Ablauf der Konzession ohne Folgekonzession die BZ-Busse nicht weiter wirtschaftlich einsetzen zu können. Die Wartung der BZ-Busse ist durch den Leasingvertrag abgedeckt. Zudem kann auch beispielsweise ein Wasserstofflieferant, welcher die nötige Infrastruktur und den Brennstoff liefert, mit einbezogen werden. Vorteilhaft hierdurch ist die Risikoverteilung auf mehrere Teilnehmer im Verkehrsverbund und die Stärkung der Verhandlungsmacht gegenüber Herstellern für günstigere Beschaffungskonditionen. Dabei kann dieser Zweckverband entweder der öffentlichen Hand gehören oder aber auch im Besitz von privaten Investoren sein. Für eine Gesellschaft in privater Hand spricht, dass hierdurch weitere Investoren akquiriert werden können.

Ein vergleichbares Modell verfolgt die Landesnahverkehrsgesellschaft Niedersachsen mbH (LNVG) im Bereich des Schienenpersonennahverkehrs (SPNV). Die LNVG ist eine 100%ige Tochter des Landes Niedersachsen und ist zuständig für den SPNV (ganz Niedersachsen mit Ausnahme von Region Hannover und Braunschweig) und den ÖPNV (ganz Niedersachsen). Die Aufgaben sind die Konzeption, Planung und Bestellung von Verkehrsleistungen, die Durchführung von Wettbewerbs- und Vergabeverfahren sowie die Finanzierung des ÖPNV und die Vergabe von Fördermitteln.⁵¹

Die Besonderheit bei diesem Verkehrsverbund besteht darin, dass ein eigener Fahrzeugpool (hauptsächlich Regionalzüge) aufgebaut wurde (Eigentümer von 383 Fahrzeugen). Die Fahrzeuge werden an die Eisenbahnverkehrsunternehmen, welche die Verkehrsausschreibung gewonnen haben, streckenbezogen vermietet. Ziel dieser Strategie ist, dass für potenzielle Betreiber annähernd gleiche Startbedingungen geschaffen werden. Dies führt zu einer Erleichterung des Markteintritts für neue Marktteilnehmer und damit zu geringeren Zuschüssen durch das Land, aufgrund eines funktionierenden Wettbewerbs. Zudem werden die Kosten des Verkehrsunternehmens durch verkürzte Abschreibungskalkulationen reduziert (kein Risiko für

⁵⁰ https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Strategies_%20for_joint_procurement_of_FCbuses_final_report.pdf, abgerufen am 14.12.2018 um 10:10 Uhr

⁵¹ https://www.lnvg.de/spnv/fahrzeugefahrzeugpool/fahrzeugpool/?no_cache=1&L=LKAAnsprechpartnerin, abgerufen am 14.12.2018 um 10:45 Uhr

das Eisenbahnverkehrsunternehmen bezüglich Fahrzeugverwendung nach Vertragsende). Weitere Vorzüge sind Zinsvorteile (keine Kapitalzinsen wegen Finanzierung durch Regionalisierungsmittel), günstigere Fahrzeugpreise durch eine größere Beschaffungstückzahl im Vergleich zu teilnetzspezifischen Beschaffungen durch den jeweiligen Betreiber und Wettbewerbsgewinne durch eine vorgezogene Betriebsaufnahme aufgrund einer frühzeitigen Fahrzeugbestellung (bis zu zwei Jahre früher).

Somit kann der gesamte Beschaffungsprozess rationalisiert und Mehrerlöse durch Fahrgaststeigerungen, aufgrund des Einsatzes neuer, komfortabler und technisch zuverlässigerer Fahrzeuge, generiert werden.

Aktuell werden 30 neue Doppelstockzüge mit einem Investitionsvolumen von 200 bis 300 Mio. Euro beschafft. Diese sollen bis Ende 2023 einsatzbereit sein.⁵² Des Weiteren sollen ab Dezember 2021 auf nicht-elektrifizierten Strecken 14 Brennstoffzellenzüge eingesetzt werden.⁵³

Diese Methode zum Erwerb von Regionalzügen ließe sich auch auf die Beschaffung von Brennstoffzellen- und Batteriebusen übertragen, da sie auch ein hohes Investitionsvolumen aufweisen, die Verkehrsbetriebe häufig nicht ausgeben wollen/können.

52 <http://www.haz.de/Nachrichten/Wirtschaft/Niedersachsen/Schienennahverkehr-Land-Niedersachsen-investiert-in-neue-Zuege>, abgerufen am 14.12.2018 um 10:45 Uhr

53 https://www.lnvg.de/file-admin/user_upload/Pressemitteilungen/2017/2017-11-09.pdf, abgerufen am 14.12.2018 um 10:45 Uhr

6.4 Öffentlich-Private-Partnerschaften

Öffentlich-Private-Partnerschaften (ÖPP, synonym Public Private Partnership – PPP) beschreibt die Zusammenarbeit von Verwaltungen, Gremien oder Unternehmen der öffentlichen Hand mit der privaten Wirtschaft, wobei Aufgaben, die in der Zuständigkeit von Kommunen, der Länder oder des Bundes liegen, von dem privaten Unternehmen übernommen werden.⁵⁴

Hierbei werden grundsätzlich zwei Kategorien unterschieden:

- **Vertrags-ÖPP:** Diese werden in überwiegenden Fällen projektbezogen durchgeführt und können unter anderem als Dienstleistungs- und Erfüllungsaufträge (z. B. Entsorgung), komplexe juristische Verträge (z. B. Mietkauf/Leasingmodelle) oder Kooperationsvereinbarungen (z. B. Betreibermodelle im Wasser- und Abwasserbereich) realisiert werden.
- **Organisations-ÖPP (Institutionalisierte ÖPP):** Dabei können sich private Unternehmen einerseits an bereits bestehende öffentlich/kommunale Unternehmen (z. B. an Stadtwerken) beteiligen oder andererseits ein gemeinsames Unternehmen (z. B. zur Erschließung, Vermarktung und Betrieb von Wohn- und Gewerbeprojekten) gründen.

Eine mögliche Umsetzungsoption für Kommunen ist der Neubau oder die Bereitstellung von vorhandenen Parkplatzflächen für neue Ladeinfrastruktur durch ein privates Unternehmen. Diese Ladesäulen könnten von einer PV-Anlage auf einem öffentlichen Gebäude gespeist werden. Stehen diese Flächen nicht zur Verfügung kann auch eine Dachkonstruktion mit PV-Anlage über dem Parkplatz installiert werden. Um Produktions- oder Verbrauchsspitzen abzufangen, lässt sich ein Batteriespeicher einbauen. Die erzielten Einnahmen aus dem Stromverkauf könnten dann mit den Zahlungen der Kommune an den Investor verrechnet werden. Somit ist dem Investor eine Rendite in vorher festgelegter Höhe sicher und die Kommune zahlt umso weniger, je mehr Kunden die Anlage nutzen. Je nach Begebenheit lassen sich verschiedene Vertragsmodelle anwenden. Die gebräuchlichsten Modelle sind⁵⁵:

⁵⁴ <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/oeffentlich-private-partnerschaften-oepp-54537>, abgerufen am 14.12.2018 um 9:45 Uhr

⁵⁵ Finanzverwaltung NRW: Public Private Partnership - Wirtschaftlichkeitsuntersuchung bei PPP-Projekten, April 2017

1. **Erwerbermodell:** Der private Auftragnehmer übernimmt auf einem in seinem Eigentum stehenden Grundstück Planung, Bau, Finanzierung und den Betrieb des Projektgegenstandes, der von der öffentlichen Hand und Privatpersonen genutzt werden kann. Die Laufzeit beträgt in der Regel 20 Jahre. Zum Vertragsende geht das Eigentum auf den öffentlichen Auftraggeber über. Das Entgelt besteht in einer regelmäßigen Zahlung an den Auftragnehmer.

- 2. Inhabermodell:** Dies entspricht grundsätzlich dem Erwerbermodell mit dem Unterschied, dass der Projektgegenstand auf dem Grundstück der öffentlichen Hand liegt. Dem privaten Auftragnehmer wird während der Betriebsphase ein umfassendes Nutzungs- und Besitzrecht an dem Projektgegenstand eingeräumt, damit er eine Rechtsgrundlage für die vereinbarten, eigenständig durchgeführten Tätigkeiten in der Betriebsphase erhält.
- 3. Leasingmodell:** Der private Auftragnehmer übernimmt Planung, Bau, Finanzierung und Betrieb der Anlage, jedoch besteht im Gegensatz zum Erwerbsmodell keine Verpflichtung zur Übertragung des Eigentums am Ende der Vertragslaufzeit. Der Auftraggeber besitzt das Optionsrecht den Projektgegenstand entweder zurückzugeben oder zu einem vorab fest kalkulierten Restwert zu erwerben. Als Nutzungsentgelt zahlt der Auftragnehmer regelmäßige Raten („Leasingraten“) an den Auftragnehmer.
- 4. Mietmodell:** Dies entspricht weitestgehend dem Leasingmodell, aber ohne Kaufoption zu einem zuvor festgelegten Kaufpreis.
- 5. Contractingmodell:** Das Modell beschreibt Bauarbeiten und betriebswirtschaftliche Optimierungsmaßnahmen von bestimmten technischen Anlagen oder Anlagenteilen durch den Auftragnehmer in einem Gebäude des öffentlichen Auftraggebers. Die Laufzeit beträgt 5 bis 15 Jahre und das Entgelt besteht aus regelmäßigen festgesetzten Zahlungen.
- 6. Konzessionsmodell (Dienstleistungskonzession):** Bei diesem Modell verpflichtet sich der Auftragnehmer, eine bestimmte Leistung auf eigenes wirtschaftliches Risiko unmittelbar an den Bürger zu erbringen. Im Gegenzug erhält er das Recht, seine Kosten über Entgelte oder Gebühren von Nutzern zu finanzieren, mit denen er in vertraglicher Beziehung steht.
- 7. Gesellschaftsmodell:** Hierbei werden öffentliche Aufgaben, wie die Finanzierung und Durchführung eines Infrastrukturprojekts, auf eine Objektgesellschaft übertragen. Dabei ist der öffentliche Partner, neben einem oder mehrerer privaten Unternehmen/Bürger, an der Gesellschaft beteiligt. Diese Vereinbarung kann mit weiteren ÖPP-Vertragsmodellen kombiniert werden. Vorteilhaft ist hier, dass das kommunale Unternehmen so Gewinne erwirtschaften kann und darf.

Die Kommune hat bei dieser Projektdurchführung mit ÖPP den Vorteil, dass der Ausbau der Ladeinfrastruktur so deutlich beschleunigt werden kann, ohne dass die Kommune selbst eine hohe Summe investieren zu müssen. Viele private Unternehmen sind aufgrund der unsicheren Markt- und Umsatzprognose für das Betreiben von Ladesäulen noch zögerlich. Durch eine vorher festgelegte Rendite kann dies

vermieden werden. Zudem ist es ein deutlicher Imagegewinn für die Kommune, da sichergestellt wird, dass der Strom zu 100 Prozent erneuerbar und lokal erzeugt wurde. Bei besonders hoher Auslastung der Anlage könnten für die Kommune sehr geringe bis gar keine Kosten entstehen. Die Bereitstellung von öffentlichen Ladepunkten bietet gerade für Bürger, die über keinen eigenen Stellplatz am Haus oder in der Nähe des Hauses verfügen, eine Möglichkeit ihr Fahrzeug zu laden, da öffentliche Grundstücke häufig auch in innenstadtnahen Stadtvierteln liegen. Somit könnte die Zahl der EV-Nutzer weiter gesteigert werden und die Luftqualität weiter verbessert werden.

Die Kommune trägt das finanzielle Risiko bei der Nicht- oder Geringnutzung der Anlage sowie bei der Insolvenz des Auftragnehmers.

