

# Verkehrsträger- übergreifender Austausch von Erneuerbarer Energie

Berichte der  
Bundesanstalt für Straßenwesen

Verkehrstechnik Heft V 364

**bast**

# Verkehrsträger- übergreifender Austausch von Erneuerbarer Energie

von

Elena Chvanova  
Birgit Haller

Dr. Langniß Energie & Analyse, Stuttgart

Uwe Leprich

E&E Consult GbR, Saarbrücken

Ursula Mayr  
Christian Mayr  
Christian Obwald

MaxSolar GmbH, Traunstein

Martin Altrock  
Christian Gemmer  
Sascha Michaels  
Julia Wagner

Becker Büttner Held PartGmbH, München

**Berichte der  
Bundesanstalt für Straßenwesen**

**Verkehrstechnik Heft V 364**

**bast**

Die Bundesanstalt für Straßenwesen veröffentlicht ihre Arbeits- und Forschungsergebnisse in der Schriftenreihe **Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen**. Die Reihe besteht aus folgenden Unterreihen:

- A - Allgemeines
- B - Brücken- und Ingenieurbau
- F - Fahrzeugtechnik
- M - Mensch und Sicherheit
- S - Straßenbau
- V - Verkehrstechnik

Es wird darauf hingewiesen, dass die unter dem Namen der Verfasser veröffentlichten Berichte nicht in jedem Fall die Ansicht des Herausgebers wiedergeben.

Nachdruck und photomechanische Wiedergabe, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung der Bundesanstalt für Straßenwesen, Stabsstelle Presse und Kommunikation.

Die Hefte der Schriftenreihe **Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen** können direkt bei der Carl Ed. Schünemann KG, Zweite Schlachtpforte 7, D-28195 Bremen, Telefon: (04 21) 3 69 03 - 53, bezogen werden.

Über die Forschungsergebnisse und ihre Veröffentlichungen wird in der Regel in Kurzform im Informationsdienst **Forschung kompakt** berichtet. Dieser Dienst wird kostenlos angeboten; Interessenten wenden sich bitte an die Bundesanstalt für Straßenwesen, Stabsstelle Presse und Kommunikation.

Die **Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt)** stehen zum Teil als kostenfreier Download im elektronischen BASt-Archiv ELBA zur Verfügung.  
<https://bast.opus.hbz-nrw.de>

## Impressum

**Bericht zum Forschungsprojekt 69.0009**  
Verkehrsträgerübergreifender Austausch von  
Erneuerbarer Energie

**Fachbetreuung**  
Markus Auerbach  
Felix Gersdorf

**Referat**  
Verkehrsbeeinflussung und Straßenbetrieb

**Herausgeber**  
Bundesanstalt für Straßenwesen  
Brüderstraße 53, D-51427 Bergisch Gladbach  
Telefon: (0 22 04) 43 - 0

**Redaktion**  
Stabsstelle Presse und Kommunikation

**Druck und Verlag**  
Fachverlag NW in der  
Carl Ed. Schünemann KG  
Zweite Schlachtpforte 7, D-28195 Bremen  
Telefon: (04 21) 3 69 03 - 53  
Telefax: (04 21) 3 69 03 - 48  
[www.schuenemann-verlag.de](http://www.schuenemann-verlag.de)

ISSN 0943-9331  
ISBN 978-3-95606-705-1

Bergisch Gladbach, Oktober 2022

## Kurzfassung – Abstract

### Verkehrsträgerübergreifender Austausch von Erneuerbarer Energie

Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse der Studie „Verkehrsträgerübergreifender Austausch von erneuerbaren Energien“ vor. Die Studie umfasst Lösungen für die verstärkte Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energien entlang von Straßen-, Schienen- und Wasserstraßeninfrastruktur mit Schwerpunkt auf der Straße und ist in fünf Arbeitspakete untergliedert. Ausgehend von der Bewertung bestehender und erfolgversprechender Technologiefelder und der Auswahl von Best-Practice-Beispielen werden spezifische Technologien in Kombination mit Verkehrsinfrastruktur aus technischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Perspektive weiter untersucht. Unter Berücksichtigung von Flächenpotenzial, Technologiereife und Wirtschaftlichkeit sind Photovoltaik auf Lärmschutzeinrichtungen, Überdachungen, Dach- und Freiflächen von diversen Verkehrseinrichtungen sowie Solarthermie besonders vielversprechend. Strenge Auflagen und unklare Zuständigkeiten hemmen zurzeit die Umsetzung am stärksten. Für die Umsetzung sind PV-Anlagen auf/an Lärmschutzwänden in Verbindung mit benachbarten großen Verbrauchern zur Direktbelieferung zu empfehlen, ebenso PV-Freiflächenanlagen auf Randflächen insbesondere in der Nähe von größeren Eigenverbrauchern (z. B. Lüftungsanlagen/Beleuchtung von Tunneln) oder energieintensiven externen Verbrauchern (z. B. Ladeeinrichtungen).

Geeignete Geschäftsmodelle umfassen die Eigenversorgung von Bundesimmobilien mit erneuerbaren Energien, Direktlieferverträge mit Verbrauchern in direkter räumlicher Nähe, regionale Direktvermarktung sowie die Verpachtung von Flächen. Darüber hinaus wird ein Managementkonzept vorgestellt, das diese verschiedenen Optionen unter einem Dach vereint: Die Führung eines Bilanzkreises für die bundeseigenen Erzeuger und Verbraucher. Abschließend werden die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Erzeugung, Nutzung und Vermarktung von Energie aus erneuerbaren Quellen entlang von Straßen betrachtet. Entsprechende vertragliche Regelungen für jedes Geschäftsmodell sowie vergaberechtliche Fragen werden behandelt.

Die Handlungsempfehlungen an die Politik sind: Es stehen sowohl die Technologien als auch die Geschäftsmodelle mit dem entsprechenden rechtlichen Rahmen zur Verfügung, um Erneuerbare Energien an Verkehrsträgern wirtschaftlich zu nutzen und den dringend notwendigen Beitrag zu den europäischen und deutschen Klimazielen zu leisten. Hindernisse können überwunden werden, indem Erfahrungen aus Pilotprojekten zügig auf den weiteren Zubau übertragen werden. Der Zubau sollte jetzt starten. Schnell umsetzbare Lösungen wie die Ausstattung von Eigenbetrieben mit PV-Dach- oder Freiflächenanlagen sollten unmittelbar begonnen werden. Für die mittel- und langfristige Dynamik beim Ausbau empfehlen wir eine Roadmap, die stufenweise zum Ziel eines emissionsfreien Betriebs der Verkehrsträger bis spätestens 2045, aber möglichst früher führt.

### Intermodal exchange of renewable energy

This report presents the results of the study “Intermodal exchange of renewable energy”. The study includes solutions for the increased generation and use of renewable energies along road, rail and waterway infrastructure with a focus on road and is divided into five work packages. Based on the evaluation of existing and promising technology fields and the selection of best practice examples, specific technologies in combination with transport infrastructure will be further investigated from a technical, economic and social perspective. Taking into account space potential, technological maturity and cost-effectiveness, photovoltaics on noise protection devices, canopies, roofs and open spaces of various traffic facilities as well as solar thermal energy are particularly promising. Strict requirements and unclear responsibilities are currently hampering implementation the most. For the implementation, PV systems on noise barriers in conjunction with direct delivery to neighboring large consumers are recommended, as well as PV ground-mounted systems on edge areas, especially in the vicinity of larger self-consumers (e.g. ventilation systems/lighting of tunnels) or energy-intensive external consumers (e.g. charging devices).



Suitable business models include the self-supply of federal real estate with renewable energies, direct supply contracts with consumers in the immediate vicinity, regional direct marketing and the leasing of land. In addition, a management concept is presented that combines these different options under one roof: The management of a balancing group for the federally owned producers and consumers. Finally, the legal and regulatory framework for the generation, use and marketing of energy from renewable sources along roads is considered. Corresponding contractual regulations for each business model as well as procurement law issues are dealt with.

The recommendations for action to politicians are: Both the technologies and the business models with the corresponding legal framework are available to economically use renewable energies along modes of transport and to make the urgently needed contribution to the European and German climate goals. Obstacles can be overcome by quickly transferring experience from pilot to next step projects. The expansion of new projects should start now. Solutions that can be implemented quickly, such as equipping in-house operations with PV roof or ground-mounted systems, should be tackled immediately. For the medium- and long-term dynamics of the expansion, we recommend a roadmap that gradually leads to the goal of zero-emission operation of the modes of transport by 2045 at the latest, but as soon as possible.

## Summary

### Intermodal exchange of renewable energy

The present study „Intermodal exchange of renewable energy“ shows that both the technologies and the business models with the corresponding legal framework are available to economically use renewable energies (RES) along modes of transport and to make the urgently needed contribution to the European and German climate goals. Obstacles can be overcome by quickly transferring experience from pilot to next step projects. The expansion should start now. We recommend that solutions that can be implemented quickly, such as equipping in-house operations with PV roof or ground-mounted systems, should be tackled immediately. Options such as the obligation of concession companies to purchase locally generated RES electricity or the leasing of land for the generation of renewable electricity must also be implemented quickly. For the medium- and long-term dynamics of the expansion, we recommend a roadmap that gradually leads to the goal of zero-emission operation of the modes of transport by 2045 at the latest, but as soon as possible. From our point of view, strategic fields of action are the RES rollout and sector coupling for in-house operations, the Autobahn GmbH as an energy trader with its own balancing group, the ramp-up of electromobility, innovation promotion through pilot projects and ecological added value for supply chains. The willingness to cooperate interdisciplinary within the administration across boundaries of responsibility is of central importance. In addition to an innovation-friendly environment for lighthouse projects, approval practice and day-to-day operation should also be geared towards the multiple use of infrastructure as an opportunity for climate protection.

This report presents concrete solutions for the increased production and use of renewable energies along road, rail and waterway transport infrastructure from a technical, economic and legal point of view.

After an introduction to the basics, objectives and procedures, Chapter 3 depicts technologies that are theoretically suitable for use upon and along transport infrastructure and assess their relevance for the project. Taking into account the main factors of space potential, technological maturity and cost-effectiveness, photovoltaics on noise protection

devices, canopies, roofs and open spaces of various traffic facilities as well as solar thermal energy are particularly promising. For each technology, best practice examples (26 in total) are selected and implementation data (size, yield, participants etc.) are described in the form of profiles.