7 Technologien und Rahmenbedingungen der Sektorenkopplung

7.1 Sektorenkopplung Verkehr und Strom (Power-to-Mobility)

Mit einem EV werden die Sektoren Verkehr und Strom gekoppelt. Durch den Einsatz von Strom als Antriebsenergie von EV werden konventionelle Kraftstoffe im Verkehrssektor durch ein deutlich effizienteres System als die Verbrennungsmotortechnologie ersetzt. Dieselmotoren haben einen Wirkungsgrad von maximal etwa 45 %. Elektromotoren haben einen Wirkungsgrad von über 90 %. Auch die zu EV dazugehörige Elektronik und der Batteriespeicher erreichen Wirkungsgrade von über 90 %. Betrachtet man die gesamte Tank-to-Wheel (Vom Laden/Tanken bis zum Antriebsrad) Energiekette, dann liegt der Gesamtwirkungsgrad von EV bei über 70 % und bei Diesel- und Benzinfahrzeugen zwischen 23 bis 28 %.⁵⁶ Damit sind EV deutlich effizienter als Benzin oder Dieselantriebe.

In Abbildung 13 ist die CO₂-Bilanz für Fahrzeuge mit unterschiedlichen Energieträgern in der Well-to-Wheel Betrachtung aufgeführt, d. h. von der Energiequelle bis

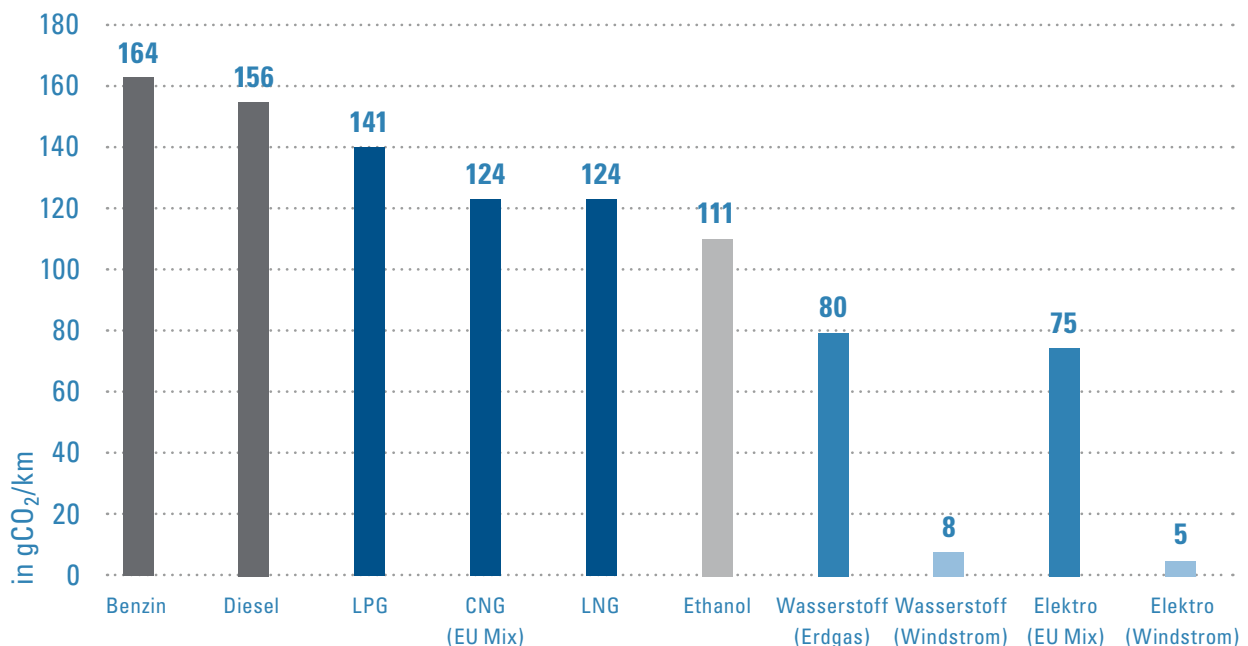
⁵⁶ R. Haas, M. Kloess: Entwicklung von Szenarien der Verbreitung von Pkw mit teil- und voll-elektrifiziertem Antriebsstrang unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen – ELEKTRA, TU-Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (EEG), 2009

⁵⁷ <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/03/NG-84.pdf>



Abbildung 13: CO₂-Bilanz unterschiedlicher Energieträger (Datenquelle: Oxford Institute for Energy Studies⁵⁷)

Well-to-Wheel



zum Antriebsrad. Darin ist zu erkennen, dass sich der CO₂-Ausstoß mit EV deutlich reduzieren lässt. Im Vergleich zum Diesel stößt ein EV nur etwa die Hälfte an CO₂ pro km aus, wenn der EU-Strommix zugrunde gelegt wird. Durch die direkte Nutzung von physikalischem Windstrom anstatt des Strommixes wird die CO₂-Bilanz gegenüber konventionellen Kraftstoffen nochmals deutlich verbessert. Öffentliche Ladestationen werden heutzutage bereits nahezu ausschließlich bilanziell mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt. Da für die Produktion der EE-Anlagen zum Teil fossile Energieträger zum Einsatz kommen, ist der CO₂-Anteil von Windstrom bei der Betrachtung der Gesamtbilanz nicht generell gleich Null.

Sektorenkopplung funktioniert am effizientesten in einem intelligenten Netz, einem sogenannten Smart Grid. In diesem kommunizieren und interagieren regenerative Energieerzeugungsanlagen mit steuerbaren Verbrauchern wie EV oder Stromspeichern. Durch die intelligente Steuerung des Ladevorgangs kann sichergestellt werden, dass zu Zeiten mit einer hohen regenerativen Stromeinspeisung geladen wird. Dadurch kann der Bedarf von Strom aus fossilen Kraftwerken reduziert und der Ausnutzungsgrad der erneuerbaren Energieanlagen gesteigert werden, da weniger EE-Anlagen aufgrund von fehlender Stromnachfrage gedrosselt werden müssen. Innerhalb des Smart Grids dient das Energiemanagementsystem der Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, elektrischen Verbrauchern und dem Netz. Gleichzeitig führt eine netzdienliche Steuerung der Verbraucher zu einer Entlastung der elektrischen Netze.

Auf Gebäudeebene kann die Sektorenkopplung dazu führen, dass weniger Energie über die Verteilnetze transportiert werden muss. Durch PV-Dachanlagen erzeugter Ökostrom auf kommunalen Gebäuden kann direkt physikalisch genutzt werden. Er kann zur Versorgung der Ladestation am Gebäude für das Laden der EV von Mitarbeitern und Bürgern verwendet werden. Eine Einspeisung in das Verteilnetz entfällt. Nur, wenn nicht genügend Solarstrom zur Verfügung steht, wird Strom aus dem Netz bezogen, um die Versorgungssicherheit, auch der EV, sicherzustellen.

7.1.1 Bedeutung der Elektromobilität für die Stromversorgung

EV sind aus technischer Sicht Stromverbrauchseinheiten. Wenn ein EV mit dem Stromversorgungssystem verbunden wird, dann lädt es mit der maximal zulässigen Leistung. Die Ladeleistung hängt von der Leistung des Ladepunkts und dem Zustand der Batterie ab. Manche Fahrzeuge lassen einen zeitgesteuerten Ladebeginn zu. Aus Sicht des Stromnetzes ist es sinnvoll, das Laden eines EV zu einer Zeit stattfinden zu lassen, in der wenige Verbraucher aktiv sind und das Stromangebot vergleichsweise hoch ist, was z. B. nachts der Fall ist. In diesem Fall wird von einer Lastverschiebung gesprochen.

Ein einzelnes EV stellt in der Regel für die Stromversorgung kein Problem dar, solange es als einziger Verbraucher an einer separat abgesicherten Leitung angeschlossen ist. Die steigende Verbreitung der Nutzung von hoher Ladeleistung und das gleichzeitige Laden der EV haben einen wesentlichen Einfluss auf die Stromversorgung, was einen zukünftigen Ausbau der Erzeugungs- und Netzkapazitäten erfordert. Deshalb wird es wichtig sein, bei einer großen Anzahl von EV die Ladeleistung intelligent zu verteilen. Dies kann in Zukunft durch die Digitalisierung der Energieversorgung mit sogenannten Smart Grids erfolgen. Durch vermehrte Messungen des Netzzustands und der intelligenten Ladeinfrastruktur können mit Smart Grid Techniken die Ladeleistungen bedarfsgerecht verteilt werden. EV werden chronologisch nach benötigtem Zeitpunkt geladen, sodass Fahrzeuge mit einer früheren Nutzung in einem frühen Zeitfenster geladen werden. Später benötigte EV werden in einem späteren Zeitfenster geladen, um das Stromnetz mit geringeren Ladeleistungen nicht zu überlasten. Des Weiteren können die Ladephasen in Zeiten mit geringen Strompreisen und hoher EE Einspeisung verschoben werden. Hierbei handelt es sich nicht mehr nur um eine Lastverschiebung, sondern die EV stellen flexible Lasten dar, deren Ladeleistung situationsabhängig gesteuert werden kann. Pkw stehen zu 95 % ihrer Zeit⁵⁸, benötigen Strom gleichmäßig über das ganze Jahr hinweg und sind deshalb sehr gut zur Lastverlagerung geeignet.

Flexible Lasten stellen gerade als Gegenstück zur Stromerzeugung aus fluktuierenden Energiequellen, wie Wind und PV, eine sinnvolle Ergänzung im Energiesystem dar. Das EV kann dynamisch reagieren und seine Ladeleistung an das Energieangebot anpassen. Schatten von Wolken können die Leistung von PV-Anlagen innerhalb kürzester Zeit einbrechen lassen und böiger Wind kann zu starken Schwankungen der Leistung von Windkraftanlagen (WEA) führen. Es kommt vor, dass EE-Quellen mehr Strom produzieren, als das Stromnetz aufnehmen, bzw. weiterleiten kann. Dann müssen einzelne EE-Anlagen gedrosselt oder sogar ganz abgeschaltet werden, um die Netzstabilität nicht zu gefährden. In solchen Fällen könnten flexible Lasten, wie z. B. EV in einem Smart Grid, mehr Leistung aus dem Netz beziehen, damit EE-Anlagen weiterhin mit maximaler Leistung Strom produzieren können. Es können auch Energiespeicher den überschüssigen Strom aufnehmen, etwa Batteriespeicher oder Power-to-Gas-Anlagen, die beispielsweise leicht speicherbaren Wasserstoff produzieren. Mit dem in 2016 wegen Netzüberlastung nicht produzierten Strom von EE-Anlagen im Umfang von ca. 3,7 TWh⁵⁹, hätten rechnerisch EV mit einem Verbrauch von 20 kWh/100 km etwa 18,5 Mrd. km fahren können. Diese Strommengen könnten mit einer sehr großen Anzahl an EV aufgenommen werden, welche an das Stromnetz angeschlossen werden müssen, wenn sie nicht gefahren oder benötigt werden. Über den Netzanschluss hinaus müssen sie sich ebenfalls in räumlicher Nähe zu den von der Abschaltung bedrohten EE-Anlagen befinden, da sonst Engpässe bei den Stromtransportkapazitäten zu den EV entstehen könnten.

⁵⁸ <https://www.sueddeutsche.de/auto/mobilitaet-stehzeuge-in-bewegung-1.3683700>, abgerufen am 19.04.2019 um 23:15 Uhr

⁵⁹ Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2017; Dez. 2017

Im Zusammenhang mit der Elektromobilität wird auch viel darüber diskutiert, dass die elektrischen Verteilnetze nicht ausreichend dimensioniert sind und somit für eine sehr große Anzahl an EV ein relevanter Netzausbaubedarf besteht.⁶⁰ Um die Erwartung zu erfüllen, jederzeit und überall mit hoher Leistung das EV laden zu können, müssten elektrische Netze parallel zur Zunahme an EV ausgebaut werden. Alternativ kann, wenn von der Erwartung immer mit der maximalen Leistung laden zu wollen abgerückt wird, der Netzausbaubedarf deutlich verringert werden. Dabei kann trotzdem, durch die Funktionalität eines Smart Grids, den Nutzern garantiert werden, dass ihr EV bis zur nächsten Nutzung ausreichend geladen wird. Für den Nutzer spielt es dann keine Rolle, wann und wie schnell das EV geladen wurde.