In Chapter 4, these profiles are structured, documented and evaluated by means of a catalogue of criteria. It bundles the data obtained in the first step for the design of the projects and expands them with factors for technical implementation, cost-effectiveness, possible synergies and external effects. In addition, an in-depth analysis of the projects is carried out based on individual factors with regard to their conditions of success as well as difficulties and obstacles in implementation. The status as a demonstration, pilot or lighthouse project as well as the presence of an active third party influence the project implementation in a particularly favorable way. Strict requirements and unclear responsibilities are the main obstacles to implementation. For concrete implementation, PV systems on noise barriers in conjunction with direct delivery to neighboring large consumers are recommended. Furthermore, PV ground-mounted systems on edge areas are profitable, especially in the vicinity of larger self-consumers (e.g. ventilation systems/lighting of tunnels) or energy-intensive external consumers (e.g. charging facilities). When designing rooftop systems, the surplus feed-in should be checked in addition to the optimisation of own needs. Covering road surfaces with photovoltaics (free construction or canopies) opens up new space potential. Increased implementation will create know-how for optimal design and operation. For PV-occupied carports, combinations with charging facilities, load management and energy storage are promising.

Chapter 5 describes the design options for the generation, use and marketing of energy from renewable sources along modes of transport. A decision tree helps operators to find the economically and administratively suitable form of using renewable energies for a given area. In addition to the self-supply of federal properties with renewable energies, scope for direct delivery contracts, regional direct marketing and the leasing of land is being explored. In addition, a management concept is presented that combines these various options under one roof: The management of a separate balancing group „Autobahn“ for the state-owned producers and consumers.

All business models except self-supply are suitable for the exchange of energy between different modes of transport, provided appropriate spatial and technical conditions. In the case of self-supply, the greatest savings are achieved by reducing electricity procurement costs, which is the preferred option for exploiting the renewable energy potential. Direct delivery should be considered as the next option. This is interesting, for example, for cooperation with refueling and rest areas or operators of charging infrastructure. In regional direct marketing, verifiable regional RES electricity is marketed to consumers in the spatial environment using the public power grid. In addition to the economic benefits, effects such as green labelling or the development of sales capacities also play a role.

Deutsche Bahn is currently failing as a direct customer in view of its high demand, limited purchasing capacities and the small-sized supply with renewable energies. Against the background of the administrative and personnel costs, renewable energies are only obtained from plants that are larger than 20 MW. The automation and digitisation of the contractual processing between customer and supplier could remedy this in the future. The business model of leasing space is attractive if the principal demand is to develop quickly available space for renewable electricity generation and at the same time, the effort of plant operation and electricity marketing is to be largely avoided. The management of an in-house balancing group enables cost savings through balancing of generation and consumption as well as increased forecast quality and opens up additional perspectives with regard to sector coupling and rapidly changing regulatory framework conditions.

Chapter 6 takes a closer look at the legal and regulatory framework for the generation, use and marketing of energy from renewable sources along the road mode of transport – including possible constraints and obstacles, design options and, where appropriate, necessary changes to the legislative framework. The development of projects for the use of renewable energies along roads touches on a large number of legal issues. First of all, the legal framework conditions for the construction of plants must be considered in more detail. In connection with the road as a mode of transport, the road law requirements of the Federal Highway Act on the one hand and the building law requirements on the other hand must be met. The legal framework conditions of the various business

models are shown. In an excursus, the possibilities of a cross-modal use of decentrally generated electricity, in particular in the context of direct delivery and direct marketing, are shown. In a final step, the necessary implementation steps are described.

Chapter 7 describes in more detail contracts and contract contents that are necessary for the implementation of the selected business models. In this context, references are also made to standardised contracts, insofar as they are freely accessible. Procurement law issues are also examined. Thus, the responsible authorities are provided with practical recommendations for action and implementation paths. The aim is an increased expansion of renewable energies along the modes of transport and the optimal use of the electricity generated for self-consumption or supply to third parties.

The recommendations for action presented here include the design options for the use and marketing of renewable energies along transport modes. In addition to the above-mentioned strategic fields of action, topics with research needs were identified:

On the one hand, further research projects should aim to identify potentials for photovoltaics, electromobility and hydrogen infrastructure nationwide and, if possible, taking into account the site-dependent economic and technical prerequisites. This includes the question of where PPA solutions are possible for supplying municipalities or companies or which grid topologies are suitable for PV noise barriers. For the road as a mode of transport, state roads would have to be included in addition to federal trunk roads.

On the other hand, research can increasingly support and accompany the implementation within the framework of innovation projects. For example, it can conceptualise and evaluate pilot projects and involve the relevant stakeholders such as Autobahn GmbH, including state subsidiaries, manufacturers or service providers, in the learning process. This is suitable, for example, for projects within the framework of the Fast Charging Act, for the use of hydrogen production and filling stations on federal trunk roads and railway lines. When setting up a motorway balancing group, a consortium of research and practice partners can advise Autobahn GmbH and take over the development up to test operation. With the increasing number of partly small RES systems, the digitally supported automation of

acquisition and operation as well as the aggregation of the systems is becoming increasingly important. The use of smart grid technology, including blockchain and smart marketing solutions, can be the subject of pilot projects to prepare for rollout to a variety of locations.

The topics mentioned here do not claim to be complete. According to the authors, however, these are essential levers for advancing the energy transition in the field of transport infrastructure in the near future.



## Inhalt

<b>Abkürzungen</b> .....	11	4.2.3	Photovoltaik Freiflächenanlage.....	62
<b>1 Einführung: Grundlagen und Zielsetzung</b> .....	13	4.2.4	Photovoltaik Dachflächenanlagen.....	64
<b>2 Vorgehen in der Studie</b> .....	13	4.2.5	Photovoltaik Einhausungen/ Überdachungen .....	65
<b>3 Best-Practice Beispiele</b> .....	15	4.2.6	Photovoltaik Carports.....	66
3.1 Übersicht über Technologiefelder .....	15	4.3	Analyse der Best Practice Beispiele .....	68
3.1.1 Photovoltaik .....	15	4.3.1	Erfolgsbedingungen und -faktoren aus den Beispielprojekten.....	68
3.1.2 Solarthermie.....	22	4.3.2	Schwierigkeiten und Hemmnisse in den Beispielprojekten.....	69
3.1.3 Wind.....	22	4.3.3	SWOT – Analyse ausgewählter Technologien aus den Best Practice Beispielen .....	70
3.1.4 Geothermie und Straßenwärme.....	23	4.4	Handlungsempfehlungen .....	72
3.1.5 Biomasse .....	24	4.4.1	Lärmschutzwand/Lärmschutzwall .....	72
3.1.6 Mechanische Energie .....	25	4.4.2	Freiflächenanlagen .....	72
3.1.7 Brennstoffzellen-Netzersatzanlagen .....	26	4.4.3	Dachflächenanlagen .....	72
3.1.8 Wasserstoffinfrastruktur .....	26	4.4.4	Einhausungen/Überdachungen .....	73
3.2 Übersicht über Anwendungen.....	26	4.4.5	PV-Carport .....	73
3.2.1 Eigennutzung .....	26	4.5	Fazit .....	73
3.2.2 Zwischenspeicherung .....	27	<b>5 Analyse möglicher Geschäftsmodelle</b> .....	74	
3.2.3 Netzeinspeisung .....	28	5.1	Einführung zu Geschäftsmodellen für die Erzeugung und Nutzung Erneuerbarer Energien an Verkehrsträgern .....	74
3.2.4 Versorgung von nahegelegenen Kunden..	29	5.2	Übersicht Geschäftsmodelle und Entscheidungshilfe.....	76
3.2.5 Flexibilitätsangebot .....	29	5.3	Geschäftsmodelle .....	78
3.3 Best-Practice Beispiele .....	29	5.3.1	Eigenversorgung .....	78
3.3.1 Lärmschutzeinrichtungen.....	30	5.3.2	Direktlieferung.....	83
3.3.2 Überdachungen .....	46	5.3.3	Regionale Direktvermarktung .....	86
3.3.3 Dach- oder Freiflächen .....	48	5.3.4	Flächenverpachtung .....	91
3.3.4 Solarthermie.....	57	5.4	Bilanzkreis Autobahn .....	95
3.4 Fazit .....	58	5.4.1	Wesen des Bilanzkreismanagements .....	95
<b>4 Analyse der Gestaltung von bestehenden Infrastruktur-/Energie-Projekten</b> .....	59	5.4.2	Bilanzkreisstruktur und Rollenmodell .....	97
4.1 Vorgehensweise.....	59	5.4.3	Nutzen und Kosten eines eigenen Bilanzkreises.....	99
4.2 Dokumentation, Strukturierung und grobe Bewertung der Best Practice Beispiele.....	59			
4.2.1 Photovoltaik Lärmschutzwände .....	60			
4.2.2 Photovoltaik Lärmschutzwälle.....	61			

5.4.4	Schrittweises Vorgehen und Empfehlung.....	101	7.2.3	Zusammenfassung .....	143
5.5	Fazit .....	101	7.2.4	Stromliefervertrag innerhalb Kundenanlage/ via Direktleitung .....	144
<b>6</b>	<b>Analyse der gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Umsetzung der Konzepte und Ideen für die Nutzung Erneuerbarer Energien durch die öffentliche Hand .....</b>	<b>102</b>	7.2.5	Gestattungsverträge und Dienstbarkeiten zur Direktleitungssicherung.....	147
6.1	Die Verwaltung der Bundesautobahnen .	103	7.3	Regionale Direktvermarktung .....	153
6.2	Die Verwaltung der sonstigen Bundesstraßen.....	104	7.3.1	Variante: Stromveräußerung an einen Stromhändler .....	153
6.3	Rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung von Erneuerbare-Energie-Anlagen am Verkehrsträger Straße .....	105	7.3.2	Variante: Eigenständige Regionalvermarktung als Stromlieferant.....	155
6.3.1	Genehmigungsrechtliche Anforderungen nach dem FStrG.....	105	7.4	Flächenverpachtung .....	158
6.3.2	Baurechtliche Anforderungen an die Errichtung von EE-Anlagen.....	108	7.4.1	Flächenpacht .....	158
6.4	Rechtliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von Erneuerbare-Energie-Anlagen an Verkehrsträgern .....	113	7.4.2	Stromlieferung.....	160
6.4.1	Eigenversorgung .....	113	7.5	Bilanzkreis Autobahn .....	161
6.4.2	Direktlieferung.....	123	7.6	Vergaberechtliche Fragen der Umsetzung der Konzepte in Vertragsform .....	161
6.4.3	Regionale Direktvermarktung .....	130	7.6.1	Öffentlicher Auftraggeber .....	162
6.4.4	Flächenverpachtung .....	136	7.6.2	Öffentliche Aufträge und Konzessionen .	163
6.4.5	Bilanzkreis Autobahn .....	138	7.6.3	Schwellenwert.....	164
6.5	Fazit .....	141	7.6.4	Keine Ausnahmen.....	165
<b>7</b>	<b>Analyse der Vertragswerke für die Anwendung im öffentlichen Sektor .....</b>	<b>141</b>	7.6.5	Durchführung der Ausschreibung .....	165
7.1	Eigenversorgung.....	141	7.7	Fazit .....	166
7.1.1	Stromabnehmer (Verkauf von Überschussmengen).....	142	<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen .....</b>	<b>166</b>
7.1.2	Netzbetreiber (Einspeisung von Überschussmengen).....	142	<b>Literatur.....</b>	<b>168</b>	
7.1.3	Stromlieferanten (Bezug von Residualmengen).....	143	<b>Bilder .....</b>	<b>175</b>	
7.2	Direktlieferung.....	143	<b>Tabellen.....</b>	<b>177</b>	
7.2.1	Variante: Stromlieferung innerhalb der Kundenanlage.....	143			
7.2.2	Variante: Stromlieferung über eine Direktleitung .....	143			

## Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EKR	Eigenkapitalrentabilität
GKR	Gesamtkapitalrentabilität
kWp	Kilowatt Peak
LSW	Lärmschutzwand
PE	Primärenergie
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public Private Partnership
PV	Photovoltaik
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
UK	Unterkonstruktion





## 1 Einführung: Grundlagen und Zielsetzung

Die Bundesanstalt für Straßenwesen hat ein wissenschaftliches Forschungsprojekt „Verkehrsübergreifender Austausch von Erneuerbaren Energien“ ausgeschrieben, um Lösungsvorschläge für die Erzeugung und Nutzung Erneuerbarer Energien an der Verkehrsinfrastruktur zu entwickeln. Mit der Durchführung des Projekts wurde das Beratungsunternehmen Dr. Langniß Energie & Analyse zusammen mit Becker Büttner Held, E&E Consult GbR sowie die Maxsolar GmbH beauftragt.

Das im Jahr 2016 ins Leben gerufene Experten Netzwerk „Wissen – Können – Handeln“ des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) beschäftigt sich mit der verkehrsträgerübergreifenden Forschung. Erstmals in der deutschen Behördenpraxis wurde vielfältige Expertise von Fachexperten aus sieben Behörden zusammengetragen, um praktikable und wissenschaftlich fundierte Lösungen für das Verkehrssystem der Zukunft zu erarbeiten. Die Arbeit ist in sechs Themenfeldern im Rahmen einer Forschungsstrategie 2030 organisiert. Das Themenfeld 5 trägt den Titel „Einsatzpotenziale Erneuerbarer Energien für Verkehr und Infrastruktur verstärkt erschließen“. Die Ergebnisse der ersten Forschungsphase von 2016 bis 2019 (Identifikation) sind in einem Bericht unter demselben Titel zusammengefasst [1] und bilden eine wesentliche Grundlage für das genannte Forschungsprojekt. Es ist der zweiten Phase (Integration) des Themenfelds 5 zugeordnet. Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse des Projekts dar.

Übergeordnetes Ziel dieser Studie ist es, Ideen zu entwickeln und Lösungen zu erarbeiten, wie die in den Händen des Bundes liegenden Verkehrsinfrastrukturen stärker für die Erzeugung Erneuerbarer Energien (EE) genutzt werden können, um so einen Beitrag zum Erreichen der nationalen Klimaschutzziele zu leisten. Dabei geht es weniger um die konkrete Umsetzung einzelner Projekte, sondern grundsätzlich um Vorschläge, wie Geschäftsmodelle mit Beteiligung des öffentlichen Sektors zur energiewirtschaftlichen Nutzung der Verkehrsinfrastrukturen vertraglich und institutionell realisiert werden können. Darüber hinaus ist zu klären, welche gesetzlichen Änderungen diese und weitere, darüber hinausgehende Geschäftsmodelle befördern würden, mit anderen Worten, welche gesetzlichen Hemmnisse heute die beschleunigte energiewirt-

schaftliche Nutzung der Verkehrsinfrastrukturen behindern. Bevorzugt soll die so bereitgestellte Energie, nicht zuletzt auch wegen der örtlichen Nähe, im Verkehrssektor selbst genutzt werden, wobei unterschiedliche Verkehrsträger von der bereitgestellten Energie profitieren können.

Neben der bloßen Energiebereitstellung können Verkehrsinfrastrukturen auch in anderer Weise zum Gelingen der Energiewende beitragen. Durch Anpassung des Verbrauchs, Speicherung von Energie und bedarfsgerechter Erzeugung kann Flexibilität, etwa in Form von Regelenergie, für das Energiesystem zur Verfügung gestellt werden und so die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien erleichtern. Das parallel zum öffentlichen Stromnetz bestehende Bahnnetz etwa könnte zur Überbrückung regionaler und überregionaler Engpässe im öffentlichen Stromnetz genutzt werden. Auch diese möglichen Wertangebote sind mit Geschäftsmodellen einschließlich vertraglicher Gestaltung und ggf. gesetzlicher Anpassungen zu unterfüttern.

Die ersten Arbeiten zur Fragestellung der verkehrsträgerübergreifenden Nutzung von EE sind bereits vor etwa zehn Jahren entstanden. Die Forschungsfragen des hier beschriebenen Projekts beziehen sich also nicht in erster Linie auf die Technologien, die bereits gut entwickelt sind, sondern auf energiewirtschaftliche und rechtliche Aspekte.

## 2 Vorgehen in der Studie

Das Forschungsprojekt gliedert sich in fünf Arbeitspakete, deren Ergebnisse im vorliegenden Bericht im Laufe des Projekts dokumentiert werden:

1. Arbeitspaket 1: Best-Practice Beispiele (Kapitel 3)
2. Arbeitspaket 2: Analyse der Gestaltung von bestehenden Infrastruktur-/Energie-Projekten (Kapitel 4)
3. Arbeitspaket 3: Analyse der möglichen Geschäftsmodelle (Kapitel 5)
4. Arbeitspaket 4: Analyse der gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Umsetzung der Konzepte und Ideen für die Nutzung Erneuerbarer Energien durch die öffentliche Hand (Kapitel 6)
5. Arbeitspaket 5: Analyse der Vertragswerke für die Anwendung im öffentlichen Sektor (Kapitel 7)

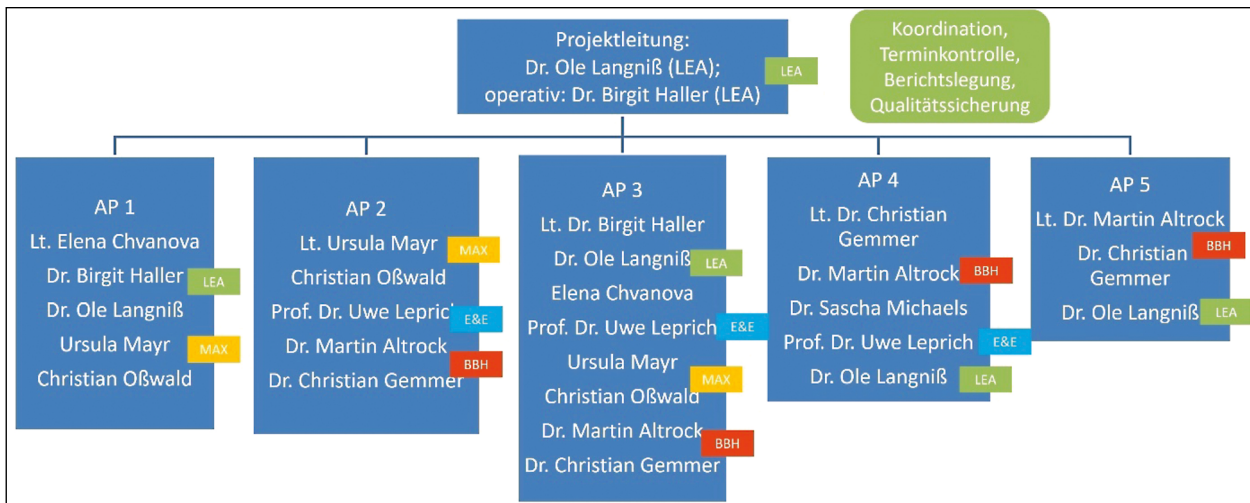


Bild 2-1: Übersicht über die Leitungen und Beteiligten in fünf Arbeitspaketen

Eine Übersicht über die Arbeitspakete sowie deren Leitungen und Beteiligte ist in Bild 2-1 zu sehen.

Um zu Ideen und Lösungsvorschlägen für den verkehrsträgerübergreifenden Einsatz von EE in einer möglichst leicht anwendbaren Form zu kommen, ist ein iterativer Prozess vorgesehen. Im Sinne eines Trichters (Bild 2-2) wird in AP 1 ein breites Feld von Technologien und Anwendungsmöglichkeiten (Best-Practice Beispielen) aufgespannt. An der Schnittstelle von AP 1 zu AP 2 wurde mit dem Auftraggeber am 09.02.2021 ein virtueller Scoping Workshop veranstaltet, um Präferenzen bezüglich verfügbarer Technologien sowie Zielvorstellungen für die Studie einzugrenzen. AP 2 betrachtet ein ausgewähltes Feld von Anwendungen und wird entlang von technischen und wirtschaftlichen Kriterien optimale Maßnahmen definieren. AP 3 bis 5 wird auf Basis der Analyse von Chancen für Geschäftsmodelle und rechtlichen Handlungsspielräumen Gestaltungsoptionen aufzeigen. Feedbackschleifen bezüglich bereits getroffener Vereinbarungen im Projektteam und mit dem Auftraggeber helfen, die Vorgehensweise zu schärfen.

**Forschungsmethodik und Abgrenzung**

Methodisch geht es einerseits um eine strukturierte Sichtung und Aufbereitung der vorhandenen technischen Potenziale auf der Grundlage vorhandener Literatur, Studien zu umgesetzten Fallbeispielen und von Expertengesprächen. Andererseits sollen auf dieser Grundlage systematisch erfolgversprechende Geschäftsmodelle identifiziert werden, die unter den bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen bzw. unter veränderten rechtlichen Rahmenbedingungen umgesetzt werden könnten.

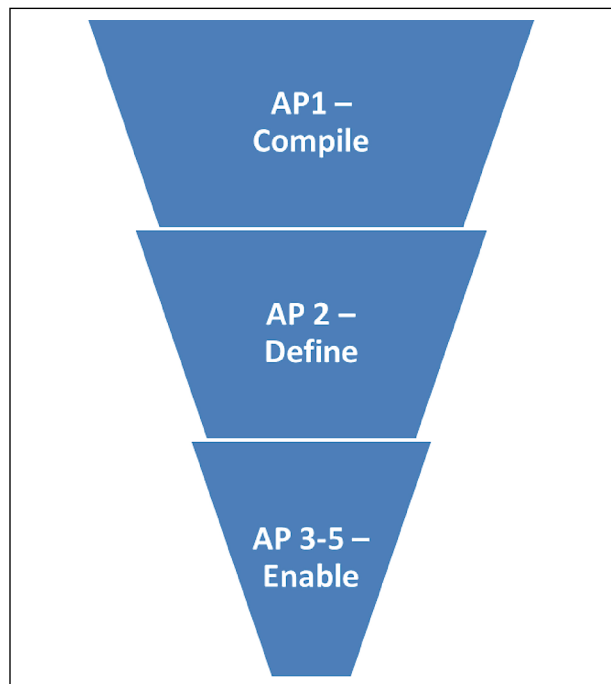


Bild 2-2: Trichtermodell der Studie

In AP 1 werden Anwendungsbeispiele der Nutzung von EE auf Verkehrsinfrastrukturen, inklusive Wachstumsfelder und sehr innovativen Technologieausprägungen, umfassend beleuchtet. Darauf aufbauend werden in AP 2 vielversprechende Beispiele näher betrachtet. Der Scoping Workshop diente dazu, die Technologiefelder auszuwählen, die das größte technische und wirtschaftliche Potenzial für die beabsichtigten Anwendungen aufweisen sowie von besonderem Interesse für den Auftraggeber sind. Die detaillierte Vorgehensweise ist im jeweiligen Arbeitspaket dargestellt.