In einer Studie des Beratungsunternehmens Oliver Wyman in Zusammenarbeit mit der TU München⁶¹ wurde festgestellt, dass ohne Netzausbau und ohne Flexibilisierung des Ladevorgangs ab 2032 einer Überlastung des elektrischen Netzes zu erwarten ist. Wenn aber mindestens 92,5 % der EV flexibel geladen werden, dann kann auch bei einer EV-Quote von 100 % auf einen flächendeckenden Netzausbau verzichtet werden. Es existieren viele Studien zu diesem Thema, die jeweils zu leicht unterschiedlichen Ergebnissen kommen. Festzuhalten bleibt aber, dass bei moderater EV-Durchdringungsrate und niedriger Ladeleistung die Netze bereits ausreichend dimensioniert sind. Erst ab mehr als 30 % EV und hohen Ladeleistungen entsteht ein wesentlicher Ausbaubedarf der Netze. Langfristig werden die Netze, ohne eine intelligente Verteilung der Ladeleistung von EV bei hohen Durchdringungsraten und hoher Ladeleistung, an ihre Leistungsgrenze stoßen. Bei steigender EV-Anzahl kann durch ein intelligent gesteuertes Netz der Netzausbau an einigen Stellen vermieden oder auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden. Aufgrund der verschiedenen Bedingungen in jedem Verteilnetz ist eine lokale Analyse notwendig, um die entsprechende Maßnahme, Netzausbau oder eine intelligente Steuerung, zu identifizieren. Beides wird parallel erfolgen. Die Kosten dafür werden über die Netzentgelte an alle Nutzer verteilt, bzw. bei Anschlussleistungen über 30 kW über den Baukostenzuschuss zum Teil dem Anschlussnutzer in Rechnung gestellt.

Bei direkter Kopplung von Gebäude-PV-Anlagen mit einer Ladestation für EV wird ein Versorgungsnetz nur dann benötigt, wenn die PV-Anlage keinen Strom zum Laden des EV liefern kann. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von PV-Dachanlagen auf Gebäuden wird umso attraktiver, je mehr vom PV-Strom auch selber genutzt und nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird. Durch die Einbindung von EV als gesicherte Abnehmer kann der Eigenstromverbrauch deutlich erhöht und damit auch die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage gesteigert werden. Ein EV mit durchschnittlicher Nutzung verdoppelt in etwa den Stromverbrauch eines durchschnittlichen Zwei-Personen Haushalts⁶².

⁶⁰ <https://www.heise.de/tp/features/Sorgen-E-Mobile-fuer-den-Zusammenbruch-des-Stromnetzes-3811984.html>, abgerufen am 02.02.2019 um 18:55 Uhr

⁶¹ Oliver Wyman, TU München: Blackout – E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck; 2018

⁶² https://energiertools.ea-nrw.de/_database/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf, abgerufen am 14.12.2018 um 12:50 Uhr

Durch eine räumliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch lassen sich zudem die Leitungs- und Wandlungsverluste minimieren, was den Effizienzgedanken unterstützt. Um die Elektromobilität im höchsten Maße effizient und nachhaltig zu gestalten, ist es am sinnvollsten, lokal erzeugte Energie aus regenerativen Quellen zum Aufladen von EV zu nutzen.

7.1.2 Potenzial der erneuerbaren Energien

In Diskussionen zur Elektromobilität kommt zwangsläufig die Frage auf, wo der Strom zum Laden aller EV herkommen soll, da durch die Elektromobilität der Strombedarf deutlich ansteigen wird.

Eine mögliche Antwort auf die Frage nach der Stromverfügbarkeit liefert eine Studie der Boston Consulting Group (BCG) und Prognos aus dem Jahr 2018⁶³, in der ein Ausbaupotenzial erneuerbarer Energien in Deutschland in Höhe von 800 TWh ermittelt wurde. Beim Klimapfad, der bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95 % zum Ziel hat, lässt sich somit die erforderliche Nettostromerzeugung von 715 TWh aus inländischen EE bereitstellen. Für den Verkehrssektor ermittelt die Studie einen Stromverbrauch von 88 TWh. Die Studie geht bei ihren Prognosen von einem Bestand von 33 Mio. elektrischen Pkw, 0,4 Mio. (teil-)elektrische Lkw und 8.000 km Lkw-Oberleitungen auf Autobahnen aus.

Diese Studie von BCG und Prognos ist nur eine unter vielen, die sich mit der vollständigen Umstellung der Stromversorgung in Deutschland mit Fokus auf erneuerbaren Quellen befassen. Auch wenn die Zahlen anderer Studien teilweise stark von denen der Studie der BCG abweichen, so ist zu erkennen, dass für die klimapolitische Zielerreichung eine weitergehende Elektrifizierung des Verkehrssektors unter Ökologie- und Effizienzgesichtspunkten dringend notwendig ist. Generell gilt es, die Potenziale der EE möglichst vollumfänglich auszuschöpfen und im Verkehrssektor Strom aus EE als Antriebsenergie zu nutzen. Hier spielen vor Ort die Kommunen und die kommunalen Unternehmen eine wichtige Rolle, die eine Vorbildrolle einnehmen und ausgezeichnete Voraussetzungen haben, eine aktive Rolle bei der Sektorenkopplung im Bereich Strom und Verkehr zu übernehmen.

63 Boston Consulting Group, Prognos: Klimapfade für Deutschland, Januar 2018

Abbildung 14: Ausbaupotenzial erneuerbarer Energien in Deutschland (Quelle: BCG und Prognos⁶³)

Technologie	Stromerzeugung in 2050 (TWh)					bei Potenzialausschöpfung
	Referenz	80 %- Pfad	95 %- Pfad	Realisierbares Potenzial	Technisches Potenzial	
PV Dachanlagen	59	75	86	78–130*	200	Nutzungskonkurrenz mit Solarthermie Hohe PV-Einspeisung passt schlechter zum Verbrauch als Wind
PV Freifläche	20	25	28	140**	4.500	Nutzungskonkurrenz mit Ackerfläche, Naherholung, Großsolarthermie
Wind Onshore	176	204	215	240***	2.900	Akzeptanz Bevölkerung Flächennutzungspläne Abstandsregelungen (z. B. 1.500 m NRW-Koalitionsvertrag)
Wind Offshore	96	172	258	300****	500	Akzeptanz Bevölkerung Konkurrenz mit Schifffahrt, Fischerei
Gesamt	352	476	587	~800	7.800	

* Annahme: Geeignete Dachflächen; mit/ohne Flächenkonkurrenz Solarthermie
 ** 0,7 % der Fläche DE
 *** Bebauung von 1 % der Fläche DE (von gesamt 2 % mit 1.500m Wohnflächenabstand; Abschlag von 50 % wurde angenommen, da nicht alle diese Flächen für Windkraft geeignet sind oder vertraglich zur Verfügung stehen werden)
 **** Offshore-Potenzial auf den genehmigten und in der Entwicklung befindlichen Flächen für Wind Offshore

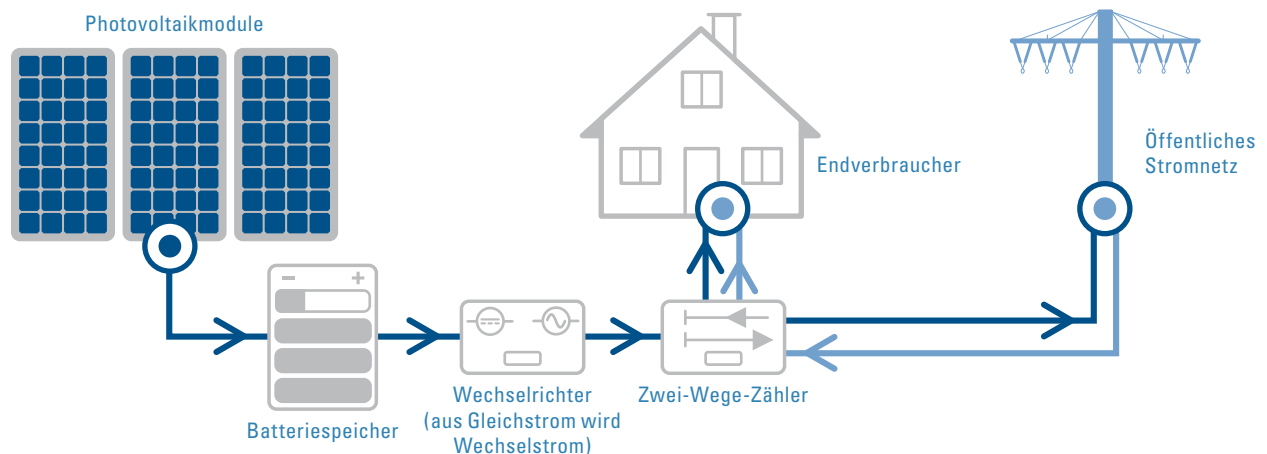
Quelle: Bundesverband WindEnergie, UBA, Potenzial der Windenergie an Land (2012); BVG Associates/WindEurope, Unleashing Europe's offshore wind potential (2017); Prognos; BCG

7.2 Technologien zu Stromversorgung mittels erneuerbaren Energien

7.2.1 Photovoltaik

Photovoltaik (PV) Anlagen wandeln mittels Solarzellen einen Teil der einfallenden Sonnenstrahlung in Gleichstrom um und sind somit eine Quelle für Strom aus erneuerbarer Energie, hier bezeichnet als Solarstrom. Um den Solarstrom mit den gängigen elektrischen Geräten nutzen zu können, muss mit einem Wechselrichter der Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt werden. Wenn der Solarstrom ins öffentliche Verteilnetz eingespeist werden soll, dann wird ein zusätzlicher Stromzähler benötigt, da der eingespeiste Strom mit einem anderen Betrag vergütet wird als der vom Netz bezogene Strom. Überschüssiger Strom kann aber auch in einem Batteriespeicher zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt verwendet werden, um den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu reduzieren. Abbildung 15 zeigt schematisch den Stromfluss in einem Gebäude-PV-System mit Netzanschluss.

Abbildung 15: Einspeisung einer PV-Anlage, mit Batteriespeicher, für den Eigenverbrauch und in das Verteilnetz

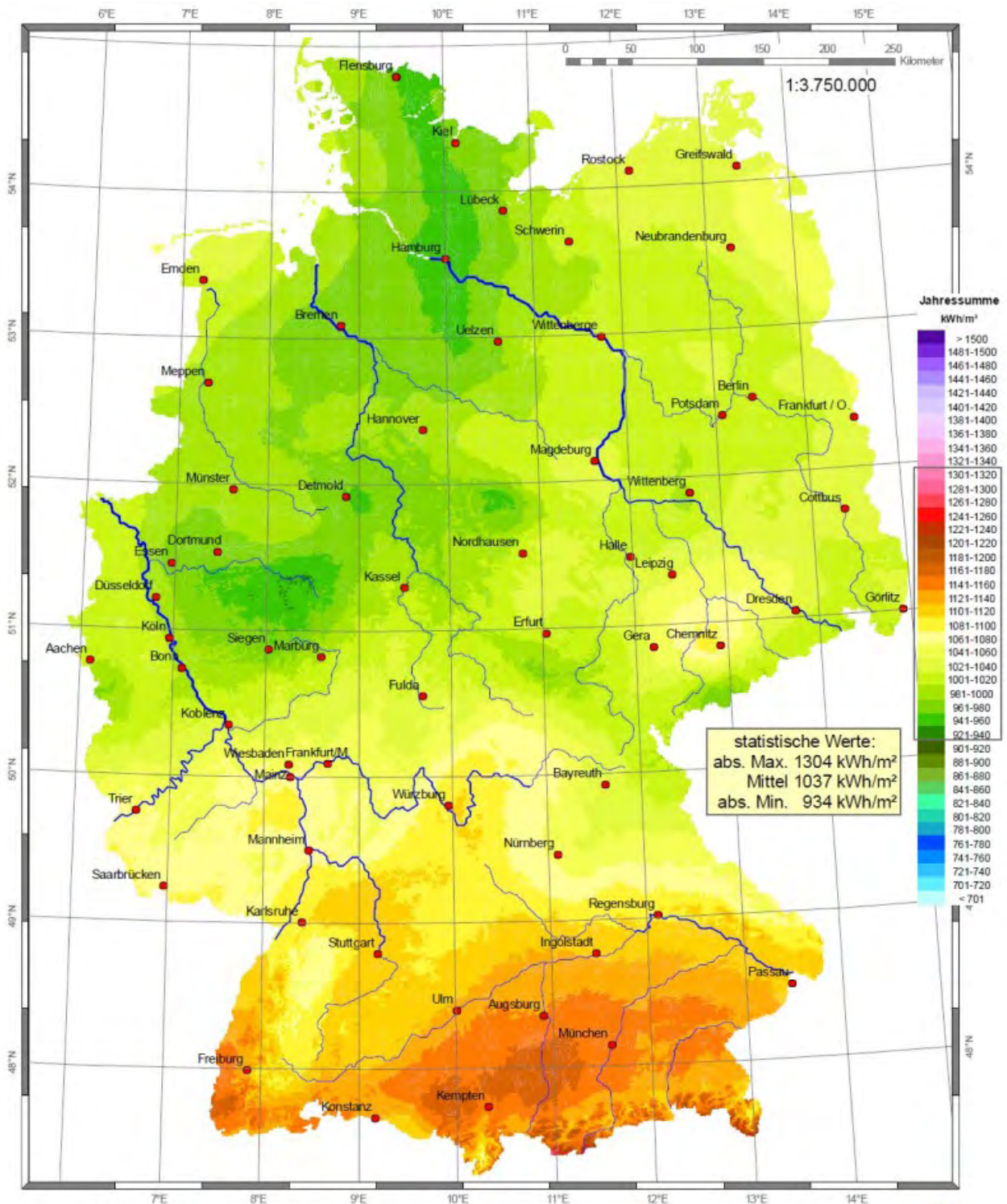


Je nach Einstrahlung sind in Deutschland bei optimaler Ausrichtung der PV-Anlage spezifische Erträge um 900-950 kWh/kWp⁶⁴ und in sehr sonnigen Gegenden über 1.000 kWh/kWp Stromerzeugung möglich. Pro Quadratmeter eines PV-Moduls entspricht dies ca. 150 kWh, bei Hochleistungsmodulen ca. 180 kWh. Abbildung 16 zeigt die Verteilung der Solarstrahlung in Deutschland. Mit ca. 20 qm optimal ausgerichtete Modulfläche kann rechnerisch so viel Solarstrom produziert werden, dass ein EV mit einem Verbrauch von 20 kWh/100 km etwa 15.000 km weit fahren kann.

Im Jahr 2016 deckten die PV-Anlagen in Deutschland mit einer geschätzten Stromerzeugung von 38,3 TWh ca. 7,4 % des deutschen Netto-Stromverbrauchs. An

⁶⁴ kWp = Kilowatt peak: Eine Solarzelle mit 1 kWp leistet bei einer Sonneneinstrahlung von 1.000 W/m² und einer Umgebungstemperatur von 25 °C genau 1 kW

Abbildung 16: Karte der Solarstrahlung in Deutschland (Quelle: DWD)



Wissenschaftliche Bearbeitung:
 DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, Pf 30 11 90, 20304 Hamburg
 Tel.: 040 / 66 90-19 22; eMail: klima.hamburg@dwd.de



sonnigen Werktagen konnte PV-Strom zeitweise bis zu 35 %, an Sonn- und Feiertagen bis zu 50 % des momentanen Stromverbrauchs abdecken. Ende 2016 waren in Deutschland 41 GW, verteilt auf 1,5 Mio. PV-Anlagen installiert. Eine hohe PV-Anlagendichte in einem Niederspannungsnetzabschnitt kann an sonnigen Tagen dazu führen, dass die Stromproduktion den Stromverbrauch in diesem Abschnitt übersteigt. Dann muss der Strom in das Mittelspannungsnetz weitergeleitet werden. Bei einer Stromüberproduktion müssen PV-Anlagen gedrosselt oder abgeschaltet werden. Die potenzielle PV-Anlagenleistung wird dann nicht genutzt, wenn ein Stromverbrauch vor dem Netz nicht möglich ist. Batteriespeicher können in solchen Situationen Abhilfe schaffen. Sie speichern den im Moment der Erzeugung nicht nutzbaren Strom und stellen ihn zeitlich verschoben bei Stromnachfrage wieder zu Verfügung.

Potenziale für PV-Strom in den einzelnen Bundesländern haben teilweise die Landesregierungen untersucht und veröffentlicht, siehe z. B. Energie-Atlas Bayern⁶⁵, Energieatlas NRW⁶⁶ usw. Für viele Gemeinden existieren bereits Solardachkataster, in denen für konkrete Gebäude dargestellt ist, in wie fern sich eine Dachfläche für die Installation einer PV-Anlage lohnt. Die Europäische Kommission stellt über das Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)⁶⁷ ebenfalls Informationen zum Solarpotenzial bereit.

PV-Aufdachanlagen

Kommunen können die Dachflächen von Rathäusern, Schulen, Schwimmbädern, technischen Betriebshöfen und weiteren kommunalen Gebäuden für die Installation von PV-Dachanlagen nutzen (Abbildung 17). Private PV-Aufdachanlagen verfügen

Abbildung 17: PV-Dachanlage auf einer Grundschule in Altenberg (Foto: C. Gebhardt, Lizenz: CC0)

⁶⁵ www.energieatlas.bayern.de

⁶⁶ www.energieatlas.nrw.de

⁶⁷ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>



Abbildung 18: Solar Carport mit integrierter Ladestation (Foto: Honda)

meist über eine installierte Leistung im niedrigen kW-Bereich, bei gewerblichen oder kommunalen PV-Dachanlagen sind sogar mehrere MW möglich, wenn ausreichend Dachflächen zur Verfügung stehen. Die Installationskosten bei Flachdächern sind aufgrund der zusätzlichen Ständerkonstruktion deutlich höher. Kritisch bei Dachinstallationen ist die Frage, ob das Dach für die mechanische Belastung durch eine PV-Anlage geeignet ist. Dies sollte vorab durch einen Fachmann geprüft werden.

2006 betrug der Nettopreis für eine schlüsselfertige PV-Dachanlage rund 4.700 € pro kW, 2016 ist der Preis bereits auf 1.300 € pro kW installierte Leistung gesunken und es wird ein fortlaufender Trend erwartet. Die mittleren Stromgestehungskosten lagen mit Stand 2017 für kleine 5 kW-Dachanlagen bei 13,4 ct/kWh.⁶⁸

Solar-Carport

Bei Solar-Carports dienen PV-Module als Dach eines Unterstands für Fahrzeuge und können mit einer entsprechenden Ladeinfrastruktur den erzeugten Ökostrom direkt ins EV einspeisen. Abbildung 18 zeigt ein Solar-Carport für vier EV mit integrierter Ladeinfrastruktur. Auf der Dachfläche des Solar-Carports können pro Fahrzeug Solarmodule mit einer Leistung von etwa 2,5 kWp installiert werden, was rund 12.500 km elektrischer Fahrleistung entspricht. Damit wird fast die durchschnittlich pro Pkw benötigte jährliche Energiemenge allein durch das Solar-Carport generiert. Kommunen und Unternehmen können auf geeigneten Außenparkplätzen Solar Carports mit Ladeinfrastruktur installieren und so einen Beitrag zur Energiewende im Verkehr leisten. Das sich ein Solar-Carport auch finanziell lohnt, haben die Stadtwerke Wolfenbüttel errechnet. Ihr neuer Solar-Carport aus 2018 mit Stellplätzen für 30 Fahrzeuge und zwei Ladepunkten soll sich nach sieben Jahren amortisieren.⁶⁹

⁶⁸ M. Klobasa, B. Pfluger et al.: EEG-Erfahrungsbericht 2018 - Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017

⁶⁹ www.schaufenster-wf.de/aktuelles/artikel/3326-stadtwerke-nehmen-solarcarport-in-betrieb/, abgerufen am 24.01.2019



PV-Freiflächenanlagen (PV-Kraftwerke)

PV-Freiflächenanlagen sind verschaltete PV-Modulen, die mit ihrer Unterkonstruktion fest auf dem Boden einer großen Fläche montiert sind. Abbildung 19 zeigt so eine Freiflächenanlage. In Deutschland erreichen die Anlagengröße bis zu über 100 MW. Hier hat sich aufgrund der Technologieentwicklung der Flächenbedarf von im Mittel 4,1 auf durchschnittlich 1,6 ha pro MW installierter Leistung reduziert. Aufgrund der hohen Leistung speisen die Anlagen meist den Strom direkt in das Mittelspannungs- und nicht in das Niederspannungsnetz ein. Eine Beteiligung an PV-Freiflächenanlagen ist keine Kernaufgabe der kommunalen Verwaltung, aber viele Stadtwerke sind an solchen Anlagen beteiligt oder betreiben sie sogar selber. Die mittleren Stromgestehungskosten lagen mit Stand 2017 für eine 750 kW-Freiflächenanlage bei 8,5 ct/kWh.⁷⁰

7.2.2 Windkraftanlagen

Windstrom wird zum allergrößten Teil von Windkraftanlagen (WKA) in der Leistungsklasse von mehreren MW erzeugt. Bei dieser Größenordnung wird der Strom in der Regel ins Mittelspannungsnetz eingespeist. Bei der Errichtung muss ein gesetzlich geregelter Abstand zu bewohnten Gebieten eingehalten werden, zum einen um Lärmimmissionen in den bewohnten Gebieten zu reduzieren, zum anderen um den störenden Schattenwurf der sich drehenden Windrotoren zu vermeiden. Die Stromgestehungskosten sind stark von den Windverhältnissen und der im Einzelfall passenden und zulässigen Anlagenkonfiguration am jeweiligen Standort abhängig und können mit durchschnittlich 5,0 ct/kWh⁷¹ sogar unter den von vielen konventionellen Kraftwerken liegen. Auch betreiben einige Stadtwerke eigene Windkraft-

Abbildung 19: PV-Freiflächenanlage (Quelle: Pixabay)

⁷⁰⁺⁷¹ M. Klobasa, B. Pfluger et al.: EEG-Erfahrungsbericht 2018 - Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017



Abbildung 20: Windpark
(Quelle: Pixabay)

anlagen und sogar Windparks (Abbildung 20). Windstrom hat gegenüber PV-Strom den Vorteil, dass er auch nachts produziert werden kann. An Standorten mit sehr guten Windverhältnissen, z. B. in Küstenregionen können mit einer 3 MW WKA etwa 9,6 GWh Strom pro Jahr produziert werden. Diese Menge würde ausreichen, um 3.200 EV mit einer jährlichen Laufleistung von 15.000 km ca. 48 Mio. km weit Strom zu versorgen.

7.2.3 Kleinwindenergieanlagen

Kleinwindenergieanlagen sind primär für die Installation auf einem Gebäude oder in der direkten Nähe von Gebäuden konzipiert. Kleinwindanlagen dienen meist der Stromversorgung des Gebäudes und haben eine Leistung von bis zu einigen hundert Kilowatt. Bei Einsatz in urbanen Gebieten sind sie meist unwirtschaftlich und erzeugen hohe Geräuschemissionen. Da sie technisch nicht so weit entwickelt sind wie große Windkraftanlagen, stellen PV-Anlagen meist eine günstigere Alternative dar. Mit PV-Anlagen lassen sich geringere Stromgestehungskosten erreichen als mit Kleinwindanlagen und sie sind vom Betrieb her einfacher zu handhaben. Kleinwindanlagen finden in dieser Broschüre daher keine weitere Betrachtung.

7.2.4 Energiespeicher

Speicher ermöglichen eine zeitliche Entkopplung der Energiebereitstellung aus nicht steuerbaren erneuerbaren Quellen vom tatsächlichen Energiebedarf. Auf lokaler Ebene können Speicher dazu genutzt werden, um den tagsüber produzierten PV-Strom in den Abendstunden den Verbrauchern zur Verfügung zu stellen, z. B. zum Laden eines EV. Mit stationären Batteriespeichern können auch Lastspitzen beim

Strombezug aus dem Netz verringert werden, indem der Speicher sich bei geringer Netzbelastung mit einer niedrigen Leistung, aber über eine längere Zeit auflädt. Bei hohem Strombedarf, z. B. an einer Schnellladesäule für EV wird der Strom aus dem stationären Speicher bereitgestellt und das Netz nicht mit der vollen Ladeleistung belastet. Dadurch lässt sich in manchen Fällen der Netzausbaubedarf reduzieren.

Ein stationärer Batteriespeicher kann auch durch rückspeisefähige EV ersetzt bzw. erweitert werden. Dabei schließen sich eine Vielzahl von rückspeisefähigen EV zu einem virtuellen Großspeicher zusammen, welcher Netzstabilisierungsdienstleistungen anbieten kann⁷². Dies kann z. B. kommunal mit EV in einem Quartier oder auf einem großen öffentlichen Parkplatz realisiert werden.