### 3 Best-Practice Beispiele

Für die Analyse im Kapitel 3 werden Projekte im nationalen, europäischen und weltweiten Kontext herangezogen, die die Nutzung von EE an und auf diversen Verkehrsinfrastrukturen auf unterschiedliche Art und Weise erforschen und umsetzen. Sowohl Forschungs- und Entwicklungs- als auch kommerzielle Projekte werden berücksichtigt. Der Schwerpunkt der Analyse sind etablierte Technologiefelder sowie Wachstumsfelder und Technologien, bei denen noch unklar ist, ob ihre Verwendung ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist und ob ein ausreichendes Flächenpotenzial vorhanden ist.

Als Best-Practice-Beispiele werden diejenigen abgeschlossenen, laufenden oder geplanten Projekte gesehen, die sich in einzelnen Aspekten herausheben (z. B. große Anlage, hoher Energieertrag, gute Wirtschaftlichkeit, durchdachtes Konzept, Eigenverbrauch oder Versorgung von nahegelegenen Kunden, gewinnbringende Zusammenarbeit zwischen öffentlichen und privaten Akteuren, Vereinbarkeit mit Naturschutz). Die Auswahl von wesentlichen Aspekten basiert auf eigenen Einschätzungen sowie Bewertungen aus dem Scoping Workshop. Eine wichtige Bedingung ist die Verfügbarkeit von Projektinformationen, denn nicht für alle Projekte, besonders für diejenigen Projekte, die durch Privatinvestoren realisiert worden sind, stehen die Eckdaten öffentlich zur Verfügung.

Das Ergebnis der Analyse ist eine priorisierte Sammlung von Best-Practice-Beispielen anhand von Erfolgsfaktoren, die dann für die weitergehende Bewertung in Kapitel 4 zur Verfügung steht.

### 3.1 Übersicht über Technologiefelder

Erneuerbare Energien an und auf Verkehrsinfrastrukturprojekten gewinnen an Bedeutung: Im Rahmen des EEG wurde ein Innovationsbonus für Dachanlagen und Überdachung von Parkplätzen eingeführt. Auf politischer Ebene sowie in der Energie- und Verkehrsbranche wird viel über Innovationen für die Sektorkopplung von Energie und Mobilität diskutiert. Pilot- und Leuchtturmprojekte werden konzipiert, verschiedene Technologien erprobt. Bei einigen davon wird ein Durchbruch gelingen, andere werden sich als unwirtschaftlich erweisen. Daher ist es wichtig, eine Bestandsaufnahme von bestehenden und sich entwickelnden Technologien und deren Potenzialen für die Verkehrsinfrastruktur zu machen, um einen Überblick ermöglichen und fundierte Vorhersagen für die zukünftige Entwicklung machen zu können.

Folgende Technologien der EE-Energieerzeugung wurden für die Analyse herangezogen:

- Photovoltaik
- Solarthermie
- Wind
- Geothermie und Straßenwärme
- Biomasse (Straßenbegleitgrün)
- Mechanische Energie
- Brennstoffzellen-Netzersatzanlagen

#### 3.1.1 Photovoltaik

Eine Übersicht über mögliche Einsatzbereiche der Photovoltaik auf und an Verkehrsinfrastrukturen

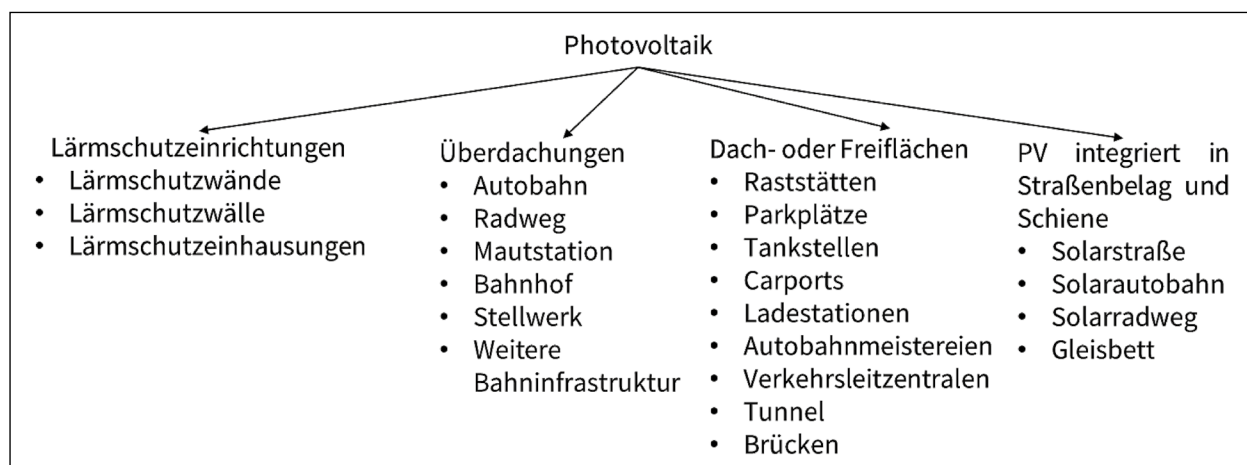


Bild 3-1: Übersicht über Einsatzbereiche der Photovoltaik in der Verkehrsinfrastruktur

zeigt Bild 3-1. Die Breite an verfügbaren Optionen für den Einsatz oder die Erprobung von PV spiegelt die herausragende Flexibilität der Technologie sowie das rege Interesse der Branche wider. Hier finden sich sowohl etablierte Bereiche wie PV auf Lärmschutzwänden, als auch Wachstumsfelder, die sich gerade in Form von Pilotprojekten und Feldtests entwickeln, wie PV auf Autobahnüberdachungen.

### Photovoltaik auf Lärmschutzeinrichtungen

PV auf Lärmschutzeinrichtungen wie Lärmschutzwänden und -wällen zu errichten, ist heutzutage der gängigste Ansatz der Nutzung von bereits bestehenden Verkehrsinfrastrukturen für EE-Energieerzeugung. Lärmschutzwände und -wälle werden dafür benutzt, den Lärmpegel zwischen Lärmquellen wie Autobahnen und Schienenwegen auf der einen Seite und empfindlichen Empfängern wie Krankenhäusern, Schulen und Wohngebieten auf der anderen Seite effektiv zu senken. Eine erste Kombination einer Lärmschutzwand mit PV-Anlage wurde 1989 in der Schweiz errichtet (siehe dazu Kapitel 3.3.1). Heute finden sich mit PV bestückte Lärmschutzwände und -wälle am häufigsten in den Ländern, die das entsprechende Flächenpotenzial haben und bestrebt sind, an nötigen Stellen Lärm zu reduzieren und gleichzeitig den Anteil des Erneuerbaren Stroms zu erhöhen.

Eine ausführliche Studie der US Federal Highway Administration zu Erfahrungen bei der Umsetzung von PV-Projekten auf Lärmschutzwänden [2] in verschiedenen Ländern bestätigte, dass dieses Technologiefeld ein großes Potenzial sowohl für bestehende als auch für geplante Lärmschutzwände aufweist. Gemäß den praktischen Erfahrungen der Fachexperten aus Straßenbehörden können PV-Lärmschutzwände so ausgelegt werden, dass sie Strom erzeugen, ohne ihre Fähigkeit zur sicheren Lärmreduzierung zu beeinträchtigen. In einigen Fällen können sie ihre Lärmreduzierungsleistung sogar verbessern. Ein wichtiger Vorteil der Nutzung von PV auf Lärmschutzeinrichtungen ist die Synergie der Mehrfachnutzung der Fläche und Vermeidung der zusätzlichen Flächenversiegelung. Besonders in Ländern mit schrumpfenden verfügbaren Flächen für EE-Erzeugung ist dieser Vorteil bedeutend. Das Geschäftsmodell für die Errichtung von PV auf LSW hängt häufig von der Differenz zwischen den Grenzkosten für den Bau der Infrastruktur mit und ohne Energieerzeugungsanlage ab.

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Lärmschutzwänden hängt in hohem Maße vom Preis der PV-Module, dem Strompreis und der staatlichen Förderung der Erneuerbaren Energien ab. In den Ländern, in denen attraktive Förderbedingungen für den EE-Ausbau gegeben sind, fällt der Bau und Neuerrichtung von LSW mit integrierter PV einfacher und wirtschaftlicher aus. Vor diesem Hintergrund verwundert es nicht, dass die stärkste Entwicklung dieses Technologiefelds in Europa stattfand, wo das Förderregime für Erneuerbare Energien im Vergleich zu anderen Regionen relativ großzügig ist: Laut Einschätzungen der International Renewable Energy Agency (IRENA) war die EU 28 im Jahr 2018 für über 60 % der Zuschüsse für Erneuerbare Energien weltweit zuständig [3]. Die Rahmenbedingungen in Deutschland schaffen eine gute Basis für den flächendeckenden Einsatz. Zugleich sind Projekte häufig zum Scheitern verurteilt, wenn keine ausreichende Förderung gegeben ist und sich keine Direktabnehmer finden, zum Beispiel in Form von Power Purchase Agreements (PPA). Ein Beispiel ist die fehlende Entwicklung der PV auf LSW in Australien. Auf der Lärmschutzwand an Melbournes Tullamarine Flughafen wurde 2007 eine PV-Anlage von 24 kWp errichtet. Weil es keine Direktabnehmer in unmittelbarer Nähe zur LSW gab, musste der Strom zu niedrigen Einspeisetarifen ins Netz eingespeist werden. Nach der Auswertung der Wirtschaftlichkeit hat der Betreiber der LSW VicRoads, die Straßen- und Verkehrsbehörde im australischen Bundesstaat Victoria, seine Pläne zum Bau von weiteren PV-Anlagen auf LSW verworfen und eine Kehrtwende zu Dach- und Freiflächenanlagen gemacht, da solche Installationen weniger Anpassungen benötigen [2]. Private Investoren sind nur schwierig in Projekte zu locken, für die keine gute Wirtschaftlichkeit nachgewiesen werden kann.

Als Ergebnis der ausführlichen Analyse von öffentlich verfügbaren Quellen, Praxisbeispielen der MaxSolar GmbH sowie Expertengesprächen konnte eine Sammlung von 46 umgesetzten und laufenden Projekten im Bereich PV auf Lärmschutzeinrichtungen zusammengeführt werden. Bild 3-2 ist zu entnehmen, dass Deutschland mit 25 Projekten (54 %) der Vorreiter ist. Darauf folgen die Nachbarländer Schweiz, Niederlande und Österreich. Nur eine Anlage ist außerhalb der EU installiert. Obwohl der Praxispartner im Bereich Realisierung von PV-Projekten MaxSolar GmbH, der in Deutschland seinen Tätigkeitsschwerpunkt hat, an Bord war und Informationen zu eigenen Projekten beisteuerte, hat das

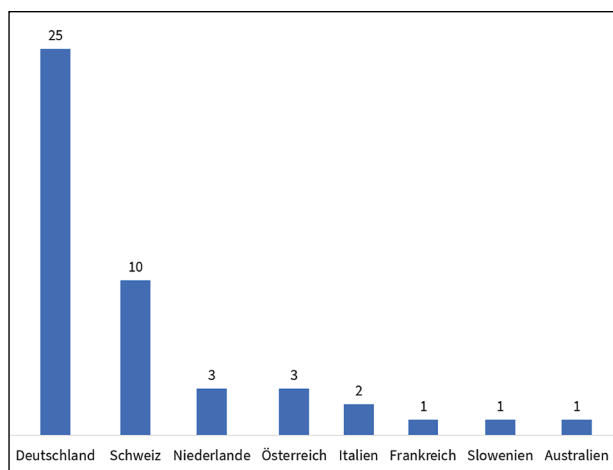


Bild 3-2: Verteilung der Projekte mit PV auf Lärmschutzeinrichtungen (Anzahl) nach Ländern

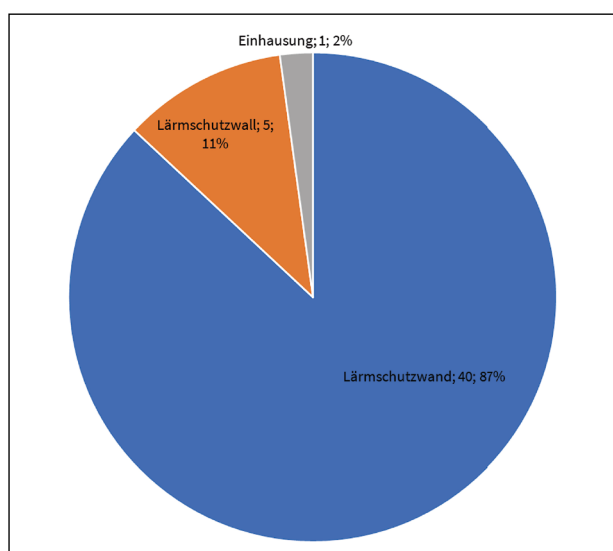


Bild 3-3: Verteilung der Projekte auf Typ der Lärmschutzeinrichtung

die Ergebnisse nicht verzerrt. Öffentliche unabhängige Quellen bestätigen ebenfalls die Tatsache, dass in Deutschland mehr Projekte als in anderen Ländern umgesetzt worden sind.

Die am häufigsten für PV verwendete Lärmschutzeinrichtung sind Lärmschutzwände (40 Projekte oder 87 %). Den zweiten Platz belegen Lärmschutzwälle mit fünf Projekten. Eine mit PV ausgestattete Einhausung war nur in einem Fall zu finden. Es ist anzumerken, dass die beiden weniger oft vertretenen Einrichtungen (Lärmschutzwälle und Einhausungen) nur in Deutschland zu finden sind. Die anderen Länder haben nur Lärmschutzwände mit PV bestückt.

Acht von 46 Projekten sind an Eisenbahnstrecken errichtet (jeweils vier in Deutschland und in der Schweiz), der Rest an Autobahnen.

Die Anlagengrößen variierten von 5 bis 2.650 kWp, im Durchschnitt 289 kWp. Dabei fiel die Durchschnittsanlagengröße in Deutschland mit 404 kWp höher, in der Schweiz mit 63 kWp deutlich niedriger aus.

Der Energieertrag der analysierten Anlagen unterscheidet sich aufgrund der vorhandenen Sonneneinstrahlung, Eigenschaften, Neigung und Position der Module sowie anderen Bedingungen wie Verschattung und Verschmutzung der Anlage. Für 29 von insgesamt 46 Anlagen liegen die Daten entweder zum erwarteten oder tatsächlichen Ertrag vor. Im Durchschnitt macht der jährliche tatsächliche Ertrag 846 kWh/kWp aus und kann sich in der Spanne zwischen 446 und 1.211 kWh/kWp bewegen. Das Ertragspotenzial fällt etwas geringer mit 763 kWh/kWp aus. Bei sechs Anlagen, für die sowohl Ertragspotenzial als auch tatsächlicher gemessener Ertrag bekannt sind, ist der tatsächliche Ertrag immer niedriger als erwartet. Die Differenz zwischen den zwei Kriterien beträgt bis zu 42 %.

Was die Finanzierungsform angeht, sind sowohl öffentliche als auch private Investitionen stark vertreten. Forschungs- und Entwicklungsprojekte sind aus Staats- und Landesmitteln sowie aus EU-Fördermitteln finanziert. Zu den Beteiligten beim Bau und Betrieb von PV-Lärmschutzeinrichtungen gehören örtliche Energieversorger, Stadt- und Gemeindeverwaltungen, Straßenbehörden, Deutsche Bahn, Projektentwickler, Autobahnbetreiber sowie Energiegenossenschaften.

### Bewertung der Relevanz für das Vorhaben

Die Anzahl der Projekte, ihre unterschiedliche Zielsetzung (F&E sowie kommerzielle Projekte) sowie das Interesse von öffentlichen und privaten Akteuren bestätigen die Einschätzung, dass das Technologiefeld PV auf Lärmschutzeinrichtungen ein großes Potenzial aufweist. Vor allem Lärmschutzwände an Autobahnen und Bahnstrecken können durch ihre meist einfache Konstruktion und einen geringen Flächenverbrauch ohne großen Aufwand mit PV-Modulen nachgerüstet oder mit integrierten Solarpaneelen gebaut werden. PV-Lärmschutzwände sind sicher und relativ wartungsarm. Bei den Lärmschutzwällen fällt das Potenzial etwas niedriger aus, zum einen, weil sie aufgrund von höherem Flächenverbrauch seltener gebaut werden, zum anderen, weil man mit einer niedrigeren EEG-Vergütung als bei LSW rechnen muss (siehe PV auf Lärmschutzwand an der Bahnstrecke in Neumarkt in der Oberpfalz). Autobahneinhausungen allein zu Lärm-

schutzzwecken sind sehr selten zu finden. Hier könnte ein Potenzial eher bei Neubauten mit integrierter PV liegen, um die Synergie von Lärmschutz und EE-Erzeugung nutzen. In der aktuellen Studie werden insbesondere die Anwendungsfelder PV auf Lärmschutzwänden und -wällen weiterverfolgt.

### **PV auf Überdachungen**

PV auf Überdachungen der Verkehrsinfrastruktur sind ein noch fast unerprobtes Technologiefeld. Die wenigen Beispiele finden sich im Kapitel 0. Eine energieerzeugende Autobahnüberdachung ist zurzeit als Pilotprojekt von einem internationalen Konsortium um das Austrian Institute of Technology (AIT) mit Beteiligung der BAST geplant. Eine PV-Anlage auf der Überdachung eines Radwegs wurde in Südkorea realisiert. Ein Projekt, das weltweit seinesgleichen sucht. Mit PV bestückte Mautstationen finden sich in Zimbabwe, sonst in keinem anderen Land.

Bewertung und Beispiele von Überdachungen an Tankstellen, Parkplätzen und anderen Verkehrseinrichtungen finden sich im nächsten Abschnitt „Dach- und Freiflächen“.

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Projekte in dieser Kategorie tragen Pilotcharakter. Ob sie sich weiterentwickeln und vorangetrieben werden, gilt es zu beobachten. Die Länder, die Mautstationen betreiben, sollten die Möglichkeit, sie mit PV-Paneelen auszustatten, in Erwägung ziehen. Falls die Erfahrungen positiv ausfallen, könnte sich diese Art der Technologieanwendung schnell verbreiten. Für die aktuelle Studie wird vereinbart, in Abstimmung mit dem parallelen Forschungsprojekt des AIT Umsetzungspotenziale auf der Basis von Demonstratordaten zu bewerten.

### **Dach- und Freiflächen**

In Form von Dach- oder Freiflächenanlagen können PV-Module als Stromquelle für diverse Einrichtungen benutzt werden und in Kombination mit Ladeinfrastruktur und Speichern kann erzeugter Strom den Eigenverbrauch nah am Erzeugungsort erhöhen. Folgende Einrichtungen wurden in der Analyse berücksichtigt:

- Autobahnraststätten
- Autobahntankstellen
- Autobahnparkplätze
- Straßen- und Autobahnmeistereien

- Verkehrsleitzentralen
- Tunnel
- Flächen und Bauwerke der Bahn

Die Analyse hat gezeigt, dass deutsche Raststätten und Tankstellen vermehrt mit einer eigenen Erneuerbaren Energieerzeugung ausgestattet werden (zum Beispiel Raststätte Fürholzen West). Die angestrebte Sektorkopplung von Energie und Mobilität treibt viele Einrichtungen dazu, PV-Anlagen zu installieren und den erzeugten Strom für Ladeinfrastruktur und Eigenverbrauch zu nutzen.

In der Welt zeichnet sich die Bewegung zu solarbetriebenen Raststätten und Tankstellen ebenfalls ab. Sowohl entwickelte Länder (USA, Großbritannien, EU-Länder) als auch Entwicklungsländer (Namibia, Zimbabwe) richten PV-Paneele auf Dächern von Tankstellen und Raststätten ein. Getrieben sind diese Projekte vor allem von steigenden Stromkosten. Tankstellen bieten sich für PV-Lösungen an, da sie meist über eine Überdachung verfügen, die voll in der Sonne steht. Die erste solare Überdachung in Deutschland wurde bereits 2012 in Gelsenkirchen errichtet [4]. Der französische Energieversorger Total strebt an, 5.000 Tankstellen in 57 Ländern mit PV-Anlagen auszustatten. Seit 2016 läuft das Programm, etwa 1.000 Tankstellen werden pro Jahr mit PV bestückt. Mehr als ein Drittel aller Total-Tankstellen weltweit sollen ihren Strom in eigenen PV-Anlagen erzeugen. Dadurch werden jährlich mehr als 50.000 t CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart. Jede Tankstelle soll im Durchschnitt 120 m<sup>2</sup> PV-Module bekommen. Somit werden etwa 45 MWh pro Tankstelle und Jahr erzeugt. Das soll die Abhängigkeit vom Netz oder anderen Energiequellen wie Dieselgeneratoren um 30 % reduzieren. Die Gesamtkosten des Programms belaufen sich auf 300 Mio. USD [5] [6]. Der britische Solarparkbetreiber GRIDSERVE plant, 100 voll solarbetriebene Ladeparks in Großbritannien in Betrieb zu nehmen; der erste wurde 2020 gebaut (mehr dazu im Kapitel 3.3.3).