Mit einem Batteriespeichersystem für PV-Anlagen lässt sich sowohl der Autarkiegrad als auch der Verbrauchsanteil am PV-Strom eines Gebäudeenergiesystems grundsätzlich steigern. Betreiber sind unabhängiger von Strombezügen und von steigenden Strompreisen. Zudem dient er dem lokalen Energiesystem, da er Einspeisespitzen verringern und das Stromverteilnetz entlasten kann. Ist das EV ans Gebäudeenergiesystem angeschlossen und PV-Strom wird produziert, wird in das Fahrzeug PV-Strom geladen. Scheint die Sonne nicht, wird der lokale Batteriespeicher verwendet und erst wenn der Speicher leer ist, wird Strom aus dem öffentlichen Verteilnetz bezogen.

Mit ausreichend großen Speichern ist die Teilnahme am Energiemarkt denkbar. Dadurch lässt sich mit sogenannten System-Dienstleistungen ein neues Erlöspotenzial erschließen. Mögliche Systemdienstleistungen sind die Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung. Die Regelleistung lässt sich aufteilen in „Primärreserve“, „Sekundärreserve“ und „Minutenreserve“. Die Primärreserve ist die technisch anspruchsvollste System-Dienstleistung. Sie kommt allerdings ohne zentrale Steuerung aus, was aus Anbietersicht vorteilhaft ist. Die EU plant zusätzliche Dienstleistungen auf Ebene der Verteilnetze einzuführen. Es wird erwartet, dass sich hierdurch neue Geschäftsfelder für intelligent angebundene (mobile) Speicher ergeben.

Ob sich die Investition in einen Speicher finanziell auszahlt, hängt neben der rein ökonomischen Sicht von vielen Rahmenbedingungen wie der Inanspruchnahme einer EEG-Zahlung, der Strompreise, der Entwicklung der Förderung und insbesondere der Kosten für die Batteriesysteme ab.

Trotz Förderung durch die KfW ist die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern noch fraglich. Grundsätzlich gilt: Liegen die, über den gesamten Nutzungszeitraum gemittelten, Stromproduktionskosten einer PV-Anlage, inklusive Speichersystem, unter den mittleren Netzstrombezugskosten, ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage

⁷² <https://energyload.eu/elektromobilitaet/ladestationen-infrastruktur/elektroauto-aktiver-speicher-virtuelles-kraftwerk/>, abgerufen am 21.01.2019 um 12:00 Uhr

möglich. In Pilotprojekten einzelner kommunaler Einrichtungen wie z. B. Stadtwerken und Verteilnetzbetreibern, werden die Anschaffungskosten der Batteriespeicher deutlich reduziert. Hierzu werden alte und ausrangierte EV-Batterien bezogen und zu einem stationären Speicher zusammengeschaltet. Neben den geringeren Kosten ergibt sich zudem ein zweiter Lebenszyklus der Batterie, was auch ökologisch vorteilhaft ist. Jedoch sind auch bei den Kosten von neuen Batteriespeichern bereits kurzfristige starke Preissenkungen zu erwarten, wodurch ein wirtschaftlicher Betrieb der Kombination von PV-Anlage und Batteriespeicher möglich werden kann.

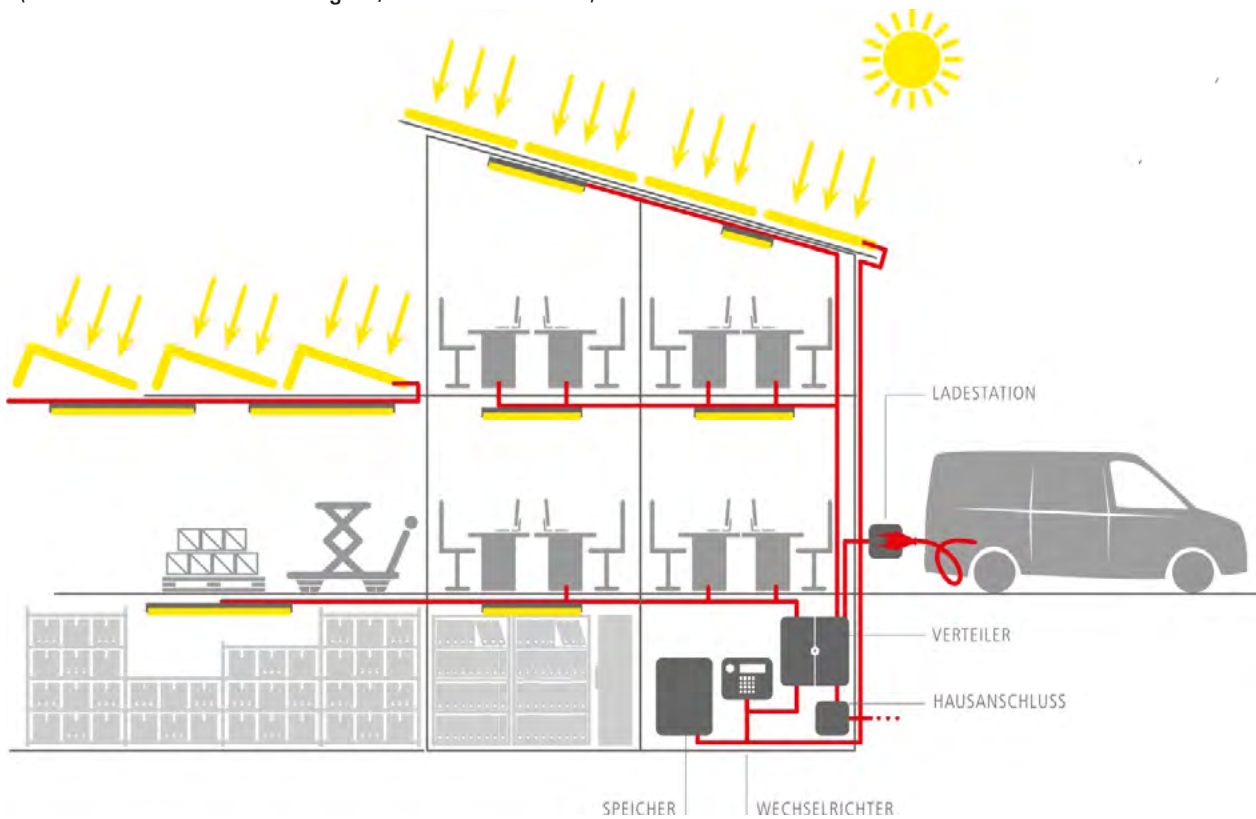
Für eine zunehmende Flexibilisierung ist es zu begrüßen, wenn große Batteriekapazitäten aufgebaut werden, die dabei helfen können die Netze zu entlasten und Strom aus erneuerbaren Energien zwischen zu speichern. Hierzu laufen Pilotprojekte, die zum Teil gebrauchte Fahrzeugbatterien einsetzen. Grundsätzlich stellt die Einbindung des Speichers eine technisch sehr große Herausforderung dar. Neben der Speicherung in Batterien kann zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht nutzbare Energie aus regenerativen Energieanlagen auch mittels Elektrolyse in Form von Wasserstoff gespeichert werden. Wasserstoff ist auch eine Option für die indirekte Kopplung der Sektoren Strom und Verkehr. Brennstoffzellenfahrzeuge (im Englischen: Fuel cell electric vehicle, FCEV) können mit, aus EE-Strom erzeugtem Wasserstoff, den EE-Strom im Verkehrssektor nutzbar machen. Die Verbreitung von FCEV und vor allem der Tankinfrastruktur ist aber noch relativ gering. Auch in den Sektoren Wärme und Industrie kann der Wasserstoff genutzt werden. Die Rückverstromung ist ebenfalls möglich, aber aufgrund der doppelten Umwandlungsverluste zu vermeiden. Ein weiterer Vorteil des Wasserstoffs ist die gute Langzeitspeicherbarkeit und die Möglichkeit, ihn zum Teil ins Erdgasnetz einspeisen und vorhandene Infrastrukturen nutzen zu können.⁷³

7.2.5 Gebäude Energiemanagementsystem

In einem Gebäude bildet ein intelligentes Energiemanagementsystem die Schaltzentrale für die Energieflüsse. Das Energiemanagementsystem verknüpft alle wesentlichen Komponenten in einem Gebäude, von der PV-Anlage, über den Speicher und Wechselrichter, nicht regelbare und regelbare Lasten, wie das EV, bis hin zum Netzanschluss. Das Energiemanagementsystem kann die elektrischen Verbraucher so steuern, dass stromintensive Verbraucher bevorzugt dann eingeschaltet werden, wenn diese mittags mit selbstproduziertem PV-Strom versorgt werden können. Dies könnte auch ein EV sein, das über Flexibilität beim Laden verfügt. Mit einem EV, das tagsüber an der PV-Anlage angeschlossen ist, kann insbesondere der Verbrauchsanteil des PV-Stroms deutlich gesteigert werden, was die Wirtschaftlichkeit der Anlage erhöht. Gleichzeitig wird das EV dann mit 100 % lokal erzeugtem PV-Strom geladen. Alternativ kann zusätzlich ein stationärer Batteriespeicher installiert

⁷³ Bundesnetzagentur: Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze

Abbildung 21: Intelligentes Energiesystem in einem Gewerbebetrieb
(Quelle: Stadtwerke Stuttgart/Anette C. Weber)



werden, der tagsüber mit Strom von der PV-Anlage aufgeladen wird und abends das Haus versorgt, bzw. das EV lädt. Generell kann mit einem sogenannten Smart Building System der EE-Anteil am Energieverbrauch im Gebäude deutlich erhöht werden. In Abbildung 21 ist ein solches System dargestellt. Das System besteht aus PV-Dachmodulen und einem intelligenten Verteiler. Dieser verteilt den Strom über einen Wechselrichter an die Verbraucher im Haus, die EV-Ladestation und den über Gleichstrom angeschlossenen Speicher. Über den Hausanschluss kann überschüssiger Strom in das Verteilnetz eingespeist oder, wenn die PV-Module nicht ausreichend Strom liefern oder die Speicher leer sind, aus dem Verteilnetz Strom bezogen werden.

7.2.6 Smart Grid

Der BDEW und der ZVEI definieren Smart Grid wie folgt: „Ein Smart Grid ist ein Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit.“⁷⁴

Mit intelligent gesteuerten Verbrauchern (u. a. EV, die zukünftig auch Energie in das Netz zurückspeisen können) und Energiequellen (z. B. Windenergie- und PV-

⁷⁴ ZVEI und BDEW: Smart Grids in Deutschland - Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen; März 2012

Anlagen) in einen Smart Grid lassen sich die zukünftigen Herausforderungen für das Netz effizient meistern. Dazu zählen eine vermehrte Aufnahme dezentral erzeugten Stroms und das Laden einer sehr großen Anzahl an EV. Durch intelligent gesteuertes Laden kann auch der Bedarf für einen Netzausbau mit Erweiterung von Leitungs- und Transformationskapazitäten deutlich verringert werden, da nur mit der Leistung geladen wird, die das Netz zulässt.

Mit einer Smart Grid Lösung kann durch die intelligente Steuerung des Ladevorgangs sichergestellt werden, dass zu Zeiten mit einer hohen regenerativen Stromspeisung geladen wird. Es ist unabhängig davon, an welchem Punkt im Netz der PV-Strom eingespeist wird und wo das EV mit dem Netz verbunden ist. Dadurch kann der Ausnutzungsgrad von EE-Anlagen gesteigert werden, da weniger EE-Anlagen aufgrund von fehlender Stromnachfrage gedrosselt werden müssen. Ein Smart Grid kann auch zur Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs beitragen, indem es flexible Verbraucher bei einer drohenden Überlastung von Netzabschnitten herunterregelt, bzw. abschaltet.

Die Verteilnetzbetreiber sind bei der Realisierung eines Smart Grids maßgeblich, wobei eine enge Zusammenarbeit mit EV- und Ladesystemherstellern durchaus zielführend ist. Innerhalb des Smart Grids dient das Energiemanagementsystem der Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, elektrischen Verbrauchern und dem Netz. Damit überwacht und optimiert das Managementsystem die verbundenen Teilsysteme verschiedener Sektoren.