Der Windenergieanlagenhersteller ENERCON hat ein Konzept von E-Ladeparks der Zukunft (Ladepark als Komplettlösung) nach dem Baukastenprinzip entwickelt. Der Hauptbestandteil des Konzepts sind vier Ultra-Schnellladesäulen mit einer Gesamtleistung von 600 kW, die dank der Smart Grids-Technologie netzdienlich handeln und durch die Bereitstellung von Blindleistung zur Netzstabilität beitragen können. Der Strom soll aus benachbarten Windenergieanlagen kommen. Optional können

Aufdach-PV-Anlagen und Batteriepufferspeicher zugebaut werden. Der europaweit erste Ladepark dieser Art ist in Nordhausen in Kooperation mit In-TraSol und den Stadtwerken Nordhausen entstanden [7]. Die nahegelegenen Windräder, die den Erneuerbaren Strom für den Ladepark liefern, erzeugen rund 8 Mio. kWh pro Jahr und haben eine hohe Auslastung von 80 %. Bis 2022 sollen bundesweit etwa 220 solcher Ladeparks entstehen [8].

Die PV-Überdachung von Parkplätzen weist ebenfalls ein hohes Potenzial auf. Mehrere Initiativen der deutschen Bundesländer gehen in diese Richtung. Das Programm zur wirtschaftlichen Belebung aufgrund der Corona-Krise der Landesregierung in Rheinland-Pfalz enthält die Förderung von Solarcarports [9]. Der Entwurf des neuen Klimaschutzgesetzes der Landesregierung von Baden-Württemberg sieht vor, dass ab 2022 PV-Anlagen über Parkplatzflächen mit mehr als 75 Auto-Stellplätzen verpflichtend werden. Das Umweltministerium Baden-Württemberg hat Pilotprojekte zur Errichtung von PV-Anlagen auf Parkplatzüberdachungen ausgeschrieben, um Erfahrungen und Erkenntnisse zur praxisnahen Unterstützung derjenigen zu sammeln, die die PV-Pflicht umsetzen müssen. Mit insgesamt 750.000 € werden bis zu vier Projekte gefördert. Die Errichtung von Solarcarports kostet laut Studie des Verbands Region Stuttgart je nach Konstruktion von 2.000 bis 3.500 € pro kWp zuzüglich der Bodenarbeiten und Netzanschlusskosten. PV-Module sind sehr wartungsarm und die Betriebs- und Wartungskosten machen etwa ein bis zwei Prozent der Anschaffungskosten pro Jahr aus. Der wirtschaftliche Betrieb ist vor allem in Kombination mit einer Ladeinfrastruktur möglich. Auch Parkplätze mit einem erweiterten Dienstleistungsangebot und Servicekonzept (Solare Multiservice-Station) können Kosten reduzieren bzw. gesteigerte Erträge ermöglichen. Beispiele für solche Services sind Parkplätze mit (Schnell-)Ladesäulen, einem elektromobilen Carsharingangebot, beleuchtetem Wartebereich für den Busbetrieb etc. [10]. Solarüberdachte Parkplätze können zusätzlich mit Batteriespeichern ausgestattet werden, die auch für die nächtliche Beleuchtung und das Laden von Elektroautos sorgen. Für den Bau von PV-Aufdachanlagen können private Investoren herangezogen werden. Über einen Pachtvertrag können sie die PV-Investitionskosten übernehmen und alle Erträge über die Pachtzeit erhalten.

Große Solarcarports werden in China installiert. In Shanghai erzeugt eine 2017 errichtete PV-Anlage mit Ladestation für Elektrofahrzeuge täglich rund

500 kWh Strom. Der Strom wird entweder direkt für das Fahrzeugladen verwendet oder ins Netz eingespeist. Die Ladestation ist mit 1.002 Solarmodulen bestückt und kann pro Tag über 400 Elektroautos aufladen: Die fehlenden Strommengen werden aus dem Netz bezogen [11]. Im Xuguantum Servicebereich besteht eine Kombination aus PV-Modulen von 290 kW Kapazität und einem Energiespeichersystem von 230 kWh Leistung [12].

Straßen- und Autobahnmeistereien werden in einigen Ländern zunehmend mit PV-Anlagen ausgestattet. In Niederösterreich wurden seit 2012 57 PV-Anlagen auf Dächern von Straßenmeistereien in Betrieb genommen. Die damit erzeugte Strommenge deckt etwa 36 % des Jahresverbrauchs dieser Einrichtungen bzw. circa 30 % des Jahresstromverbrauchs aller Straßenmeistereien in der Region. Jüngst wurde eine Lärmschutzwand mit PV-Modulen bestückt, die erzeugte Energie wird für Eigenverbrauch des Straßendienstes in Niederösterreich benutzt [13]. Als Leuchtturmprojekt gilt die Autobahnmeisterei Klagenfurt mit einer großen Aufdach-PV-Anlage mit Batteriespeicher und Notstromaggregat, die intelligent gesteuert sind und die Meisterei, Verkehrsleitzentrale und drei Ladestationen versorgen. Das Land Kärnten hat vor, weitere Straßenmeistereien mit PV-Anlagen auszustatten [14]. Die Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-Aktiengesellschaft (ASFINAG), die österreichische Infrastrukturgesellschaft, hat sich zum Ziel gesetzt, 10 % des Eigenverbrauchs durch PV-Anlagen, Kleinwasserkraftwerke, Geothermieanlagen und Windkraftwerke selbst zu erzeugen. Als eine der Maßnahmen wurde beschlossen, alle Autobahnmeistereien bis 2030 energieautark in der Art der Klagenfurter Meisterei zu machen [15]. Weitere Beispiele der Autobahnmeistereien und Verkehrsleitzentralen, die eine Eigenstromproduktion mit PV-Anlagen haben, finden sich in Australien, Großbritannien und Portugal [16] [17]. Ergebnisse der bereits umgesetzten Projekte zeigen, dass etwa 30 % des Strombedarfs einer Autobahnmeisterei durch Eigenproduktion gedeckt werden kann [17].

Meridiam, ein international tätiges Unternehmen im Bereich Entwicklung, Finanzierung und Verwaltung öffentlicher Infrastrukturprojekte, führt Wirtschaftlichkeitsrechnungen für PV-Anlagen auf den Dächern der zwei Autobahnmeistereien an der A24 in Portugal an [17]. Durch PVA können rund 20 % des Strombedarfs der Meistereien abgedeckt werden. Deren Errichtung hat sich als profitabel erwiesen,



Standort	Ertrag, MWh/a	Investitionskosten, €	Rendite, %	Amortisationszeit, Jahre
Lamego	33	21.600	15	7
Pedras Salgadas	8	7.400	5	10

Tab. 3-1: Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen auf Autobahnmeistereien an der A24 in Portugal

trotz der Tatsache, dass die Stromüberschüsse kostenlos ins Netz eingespeist werden (Tabelle 3-1).

Der Strombedarf von Tunneln setzt sich primär aus Beleuchtung und Belüftung zusammen. Das Potenzial der Erneuerbaren Energien, vor allem von PV, ist deshalb hoch, weil der Bedarf tagsüber steigt und nachts kann die Tunnelbeleuchtung gedimmt werden. Dies führt zur Maximierung der Eigenstromnutzung und guter Wirtschaftlichkeit [18]. Die ASFINAG ist sehr engagiert beim PV-Ausbau, um das Ziel der eigenen CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2030 zu erreichen und hat schon mehrere Anlagen für die Tunnelstromversorgung in Österreich errichtet. Stand Ende 2019 waren insgesamt elf PV-Anlagen auf Tunnelportalen und Dachflächen auf ASFINAG-Standorten installiert, deren Gesamtkapazität 872 kWp beträgt. Die Größe der Anlagen für die Tunnelstromversorgung liegt zwischen 20 und 180 kWp, im Durchschnitt 84 kWp [15]. Die Investitionskosten pro Anlage von 50 kWp liegen bei etwa 70.000 €. Der Strom wird komplett für den Eigenverbrauch der Tunnel genutzt. Eine Rückspeisung ins Netz oder weitläufige Energieverteilung sind nicht vorgesehen [19]. Meridiam hat Wirtschaftlichkeitsrechnungen für PV-Anlagen für die Tunnelstromversorgung an der A24 in Portugal durchgeführt. Die Rendite macht 14-15 % aus, die Amortisationsdauer etwa sechs Jahre. Die Investition brachte eine signifikante Energiekostenreduktion mit sich. Es wurde beschlossen, zumindest einen der drei Autobahntunnel an der A24 mit PV-Modulen zu bestücken [17].

An der Autobahn A81 zwischen Böblingen und Sindelfingen wird auf einem Abschnitt von 850 m eine Überdeckelung als Lärmschutz für die naheliegenden Wohngebiete geplant. In einer Machbarkeitsstudie wurde eruiert, ob die Installation von PV-Modulen an Lärmschutzwänden in den Tunnelvorfeldern für dessen Stromversorgung technisch und wirtschaftlich infrage kommt. Die Eckdaten der PV-Anlage sind in Tabelle 3-2 aufgeführt. Die PV-Anlage kann etwas über 9 % des Jahresstromverbrauchs des Tunnel-Deckels abdecken [20].

Parameter	Wert
Technische Daten	
Leistung	370 kWp
Energieertrag	402.600 kWh/a 1.087 kWh/kWp
Stromverwendung	Direkter Eigenverbrauch
Solarer Deckungsanteil	9 %
Wirtschaftliche Daten	
Investitionskosten	1.075.600 €
Rendite	4 %
Amortisationsdauer	16 Jahre
Stromgestehungskosten	0,2 €/kWh

Tab. 3-2: Eckdaten der PV-Anlage an LSW für Stromversorgung des Tunnel-Deckels Böblingen-Sindelfingen

In Belgien wurden 2011 16.000 Solarmodule mit einer Gesamtleistung von 3.920 kWp auf dem Dach eines 3,6 km langen Eisenbahntunnels installiert. Dieser Solartunnel ist weltweit der erste seiner Art, da die Eisenbahninfrastruktur zur Erzeugung von Ökostrom genutzt wird (siehe Kapitel 3.3.3).

Die Deutsche Bahn AG verpachtet Dach- und Freiflächen an EE-Anlagenbetreiber. Alle großen Freiflächen sind bereits verpachtet. Auf den aktuell verpachteten 0,25 km<sup>2</sup> Freiflächen sind PV-Anlagen mit einer Leistung von 16 MWp installiert. Der Energieertrag wird durch die DB nicht erfasst. Unter der Annahme der installierten Kapazitäten und durchschnittlicher Sonneneinstrahlung (850 Vollbenutzungsstunden) lässt sich eine Strommenge von 14.000 MWh abschätzen. Mit dieser Menge könnte man etwa 0,2 % des jährlichen Traktionsbedarfs der Deutschen Bahn abdecken. Aktuell wird der EE-Strom, der auf verpachteten Flächen erzeugt wird, ins öffentliche Netz eingespeist. Die erste Direkteinspeisung von Solarstrom ins Bahnnetz wird von einer Freiflächenanlage im schleswig-holsteinischen Wasbek kommen. Die 42 MWp große Anlage, die gerade errichtet und den Strom über ein Umspannwerk ins Bahnnetz einspeisen wird, ist ein Pilotprojekt und trägt dazu bei, Erfahrungen und Erkenntnisse bei der Versorgung der Schiene mit Erneuerbaren Energien zu sammeln [21]. Darüber hinaus hat die DB vor, kleinere Betriebsgebäude mit PV-Aufdachanlagen auszustatten, um den Eigenverbrauch zu decken. Die DB betreibt eine begrenzte Zahl der PV-Anlagen auf Bahnhöfen (Gesamtleistung 250 kWp) und vermietet Dächer von Bahnhofsgebäuden und Bahnsteigüberdachungen an weiteren Standorten an Dritte zur Solarstromerzeugung im Rahmen des Dachvermietungsmodells (Gesamtleistung ca. 500 kWp) [22].

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Alles in allem sind Dach- und Freiflächen an und auf den betrachteten Verkehrseinrichtungen für die EE-Energieerzeugung noch weitestgehend unerschlossen und weisen somit ein großes Potenzial auf. Vor allem stellen Dachflächen einen Perspektivbereich dar, da nicht alle Einrichtungen über vorhandene Freiflächen verfügen, die für PV optimal genutzt werden können. Auch andere Konstruktionen, wie benachbarte Lärmschutzwände, können für Energieerzeugung mitbetrachtet werden. Dabei steht stets der Eigenstromverbrauch und dessen Maximierung im Vordergrund. In jedem konkreten Fall müssen ausführliche Wirtschaftlichkeitsrechnungen durchgeführt werden, um eine Entscheidung für oder gegen eine PV-Anlage und deren optimalen Auslegung treffen zu können. Eine Kombination mit Speicherlösungen, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und ggf. anderen energieerzeugenden Anlagen (z. B. Blockheizkraftwerke, Biogasanlagen, Windräder) wäre zu überlegen, wenn eine maximale Unabhängigkeit vom Stromnetz und schwankenden Energiepreisen angestrebt ist. Staatliche Förderung kann den Prozess des Ausbaus von PV-Anlagen auf und an Verkehrseinrichtungen deutlich beschleunigen.

### **PV integriert in Straßenbelag**

Die Idee, die Photovoltaik in den Belag von Straßen und Autobahnen zu integrieren, ist sehr verlockend, da große Flächen gegeben sind und zu einem großen Teil durch Städte oder in ihrer unmittelbaren Nähe verlaufen. Die erzeugte Energie hat somit einen kurzen Weg zu Endverbrauchern. Auch kann man sich vorstellen, der PV-Belag könnte Elektrofahrzeuge während der Fahrt aufladen, was Potenzial hätte, massiv zur Umsetzung der Mobilitätswende beizutragen. Die wenigen realisierten Beispiele zeigen aber, dass die Technologie für einen Durchbruch noch nicht reif ist.

Die „Solar Road“ in der Normandie, die weltweit erste Solarstraße, die 2016 eröffnet wurde und 1 km lang war, hatte den Energieertrag, der knapp der Hälfte des erwarteten Ertrags entsprach. Die Investitionskosten betragen 5,2 Mio. € (2.000 €/m<sup>2</sup>) und wurden vom Staat getragen. 2018, nach nur zwei Jahren im Betrieb, musste ein Teil des Fahrstreifens aufgrund von Verschleißschäden abgerissen werden. Solarpaneele hatten sich gelöst oder waren zerbrochen. Der Druck und das Gewicht von Schwerlastfahrzeugen wurden nicht berücksichtigt. Es wurde der Schluss gezogen, die Technologie sei

für den Fernverkehr nicht geeignet. Die vorgesehene Stromverwendung für die Straßenbeleuchtung konnte nicht umgesetzt werden, der erzeugte Strom reichte nur für Versorgung von Kleinverbrauchern wie Bushaltestellen und Überwachungskameras [23] [24].

Der erste Solarradweg Deutschlands, der im Rahmen des Förderprojektes „Infrastruktur Liblar – Wandel der Mobilitätsstruktur“ errichtet und 2018 in Erfstadt eingeweiht wurde, hat ebenfalls keine guten Ergebnisse erzielt. Der Energieertrag fiel viel niedriger als erwartet aus und die Technologie, die vor dem Projekt nur im Labor getestet wurde, hat sich als unreif erwiesen. Der Radweg musste 2019 wegen technischen Problemen und Kurzschlüssen aus dem Betrieb genommen werden [25] [26] [27].

Selbst China, das als Vorreiter bei der Erprobung von innovativen Technologien gilt, kann sein Solar Highway Projekt nicht als vollen Erfolg bezeichnen. Die Oberfläche einer Autobahnstrecke von 1,1 km wurde 2017 mit PV-Paneelen ausgestattet. Der erwartete Ertrag von 1 GWh pro Jahr konnte nicht erreicht werden. Der Strom wird für Straßenbeleuchtung, Werbetafeln und Überwachungskameras sowie für die Erwärmung der Straßenoberfläche, um im Winter Schnee zu schmelzen, benutzt. Es wurde geplant, das gleichzeitige Laden von Elektrofahrzeugen während der Fahrt auf der Autobahn zu gewährleisten. Das wurde nicht realisiert. Die Gesamtkosten des Solar Highways betragen 2,7 Mio. USD, oder 458 USD/m<sup>2</sup>, die 90-fachen Kosten für normale Straßen. Wenn das Aufladen von Elektroautos ermöglicht worden wäre, beliefen sich die Kosten auf 6,5 Mio. USD oder 1.106 USD/m<sup>2</sup>. Im Betrieb tauchten einige technische Probleme auf [28] [29].

Selbst das Projekt „SolaRoad“ in den Niederlanden hat zu keinem Erfolg geführt, obwohl behauptet wurde, dass der Energieertrag höher ausgefallen ist als erwartet. Die Fahrradstraße mit Solarpaneelen als Fahrbahnoberfläche wurde 2014 als Prototypprojekt zur Prüfung der Machbarkeit verschiedener Technologielösungen für smarte Straßen und Autobahnen errichtet. Die Gesamtkosten betragen 3,5 Mio. €. Seit der Inbetriebnahme tauchten immer wieder technische Probleme auf, die auf technologische Unreife hindeuteten. 2020 wurde beschlossen, die SolaRoad abzureißen [30] [31].

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Angesichts der fehlenden Technologieerprobung, sehr hohen Investitionskosten sowie niedrigeren

Energieerträgen im Vergleich zu den Erwarteten weist die Technologie kein großes Potenzial unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen auf.

### **PV im Gleisbett**

Bei der Technologie zum Einsatz von PV-Modulen in das Gleis auf der festen Fahrbahn wurden bereits erste Potenzialbewertungen durchgeführt, aber noch keine Demonstrationsprojekte. Die passende Auslegung muss erst entwickelt und erprobt werden. Zu berücksichtigen sind die Anforderungen an die Bahnsicherheit und Robustheit der Module. Die für PV-Freiflächenanlagen geltende Regel, dass ein mindestens 15 Meter breiter Korridor längs zu Schienenwegen freizuhalten ist, kann hier nicht angewandt werden.

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Die Technologie ist nicht reif und kann unter den geltenden Rahmenbedingungen derzeit nicht umgesetzt werden.

### **Fahrzeugintegrierte PV**

Bei fahrzeugintegrierten PV werden PV-Module direkt in die Fahrzeughülle integriert und sind mit elektrischen Verbrauchern oder Antriebsbatterie bei Elektrofahrzeugen verbunden. PV an Bord von Elektrofahrzeugen aller Art führt zur Erhöhung deren Reichweite und zur Reduktion ihrer Betriebskosten. Laut Angaben von Fraunhofer ISE beträgt der Reichweitengewinn bei Pkw bis zu 3.300 km, bei Lkw bis 5.000 km pro Jahr [32]. Technisches Potenzial der fahrzeugintegrierten PV beträgt in Deutschland 41 GWp, davon entfallen 33 GWp auf Pkw und 8 GWp auf Lkw. Allerdings ist dieses Potenzial nur bedingt zu erschließen, da stets individuelle Lösungen erforderlich sind, was keine Massenproduktion von Modulen ermöglicht.

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Perspektivisch können strombetriebene Fahrzeuge aus der Flotte von Autobahnmeistereien und ähnlichen Einrichtungen der Verkehrsbehörden mit PV-Modulen bestückt werden. Der Einsatz muss vorerst Machbarkeitsstudien und Wirtschaftlichkeitsrechnungen unterzogen werden.

### **3.1.2 Solarthermie**

Wie Solarthermie für die großflächige Wärmeversorgung eines Stadtteils funktioniert, zeigt das Beispiel Crailsheims (siehe Kapitel 3.3.4). Der Großteil

der Sonnenkollektoren, die solare Energie für Heiz- und Warmwasserzwecke sammeln, wurde auf einem Lärmschutzwall installiert. Die Kollektorflächen auf dem Lärmschutzwall dienen der Beladung des Erdsonden-Wärmespeichers. Über den Pufferspeicher am Wall wird die hohe Kollektorleistung aufgenommen und verteilt an den Wärmespeicher abgegeben [33]. Eine Heizzentrale, die zur Verteilung und Steuerung der Solarwärme sowie der Be- und Entladung der Wärmespeicher dient, ist in den Lärmschutzwall eingebaut. Die Montage der Kollektorflächen auf dem Wall ist einfacher und kostengünstiger als auf den Dächern von Gebäuden im Neubaugebiet. Einzigartig an dem Konzept ist, dass der existierende Lärmschutzwall bereits von Anfang der Planungen an ein fester Bestandteil des Wärmeversorgungs-konzepts war [34]. Ein anderes erwähnenswertes Solarthermie-Projekt wurde im Rahmen der EU-Initiative LIFE+ an einer Lärmschutzwand an der Bahnstrecke in Lerum, Schweden errichtet und dient der Fernwärmeversorgung der Gemeinde (siehe Kapitel 3.3.4).