7.3 Ladeverfahren für Elektrofahrzeuge

7.3.1 Aktueller Stand

Aktuell werden die meisten EV ungesteuert geladen. Die Ladung beginnt mit der Verbindung der Ladestation und es wird mit der maximalen Ladeleistung geladen, bis der Ladezustand der Batterie 100 % erreicht hat. Marktpreise, Netzauslastung und die momentane Verfügbarkeit von lokalem Ökostrom wird in der Regel noch nicht betrachtet.

Bei einigen Fahrzeugen kann die Ladeleistung manuell geregelt werden, z. B. bei Tesla. Das Laden mit einer niedrigen Leistung erhöht den Verbrauch durch das Ladegerät (Ladeverluste) und ebenfalls die Ladegleichzeitigkeit, wodurch das Netz länger jedoch auch geringer belastet wird.

Das Laden mit einer geringeren Leistung wirkt sich positiv auf die Lebensdauer der Batterie aus. Gleichzeitig verbleibt die Batterie weniger Zeit im vollen Ladezustand, wodurch die Batterie ebenfalls geschont wird.


Bei einigen Fahrzeugmodellen kann der Nutzer den Start des Ladevorgangs durch eine Zeitvorgabe steuern, z. B. bei Renault. So kann der Beginn des Ladevorgangs in die Nachtstunden verlagert werden, was sich positiv auf Lastspitzen auswirkt. Da es sich hierbei um eine manuelle Verschiebung des Startzeitpunkts handelt, finden auch hier Marktpreise, Netzauslastung und lokaler Ökostrom keine unmittelbare Betrachtung.

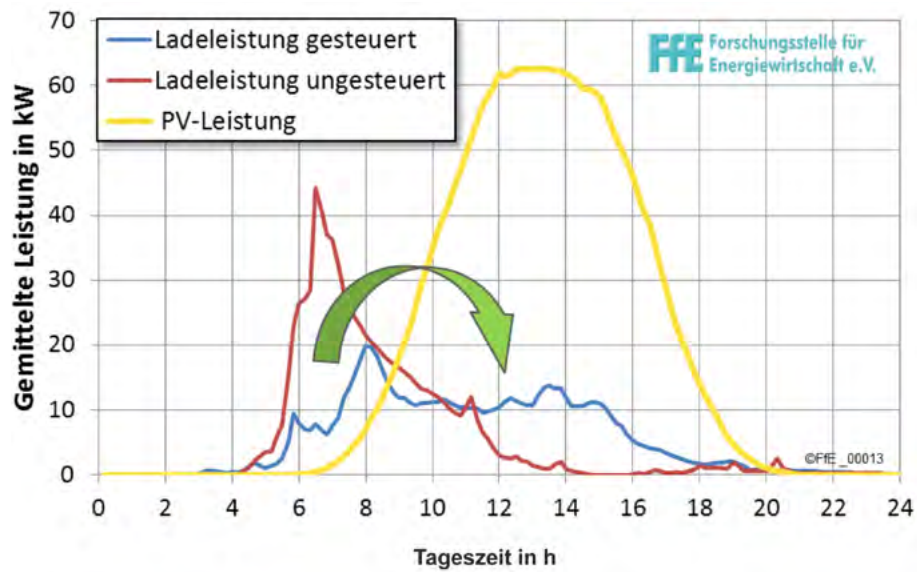
7.3.2 Gesteuertes Laden

Gesteuertes Laden unterscheidet sich vom ungesteuerten Laden dadurch, dass der Ladevorgang, abhängig von externen Signalen, unterbrochen und/oder die Ladeleistung verändert werden kann. Generell kann entweder die Ladesäule die aktuell mögliche Ladeleistung vorgeben oder aber das EV regelt die Ladeleistung von sich aus in Abhängigkeit von externen Signalen. Hierbei könnte die Ladeinfrastruktur/ das Fahrzeug auf zwei verschiedene Signale aus einem intelligenten Netz reagieren. Ist ein Marktpreissignal verfügbar, dann kann das Fahrzeug bevorzugt zu Zeiten laden, in denen der Marktpreis für Strom besonders niedrig ist. In der Regel ist zu diesen Zeiten auch die Einspeisung aus erneuerbaren Quellen besonders hoch. Wenn im Fahrzeug eingestellt ist, zu welchem Zeitpunkt welche Reichweite als nächstes benötigt wird, dann kann die Steuerung des Ladevorgangs dafür sorgen, dass zum gewünschten Zeitpunkt die Batterie ausreichend aufgeladen ist. Für den

Nutzer ist durch die intelligente Steuerung, trotz des zeitversetzten Ladevorgangs, keine Beeinträchtigung bei der Fahrzeugnutzung gegeben.

In kleinteiligen Netzabschnitten oder Quartieren kann über ein Signal die lokal verfügbare Leistung von EE-Anlagen kommuniziert werden. Damit kann der Ladevorgang so gesteuert werden, dass er bevorzugt mit erneuerbaren Strom aus lokalen EE-Anlagen erfolgt, ohne zusätzlich Strom aus dem elektrischen Verteilnetz beziehen zu müssen. Falls der lokale EE-Strom nicht ausreicht, kann zusätzlich auf Strom aus dem übergeordneten Netz zurückgegriffen werden. Im größeren Maßstab kann die Ladeleistung unter Berücksichtigung eines über das Versorgungsnetz transportiertes Signals abhängig von der regionalen oder überregionalen Einspeisung erneuerbarer Energie gesteuert werden.

 **Abbildung 22: Zeitliche Verschiebung der Ladeleistung, so dass die PV-Leistung vermehrt ausgenutzt werden kann. (Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.)**



7.3.3 Bidirektionales Laden

Beim bidirektionalen Laden wird das Fahrzeug gesteuert geladen und nach Bedarf entladen. Hierfür wird auch oft die englische Bezeichnung Vehicle to Grid (V2G) genutzt. Dabei kann die Fahrzeugbatterie die gleiche Funktion wie ein stationärer Batteriespeicher übernehmen. Der Unterschied besteht hauptsächlich darin, dass das EV mobil ist und somit an verschiedenen Orten mit dem elektrischen Netz verbunden werden kann. Die Ladung der Fahrzeugbatterie folgt unterschiedlichen Zielsetzungen.

Sie kann so programmiert sein, dass möglichst viel erneuerbare Energie oder aber der niedrigst verfügbare Strompreis zum Laden genutzt wird. Durch die Rückspeisung von Energie aus der Batterie in das elektrische Netz eines Gebäudes können die elektrischen Verbraucher durch die Fahrzeugbatterie versorgt und so der Strombezug aus dem lokalen Versorgungsnetz minimiert werden. In einem privaten Stromnetz kann die Fahrzeugbatterie auch die einzige Stromquelle darstellen oder in Kombination mit einer PV-Anlage als Inselnetz fungieren. In diesen Fällen wird auch die Bezeichnung Vehicle to Home (V2H) genutzt.

Wenn sich genügend rückspeisefähige Fahrzeuge zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenschließen, kann das Kraftwerk seine flexible Last am entsprechenden Markt als Netzdienstleistung anbieten. Aktuell lässt sich dieser Betriebsmodus nicht wirtschaftlich darstellen. Zudem bestehen unterschiedliche Marktzugangshürden, wie der Präqualifikationsvoraussetzung im Regelenergiemarkt, die es zu überwinden gilt. Gleichzeitig muss der Einspeisende umfangreiche Auflagen erfüllen, wenn dieser durch den Stromverkauf als Energieversorger eingestuft wird. Bei der Berechnung des Angebotspreises für die Netzdienstleistung muss auch die erhöhte Belastung der Batterie durch die zusätzlichen Lade- und Entladezyklen berücksichtigt werden.

Der japanische CHAdeMO Standard wurde von Anfang an auf bidirektionales Laden ausgelegt. Beim CCS Standard verkündete CharIN, dass ab 2015 bidirektionales Laden unterstützt wird⁷⁵. CharIN ist eine Initiative zur Entwicklung und Etablierung von CCS als Schnelllade-Standard.

⁷⁵ <https://www.electrive.net/2019/01/24/charin-bidirektionales-laden-mit-ccs-standard-ab-2025/>, abgerufen am 19.04.2019 um 22:30 Uhr

7.4 Das elektrische Netz in Deutschland

Die heutige Netzinfrastruktur in Deutschland stammt noch aus der Zeit vor der umfassenden Liberalisierung der Energiemärkte in 1998⁷⁶. Ursprünglich versorgten nahezu ausschließlich zentral gesteuerte Kraftwerke die Verbraucher mit Strom. Dieser wurde gewöhnlich dort erzeugt, wo er in hohem Maße nachgefragt wurde, bzw. dort, wo die Energieressourcen abgebaut wurden. Resultat ist ein Stromnetz, das in der ursprünglichen Form als „Einbahnstraße“ konzipiert ist: Das Übertragungsnetz transportiert den Strom aus den konventionellen Kraftwerken in die Ballungszentren. Über Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsnetze gelangt der Strom an industrielle Abnehmer und an kleinere Verbrauchereinheiten.

Höchstspannung (HöS): Das Höchstspannungsnetz dient hauptsächlich dem Energietransport von Großkraftwerken zu den Bedarfsschwerpunkten. Es wird mit einer Spannung von 380 kV, teilweise auch mit 220 kV, betrieben und ist in Zentraleuropa zu einem Verbundnetz zusammengeschaltet. Auf dieser Ebene gibt es keine Verbraucher.

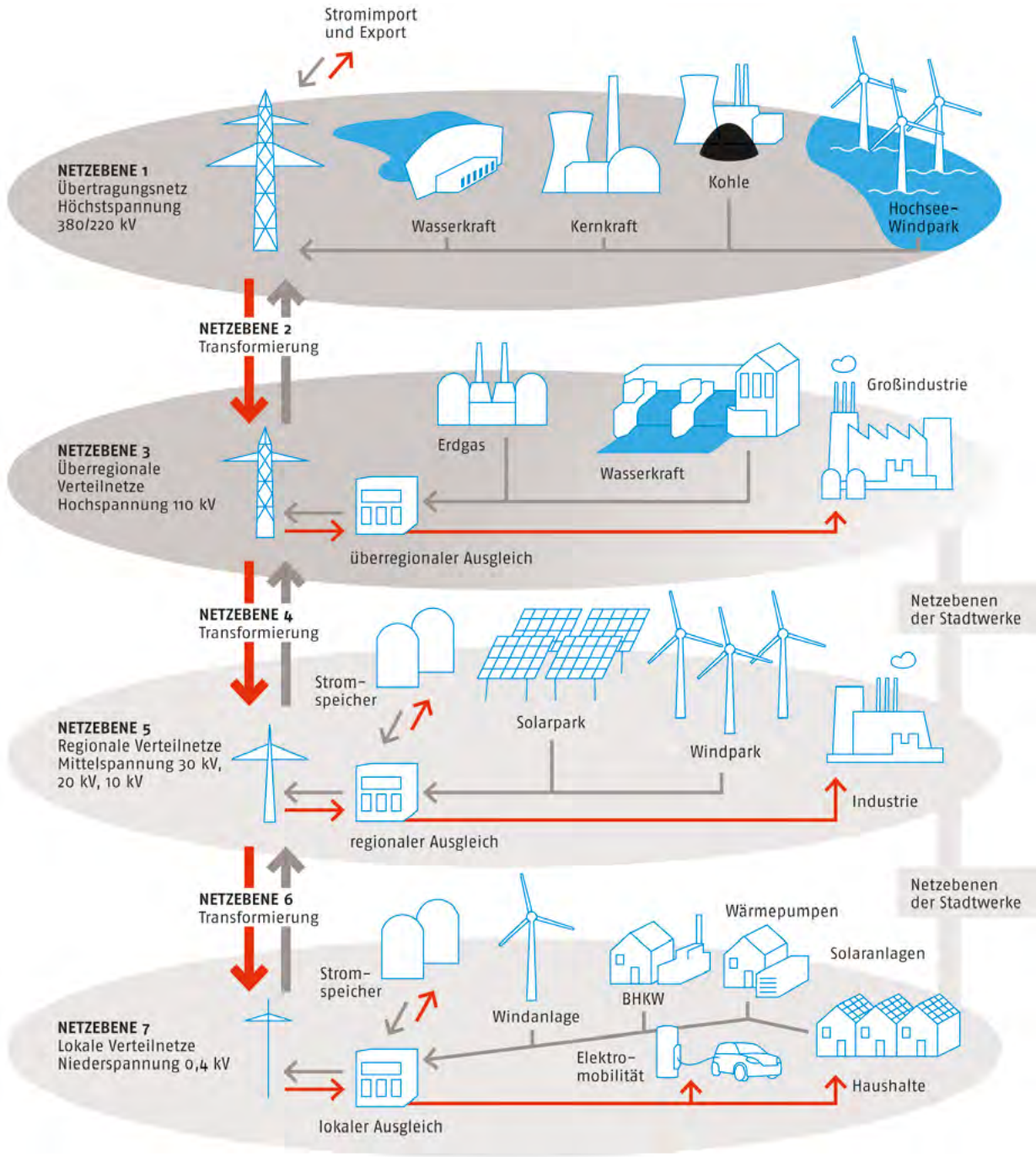
Hochspannung (HS): Das Hochspannungsnetz dient der Weiterleitung der Energie aus dem übergelagerten Höchstspannungsnetz oder aus mittelgroßen Kraftwerken, die direkt in diese Spannungseben einspeisen, zu Ballungszentren oder zur Großindustrie. Es wird mit Spannungen von 110 kV, teilweise auch mit 60 kV, betrieben. Die Anschlussleistung beträgt hier typischerweise zwischen 20 MW und 300 MW. Auf dieser Ebene können großindustrielle Standorte als Verbraucher angeschlossen sein.

Mittelspannung (MS): Das Mittelspannungsnetz verteilt die elektrische Energie innerhalb einzelner Stadt- oder Landbezirke. Es wird mit einer Spannung zwischen 3 kV bis 30 kV betrieben. Typisch für das Mittelspannungsnetz sind 10 kV Netze. Auf dieser Spannungsebene speisen kleinere Kraftwerke ihre Energie ins Netz ein, wie z. B. Solarparks oder Windparks an Land. Größere Verbraucher, wie z. B. Krankenhäuser oder Industriebetriebe, können an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sein. Die Anschlussleistung beträgt hier typischerweise zwischen 20 kW und 20 MW. Große Ladeparks oder ein Depot für Batteriebusse können an die Mittelspannung angeschlossen sein.

Niederspannung (NS): Das Niederspannungsnetz ist über Netzstationen mit dem Mittelspannungsnetz verbunden und arbeitet mit einer Spannung von 0,4 kV. Hier ist der größte Teil der Verbraucher, wie z. B. private Haushalte, kleinere Industriebetriebe und Gewerbe, angeschlossen. Die Versorgungsaufgabe am Niederspannungsnetz wird zunehmend durch dezentrale Energieerzeuger, wie z. B. private PV-Anlagen, die

⁷⁶ <https://www.strom-magazin.de/info/liberalisierung-der-energiemaerkte/>, abgerufen am 15.01.2019 um 21:20 Uhr

Abbildung 23: Stromversorgungsstruktur und Netzebenen im deutschen Stromnetz (Quelle: VKU)



Quelle: Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Mai 2015

regelmäßig den nicht selbst genutzten Strom einspeisen und neue Verbraucher, wie z. B. Ladestationen für Elektromobilität oder Wärmepumpen, bestimmt.

Ein Verteilnetzbetreiber betreibt Stromnetze auf den Netzebenen im Niederspannungs-, Mittelspannungs- und im Hochspannungsbereich zur regionalen Stromversorgung. Verteilnetze sind in der Regel zu einem hohen Grad vermascht, d. h. vernetzt, mit Sticheleitungen als Ausläufer. Ihr Betrieb ist spezifisch, d. h. bezogen auf die verteilte Energiemenge, kostenintensiver als der Betrieb von Übertragungsnetzen.

7.5 Rahmenbedingungen

7.5.1 Rechtlicher Rahmen der Sektorenkopplung

Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird die Sektorenkopplung als ein Grundsatz des Strommarktes genannt (§ 1a Abs. 3 und 4):

- (3) Es soll insbesondere auf eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage hingewirkt werden. Ein Wettbewerb zwischen effizienten und flexiblen Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten, eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor sowie die Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem sollen die Kosten der Energieversorgung verringern, die Transformation zu einem umweltverträglichen, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgungssystem ermöglichen und die Versorgungssicherheit gewährleisten.
- (4) Elektrizitätsversorgungsnetze sollen bedarfsgerecht unter Berücksichtigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach § 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, der Versorgungssicherheit sowie volkswirtschaftlicher Effizienz ausgebaut werden.

Jedoch sind Sektorenkopplungstechnologien bisher kaum wirtschaftlich. Insbesondere der Strombezug aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz bspw. zur Deckung der Energiebedarfe in Gebäuden (Wärme und Kälte), für Industrieprozesse oder zu verkehrlichen Zwecken ist mit staatlich veranlassten Kosten (EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte und netzentgeltgekoppelte Kosten) belastet. Spezielle Privilegierungen werden vorgesehen. Sie entlasten aber nicht vollständig, auf Dauer bzw. zugunsten aller Letztverbraucher. Die Abgaben- und Steuerlast auf Strom ist auch unter Berücksichtigung von Privilegierungen i. d. R. höher als für fossile Energieträger. Hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Kostensystematik ergibt sich hier ein Anpassungsbedürfnis. Das Energiewirtschaftsrecht sieht eine Vielzahl von Privilegierungs- und Befreiungsvorschriften zugunsten bestimmter Letztverbraucher bzw. Letztverbrauchskonstellationen vor. Der Strombezug von Sektorenkopplungsanlagen wird energiewirtschaftsrechtlich regelmäßig als Letztverbrauch eingeordnet, da sie Strom für den eigenen Verbrauch kaufen, bzw. beziehen.

Dieser stark verkürzte Überblick zeigt, dass es keinen Rechtsrahmen speziell für die Sektorenkopplung gibt.

7.5.2 Mögliche Privilegierungen

Wer kann von einer reduzierten EEG-Umlage profitieren?

Wesentliche Voraussetzungen für eine EEG-Umlagereduzierung bei Eigenversorgung aus EE- oder KWK-Anlagen sind nach § 3 Nr. 19 EEG 2017:

Die Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher, der den Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage zeitgleich (§ 62b Abs. 5 EEG 2017) selbst verbraucht.

Der Strombezug in Eigenversorgung aus EE-Anlagen ist seit dem 1. Januar 2017 grundsätzlich zu 60 % von der EEG-Umlage entlastet.

Die Entlastung von der EEG-Umlage kann in sehr speziellen Eigenversorgungskonstellationen 100 % betragen, § 61a EEG 2017:

1. bei Kraftwerkseigenverbrauch,
2. wenn die Stromerzeugungsanlage des Eigenversorgers weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist (Inselssystem),
3. wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine Zahlung nach Teil 3 in Anspruch nimmt (Stromautarkie) oder
4. wenn Strom aus Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kW erzeugt wird, für höchstens 10 MWh selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr; dies gilt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres, wobei ggf. die Verklammerung von Anlagen analog § 24 EEG 2017 vorzunehmen ist.
5. Bei Anlagen über 10 kWp muss seit 2017 auf den Eigenverbrauch eine 40 % EEG-Umlage entrichtet werden.

Der Strombezug des Stromspeichers kann von einer EEG-Umlagebefreiung in dem Umfang profitieren, wie die EEG-Umlage auf die ausgespeicherte Strommenge anfällt. Hierdurch soll die doppelte EEG-Umlagebelastung derselben Strommenge vermieden werden. Das Stromspeicherprivileg nach § 61l EEG 2017 setzt insbesondere keine Eigenversorgungskonstellation voraus. Es kommt auch nicht darauf an, ob der Stromspeicher Netzstrom oder EE-Strom direkt aus der EE-Anlage bezieht.

Wer kann von der Stromsteuer befreit werden?

Nach § 9 Abs. 1 Stromsteuergesetz (StromStG) ist die Entnahme von Strom letztlich von der Steuer in den folgenden Fällen befreit:

1. Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird;
2. Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird;
3. Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und
 - a) vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder
 - b) von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen;

Strom für den Betrieb von Batteriebussen ist mit einem ermäßigten Stromsteuersatz versehen, der der Ermäßigung für Straßenbahnen entspricht.

Außerdem ermächtigt § 11 StromStG das Bundesministerium der Finanzen, durch Rechtsverordnung ein Erlaubnisverfahren für die Speicherung von Strom in den Batterien oder sonstigen Speichern der elektrisch betriebenen Fahrzeuge vorzusehen, die Verfahren für die Steuerentstehung oder Steuerentlastung zu regeln und Vorschriften über Angaben und Nachweise zu erlassen, die für die Steuerentlastungen erforderlich sind. Auf dieser Grundlage könnte auch eine Steuervergünstigung für die Speicherung von Energie in Fahrzeugbatterien umgesetzt werden.

Können die Netzentgelte reduziert werden?

Ein Ansatz zur Förderung der Sektorenkopplung ist das Honorieren der Flexibilisierung bei steuerbaren Lasten. Hierzu sieht § 14a EnWG vor, dass Verteilnetzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen haben, wenn mit den Endverbrauchern eine netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vereinbart wird. In § 14a Satz 2 EnWG werden explizit „Elektromobile“ als steuerbare Verbrauchseinrichtung aufgeführt. Die Umsetzung dieser Privilegierung setzt jedoch zur notwendigen Konkretisierung der Privilegierung den Erlass einer Rechtsverordnung voraus. Der Verordnungserlass steht noch aus.

7.5.3 Besonderer regulatorischer Rahmen für Verteilnetzbetreiber

Unter bestimmten Voraussetzungen muss der Netzbetrieb rechtlich und organisatorisch von den übrigen Bereichen der Energiewirtschaft getrennt werden. Die Entflechtung hat das Ziel, die Unabhängigkeit des Netzbetreibers von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung, Energieerzeugung und Vertrieb, sicherzustellen. Denn Transparenz und diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Netzzugangs und -betriebs sind Grundvoraussetzungen, um den Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Bereichen der Wertschöpfungskette zu fördern und Vertrauen bei den Marktteilnehmern zu erzeugen.

Nach § 18 Abs. 1 Nr. 1 EnWG besteht für Netzbetreiber die Pflicht, jedermann an ihr Niederspannungsnetz anzuschließen und den Anschluss zur Entnahme von Elektrizität zur Verfügung zu stellen. Theoretisch steht jedem Anschlussnehmer eine Leistung von 30 kW zur Verfügung.

In § 11 NAV⁷⁷ ist geregelt, dass der Netzbetreiber berechtigt ist, vom Anschlussnehmer einen Baukostenzuschuss (BKZ) zu verlangen, wenn der Anschlussnehmer seine Leistungsanforderung erheblich über das der ursprünglichen Berechnung zugrunde liegende Maß hinaus erhöht. Das gilt jedoch nur für den Teil der Leistungsanforderung, der die BKZ-freie Leistungsgrenze von 30 kW übersteigt. Der Netzbetreiber kann hierbei vom Anschlussnehmer (in der Regel der Eigentümer des Grundstücks) einen angemessenen BKZ zur teilweisen Deckung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten für die Erstellung oder Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen des Niederspannungsnetzes einschließlich Transformatorstationen verlangen. Die Anlagen bleiben in jedem Fall weiterhin alleiniges Eigentum des Versorgungsunternehmens und werden auch von diesem unterhalten.

Den Effizienzbestrebungen der Politik folgend, erfolgt der Netzausbau nur bei konkret bestehendem Bedarf. Er hat den gesetzlichen Vorgaben zu entsprechen (u. a. § 12a Abs. 1, 2, 4 EnWG) und wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) auf die Maßgabe eines effizienten Netzbetriebes hin geprüft und gemäß § 12a Abs. 3 Nr. 1 EnWG unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung genehmigt. Aktuelle Regularien schränken jedoch die Möglichkeiten eines vorausschauenden Ausbaus ein. So ist es beispielsweise für Verteilnetzbetreiber unattraktiv, die Netze mit Speicher und intelligenten Steuerungen auszubauen. Die Kosten dafür können nicht im vollen Umfang auf die Netzentgelte umgelegt werden und zur Erhöhung der von der Regulierungsbehörde garantierten Rendite für die getätigten Investitionen ins Netz beitragen. Der kostenintensive Ausbau der Netze mit größeren Kabeln und Leitungen sowie Transformatoren können dagegen voll auf die Netzentgelte umgelegt werden. Dabei haben intelligente Netzkomponenten ein hohes Potenzial,

⁷⁷ Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist

Kosten für den konventionellen Netzausbau zu minimieren⁷⁸. Beispiele für intelligente Netzkomponenten sind regelbare Ortsnetzstationen, vernetzte Messeinrichtungen und IKT Infrastruktur⁷⁹. Daher besteht ein Anpassungsbedarf bei der Effizienzwertermittlung für die Verteilnetzbetreiber und der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze.

7.5.4 Besonderer regulatorischer Rahmen für Verkehrsbetriebe

Die Beförderung von Personen und damit die Deckung eines Mobilitätsbedürfnisses der Allgemeinheit, ist die Kernaufgabe von Verkehrsbetrieben. Die wesentlichen rechtlichen Bestimmungen zur gewerblichen Personenbeförderung sind im Personenbeförderungsgesetz (PBefG) geregelt. Daneben unterliegen die Verkehrsbetriebe zahlreichen weiteren rechtlichen Rahmenbedingungen, die sich z. B. auf den Bezug von Energie (EnWG) und deren Besteuerung beziehen.

Die Handlungsmöglichkeiten am Strommarkt sind für Verkehrsbetriebe häufig durch satzungsrechtliche Vorgaben beschränkt. Verkehrsbetriebe sollen Verkehrsdienstleistungen erbringen und dürfen nicht ohne Weiteres Strom an Dritte verkaufen, bzw. elektrische Leistung ins Elektrizitätsverteilnetz einspeisen, um beim Erhalt von dessen Funktionsfähigkeit zu unterstützen. Derlei Leistungen liegen meist außerhalb ihres Errichtungszwecks. Bei einer Konstellation wie in Münster, wo Verkehrsbetrieb und Stromvertrieb in einem Stadtwerk gebündelt sind, kann der Verkehrsbetrieb von den Aktivitäten des Stromvertriebs profitieren. In den anderen Fällen, wo der Verkehrsbetrieb selbständig agiert, könnte auch ein neuer „innovativer“ Ansatz geprüft werden: Die Batterien in den Bussen gehören zukünftig nicht mehr dem Verkehrsbetrieb, sondern einem Dritten, der als Energiedienstleister am Markt agiert. Dieser Dritte garantiert dem Verkehrsbetrieb, dass die Fahrzeugbatterien zum Fahrtbeginn ausreichend geladen sind. Dafür gibt der Verkehrsbetrieb die Ladesteuerung ab. Solange die Batteriebusse im Depot an einer intelligenten Ladestation angeschlossen sind, kann der Eigentümer der Batterie seine flexible und bidirektionale Ladeleistung am Markt anbieten und damit einen Gewinn erwirtschaften. Zu dem vereinbarten Dienstbeginn der Busse sind die Batterien dann ausreichend für die benötigte Tagesfahrstrecke geladen. Der Kontrollverlust über die Batterie stellt allerdings für die Verkehrsbetriebe eine Hürde dar, die sehr schwer zu überwinden ist. Dies wurde von der Begleitforschung Vernetzte Mobilität auf einem Workshop mit Verkehrsbetrieben festgestellt.

Auf den Strombezug der Batterie für das Aufladen, fallen staatlich veranlasste Stromnebenkosten (Steuern, Abgaben und Umlagen) an. EEG-Umlage bzw. Netzentgelte machen davon den größten Anteil der Entgelte aus. Da der Strom in Batteriebussen ökologisch sinnvoll eingesetzt wird, sollte eine Ermäßigung bei der EEG-Um-

⁷⁸ ZVEI und BDEW: Smart Grids in Deutschland - Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen; März 2012

⁷⁹ <http://smartarea.de/wp-content/uploads/2013/01/Smart-Area-Aachen-Projektvorstellung.pdf>, abgerufen am 16.01.2019 um 10:20 Uhr

lage umgesetzt werden, um die Kosten für den Betrieb von Batteriebussen zu reduzieren. Die Wettbewerbsbedingungen für EE-Strom im Verkehrssektor sollten generell verbessert werden.

Praxisbeispiel	Forschungscampus Mobility2Grid – Intelligentes Stromnetz
Akteure	Berliner Verkehrsbetriebe (BVG) u. a.

Durch die Einbindung einer Schnellladestation (150 kW) für Busse in ein intelligent gesteuertes Stromnetz können die Speicher von Batteriebussen eine aktive Rolle in Energienetzen einnehmen. Das ist vor allem in Bezug auf die fluktuierende Erzeugung von erneuerbaren Energien relevant. Sowohl für die Technik der Ladestation als auch für den Bus soll erforscht werden, wie künftig bidirektionales Laden zur Stabilisierung der Netze beitragen kann. Das bedeutet, dass die Batterien nicht nur gesteuert geladen werden, sondern auch Energie in das Stromnetz zurückgespeist werden kann. Diese Technologie kann zukünftig auch auf andere Fahrzeugflotten übertragen werden.



Infos: <http://mobility2grid.de/themenfelder/bus-und-wirtschaftsverkehr/>

7.5.5 Wie wird PV-Strom gefördert?

Unter den gegenwärtigen Förderbedingungen (EEG 2017⁸⁰) kann eine PV-Anlage in Deutschland betriebswirtschaftlich regelmäßig wirtschaftlich betrieben werden. PV-Anlagen mit einer Leistung kleiner 100 kWp erhalten eine garantierte 20-jährige Einspeisevergütung. Die Höhe der Einspeisevergütung hängt von der Größe der Anlage und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme ab. Die Höhe der Einspeisevergütung unterliegt einer Degression, die die Preis- und Technologieentwicklung abbilden soll.

Betreiber von PV-Anlagen mit einer Leistung größer 100 kW haben die Pflicht zur Direktvermarktung des PV-Stroms. Darüber hinaus müssen die Anlagen mit technischen Einrichtungen zur Fernsteuerung ausgestattet sein, die dem Netzbetreiber das Einspeisemanagement ermöglichen. Überdies sind die Betreiber zur Bilanzkreisbewirtschaftung verpflichtet.

Seit dem 1. Januar 2017 müssen PV-Anlagen mit einer Größe von mehr als 750 kW am Ausschreibungssystem des EEG 2017 teilnehmen. Bei den im Ausschreibungssystem erfolgreichen Anlagen dieser Größe handelt es sich regelmäßig um Freiflächenanlagen. Die Förderhöhe wird wettbewerblich ermittelt. Nur bezuschlagte Anlagen begründen einen EEG-Zahlungsanspruch auf die Marktprämie, die sie im Wege der geförderten Direktvermarktung realisieren können. Die Marktprämie ergibt sich aus der Differenz von anzulegendem Wert und Monatsmarktwert. Der anzulegende Wert entspricht bei den PV-Ausschreibungen dem bezuschlagten Gebotswert.

⁸⁰ www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEG/das_eeg.html, abgerufen am 21.01.2019 um 11:30 Uhr

8 Anhang

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BauGB	Baugesetzbuch
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKZ	Baukostenzuschuss
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BOB	Batterie-Oberleitungs-Bus
BVG	Berliner Verkehrsbetriebe
BZ	Brennstoffzellen
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Electric vehicle (Elektrofahrzeug)
FCEV	Fuel cell electric vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
KfW	Kreditbank für Wiederaufbau
KWG	Gesetz über das Kreditwesen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LIS	Ladeinfrastruktur
LNVG	Landesverkehrsgesellschaft Niedersachsen mbH
LP	Ladepunkte
MS	Mittelspannung
MVG	Märkische Verkehrsgesellschaft
MVV	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NS	Niederspannung
OEM	Original Equipment Manufacturer (Automobilhersteller)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
ÖPP	Öffentlich-Private Partnerschaft
PBefG	Personenbeförderungsgesetz
PV	Photovoltaik
SK	Sektorenkopplung
SPNV	Schienenpersonennahverkehr
STAWAG	Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft
StromStG	Stromsteuergesetz
TAB	Technische Anschlussbedingungen
UBA	Umweltbundesamt
UEW	Umweltfreundliche Energien Wadersloh
V2G	Vehicle to Grid
V2H	Vehicle to Home
VDV	Verband Deutscher Verkehrsunternehmen
VHH	Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein
VKB	Verkehrsbetriebe
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VNB	Verteilnetzbetreiber
WKA	Windkraftanlagen

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Übersicht über Energie- und Klimaziele der Bundesregierung bis 2050 (Quelle: BMU)	8
Abbildung 2: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Verkehr (Quelle: UBA)	8
Abbildung 3: Solar-Carport mit integrierten Ladepunkten am Umweltamt der Stadt Düsseldorf (Foto: Umweltamt Düsseldorf)	12
Abbildung 4: Darstellung der Verknüpfung der kommunalen Verwaltung mit ausgewählten Tochterunternehmen	18
Abbildung 5: Installierte Leistung kommunaler Erneuerbarer-Energie-Anlagen 2011 bis 2016 (Quelle: VKU)	27
Abbildung 6: E-Car-Sharing Fahrzeug der Stadtwerke Unna (Foto: Stadtwerke Unna GmbH)	30
Abbildung 7: E-Roller-Sharing in Düsseldorf (Foto: EE Energy Engineers)	31
Abbildung 8: Wirtschaftlicher Vorteil der Mieterstrombelieferung (Quelle VKU)	33
Abbildung 9: Energie- und Treibhausgasbilanz von Batteriebussen versus EURO VI Diesel (Quelle: Umweltbundesamt, 2015)	44
Abbildung 10: Stadtverkehr: Diesel-Autos stoßen das meiste NO ₂ aus (Quelle: Umweltbundesamt/TREMOD 5.64/HBEFA3.3)	45
Abbildung 11: Busdepot mit PV-Dachanlage der Stadtwerke Münster (Foto: Stadtwerke Münster)	49
Abbildung 12: Solar- und EV-Projekt der UEW in Wadersloh (Foto: UEW)	58
Abbildung 13: CO ₂ -Bilanz unterschiedlicher Energieträger (Eigene Darstellung, Datenquelle: Oxford Institute for Energy Studies)	66
Abbildung 14: Ausbaupotenzial erneuerbarer Energien in Deutschland (Quelle: BCG und Prognos)	71
Abbildung 15: Einspeisung einer Photovoltaikanlage, mit Batteriespeicher, für den Eigenverbrauch und in das Verteilnetz	72
Abbildung 16: Karte der Solarstrahlung in Deutschland (Quelle: DWD)	73
Abbildung 17: PV-Dachanlage auf einer Grundschule in Altenberg (Foto: C. Gebhardt, Lizenz: CC0)	74
Abbildung 18: Solar-Carport mit integrierter Ladestation (Foto: Honda)	75
Abbildung 19: PV-Freiflächenanlage (Quelle: Pixabay)	76
Abbildung 20: Windpark (Quelle: Pixabay)	77
Abbildung 21: Intelligentes Energiesystem in einem Gewerbebetrieb (Quelle: Stadtwerke Stuttgart/Anette C. Weber)	80
Abbildung 22: Zeitliche Verschiebung der Ladeleistung, so dass die PV-Leistung vermehrt ausgenutzt werden kann (Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.)	83
Abbildung 23: Stromversorgungsstruktur und Netzebenen im deutschen Stromnetz (Quelle: VKU)	86

IMPRESSUM

HERAUSGEBER

Bundesministerium für Verkehr und
digitale Infrastruktur (BMVI)
Invalidenstraße 44, 10115 Berlin

ERSTELLT UND KOORDINIERT DURCH

NOW GmbH
Begleitforschung Vernetzte Mobilität
Silke Wilhelm
Fasanenstraße 5, 10623 Berlin
Telefon: 030 311 6116-41
E-Mail: silke.wilhelm@now-gmbh.de
www.now-gmbh.de

REDAKTIONSTEAM

Dr.-Ing. Bingchang Ni
Georg Grothues
Frederik Budschun
EE ENERGY ENGINEERS GmbH
Roßstr. 92, 40476 Düsseldorf
Telefon: 0211 866 42 296
E-Mail: elektromobilitaet@energy-engineers.de
www.energy-engineers.de

GESTALTUNG

Scientific Design, Neustadt an der Weinstraße

DRUCK

Druckerei Hitzegrad GmbH & Co. KG, Wuppertal

PAPIER

RecySatin, seidenmatt, weiß,
hergestellt aus 100% Recyclingfasern,
FSC-zertifiziert

ERSCHEINUNGSJAHR

2019