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Solarthermie an und auf Verkehrsinfrastrukturen stellt ein vielversprechendes Technologiefeld dar. Die Projekte sind noch selten zu finden. Hohe Kapitalkosten im Vergleich zu dezentralen Wärmeerzeugungsoptionen, hoher Flächenbedarf (Frei- oder Gebäudedachflächen) sowie eine meistens große Anlagengröße<sup>1</sup> hindern eine großflächige Realisierung von Projekten. Darüber hinaus fehlen oft Kenntnisse oder Vertrauen in Bezug auf die solare Wärmeerzeugung seitens der Wärmeversorgungsunternehmen [35]. Ein Potenzial bieten zum Beispiel Dachflächen von Verkehrseinrichtungen, auf denen Solarkollektoren installiert werden können. Solarthermie für Wärmenutzung könnte für Autobahnmeistereien interessant sein, denn sie verbrauchen Wärme. Meistereien haben größtenteils noch alte Ölheizungen, daher ist ein vollständiger Umbau der Energieversorgung fällig. Solarthermie könnte ein fester Bestandteil des Umbaukonzepts werden.

### **3.1.3 Wind**

Zurzeit ist die Nutzung von Windenergie an Autobahnen noch begrenzt, aber es entwickeln sich bereits erste Demonstratoren, wie etwa ein Mini-Windkraftwerk für viel befahrene Straßen, das den Abwind von vorbeifahrenden Autos nutzt und Strom

<sup>1</sup> Großflächige Freilandanlagen über 1 MW<sub>th</sub> weisen die höchste Wirtschaftlichkeit unter allen Solarthermieanlagen aus.

produziert. Die Leistung eines Mini-Windrades mit etwa 1 kW ist deutlich geringer als jene eines normalen Windkraftwerks, dafür kann das kleine Windrad mitten auf der Autobahn platziert werden [36]. Außerdem kann die Anlage spezielle Services für Smart Citys anbieten, indem sie sich mit anderer Infrastruktur vernetzt, über Sensoren die Außentemperatur, Luftfeuchtigkeit, Windstärke und CO<sub>2</sub>-Konzentration misst und die Daten an eine intelligente Datenplattform sendet [37]. Verschiedene Auslegungen für Windkraftanlagen an den Autobahnen wurden in [38] aufgeführt. Die österreichische Straßen- und Autobahninfrastrukturgesellschaft ASFINAG, die ohnehin sehr aktiv bei der Entwicklung eigener EE-Anlagen vorgeht, prüft derzeit die Möglichkeit Windkraftanlagen im Nahebereich ihres Streckennetzes zu errichten [15]. Das Windertragspotenzial wurde für verschiedene Standorte abgeschätzt. Die ausgewählten Standorte wurden mittels Scoring System anhand von Kriterien wie Genehmigungssituation, geeignete Eigenflächen, eigener Energiebedarf sowie Errichtungskosten geprüft. Auch verschiedene Formen der Windkraftnutzung wie Einbettung von Windturbinen in Brücken wurden evaluiert [18].

Eine vielversprechende Technologie ist die in der Schweiz entwickelte Windturbine FlowGen, die eine deutlich höhere Leistungsfähigkeit im Vergleich zu konventionellen Windkraftanlagen aufweist und dank des innovativen Designs fast auf jeder Fläche installiert werden kann. Mit 10 kW Nennleistung, bei einem Durchmesser von 5 m und einem Gesamtgewicht von 160 kg gilt die Windturbine als die derzeit weltweit stärkste Klein-Windkraftanlage. Ihr Einsatz für die Energiebereitstellung für diverse Verkehrsträger ist bisher noch nicht erprobt. Der Bereich der Klein-Windkraftanlagen sollte für den Einsatz auf Flächen bis zu 200 m Abstand zu Autobahnen geprüft werden. PV-Anlagen, die innerhalb dieses Abstandes angebaut sind, haben einen Anspruch auf EEG-Vergütung.

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Es gibt wenig Möglichkeiten, auf Verkehrsflächen des Bundes aufgrund von Mindestabständen Windenergieanlagen zu bauen. Ergänzung von Freiflächen-Solarparks um eine WEA stellen eine Möglichkeit dar, dies ist aber eher die Ausnahme. Die Errichtung der WEA auf Raststätten wird nicht immer von Landesbehörden begrüßt [39]. Windenergie durch Verkehr (Fahrtwind) ist wenig aussichtsreich. Kleinwindkraftanlagen sind eher unwirtschaft-

lich, deswegen werden sie in der Studie nicht vertieft betrachtet. Eine Studie zur Ermittlung der Windenergieerzeugungspotenziale entlang der North Carolina Highways bewertete das Windenergiepotenzial einer 300, 1.500 und 3.000 Watt Vertikalachsen-Windturbine, die durch Verkehrswind betrieben wird [40]. Die Analyse hat gezeigt, dass der Markt für kleine, kommerziell erhältliche Windenergieanlagen im 300-3.000 Watt-Bereich derzeit auf wenige Hersteller mit sehr wenigen Produktangeboten beschränkt ist. Darüber hinaus liegen noch sehr wenige technische Spezifikationen und reale Betriebsdaten von solchen Anlagen vor. Die Investitionskosten belaufen sich auf zwischen \$14/W und \$19/W, was die Kosten einer Solaranlage ähnlicher Größe etwa fünffach übersteigt. Das liegt vor allem an den hohen Produktionskosten, die für kleine Windräder gerade die größte Herausforderung sind [41]. Darüber hinaus ist es bei Windverhältnissen entlang von Autobahnen meistens nicht möglich, kostengünstigen Strom mit kleinen WEA zu erzeugen [40]. Eine Vertiefung des Themas der Windkraftnutzung wäre im Rahmen einer weiteren Studie möglich.

### **3.1.4 Geothermie und Straßenwärme**

Die Erschließung von Geothermie im unmittelbaren Umfeld von Straßen wurde insbesondere mit dem Ziel der Straßen- und Brückentemperierung untersucht. Dabei wurde das Ziel verfolgt, die Straße im Winter durch Wärme im Straßenbelag eisfrei zu halten und im Sommer Hitze abzuführen. Die Sommerphase soll einerseits dazu dienen, entzogene Wärme wieder in den Untergrund zurückzuführen und andererseits Hitzeschäden am Straßenbelag zu reduzieren. Es werden also vorrangig Sicherheit und Dauerhaftigkeit des Straßenbetriebs verfolgt und untergeordnet die Substitution von fossilen Energiequellen für laufende Aufgaben. Dabei ist teilweise ein zusätzlicher Energieeinsatz notwendig. Bei Kosten-Nutzen-Betrachtungen müssen die höheren Baukosten ins Verhältnis gesetzt werden zu vermiedenen oder reduzierten Maßnahmen für den Winterdienst sowie die Instandhaltung des Straßenbelags. In der Studie „Einsatzpotenziale Erneuerbarer Energien für Verkehr und Infrastruktur verstärkt erschließen“ [1] werden die Pilotprojekte „Temperierte Straße – Untersuchungen zur Realisation eines Demonstrators auf dem duraBAST-Testgelände“ und das Projekt „Temperierte Brücke Berkenthin“ vorgestellt. In der Studie der BAST „Vermeidung von Glättebildung auf Brücken durch die Nutzung von Geother-

mie“ [42] wird auf mehrere Projekte in der Schweiz, den Niederlanden und den USA, die in den 1990er Jahren realisiert wurden, Bezug genommen. In der Schweiz wurde beispielsweise in einem Pilotprojekt erprobt, inwieweit Wärme im Sommer aus dem Straßenbelag abgeführt und gespeichert werden kann, um sie dann im Winter zwecks Abtauung wieder dem Straßenbelag zuzuführen. Zu den positiven Nebeneffekten zählt die Kühlung des Straßenbelags im Sommer, was zur Erhöhung dessen Lebensdauer beiträgt. Die BAST-Studie zieht generell ein positives Fazit bezüglich der Realisierung der Bauwerke und der Regelung des Betriebs. Die Gründe, warum das Konzept der Straßentemperierung bisher keine breite Anwendung gefunden hat, liegen vermutlich in den stark variierenden Ausgangsbedingungen für die Erschließung und letztlich in der Wirtschaftlichkeit. Im Rahmen der Online-Recherche wurden neben einzelnen Machbarkeitsstudien keine weiteren Realisierungen in Mitteleuropa identifiziert. Die österreichische Straßenbaubehörde ASFINAG prüft den Einsatz von kleinen Geothermie-Kraftwerken auf Rastplätzen. Als mögliche Nutzungen werden die Heizung der Infrastrukturzellen, die Schneefreihaltung der Rastplatz-Flächen, aber auch das Heizen und Kühlen der Autobahnmeistereien in Betracht gezogen [15]. Für die Schiene ist der Einsatz von geothermie-betriebenen Weichenheizungen und möglichen Vorteilen gegenüber elektrisch oder gasbetriebenen Heizsystemen im Abschlussbericht des Themenfelds 5 des BMVI-Expertennetzwerks [1] hinreichend beschrieben.

### Bewertung der Relevanz für das Vorhaben

Aus der Diskussion im Rahmen des Scoping-Workshops wurde deutlich, dass die Erkenntnisse aus den Forschungs- und Pilotprojekten zur Straßentemperierung mittels Geothermie vor allem aus wirtschaftlicher Sicht nicht so vielversprechend waren, dass sich daraus ein Wachstumsfeld für den Fernstraßenbetrieb im größeren Maßstab ergeben könnte. Deshalb wird dieser Pfad im aktuellen Vorhaben nicht weiterverfolgt. Das Technologiefeld könnte jedoch interessant für die deutschen Behörden sein. Für die konkrete technische Ausgestaltung müssen die Potenziale und Optionen für Geothermieprojekte standortbezogen betrachtet werden.

Im Sinne der Dekarbonisierung des Bahnnetzbetriebs spricht das technische Entwicklungspotenzial in Richtung wartungsarmer, emissionsfrei betriebener Systeme für eine Steigerung des Einsatzes der Geothermie bei Weichenheizungen. Verkehrsträgerübergreifende Konzepte spielen dabei eine geringe Rolle, deshalb wird dieser Pfad im aktuellen Vorhaben nicht weiterverfolgt.

### 3.1.5 Biomasse

Beim Betrieb der Verkehrsinfrastrukturen fällt Begleitgrün an. Dieses setzt sich zusammen aus Grasschnitt, Gehölzschnitt und Bankettschälgut, letzteres im Bereich Straße. In Veröffentlichungen und Gesetzestexten wird vorrangig auf Straßenbegleitgrün Bezug genommen. Die BAST hat 2006 eine eigene Studie „Energetische Verwertung von Grünabfällen aus dem Straßenbetriebsdienst“ veröffentlicht [44]. Es werden rechtliche Rahmenbedingun-

Fraktion	Beschreibung	Rechtliche Einordnung	Gesetzliche Grundlage
Grasschnitt	Krautiger Anteil der Grünabfälle von unbefestigten Seitenstreifen, Mittel- und Trennstreifen, Sichtflächen (insbesondere in Knoten und bei engen Kurvenradien), Mulden und Gräben zur Entwässerung und Rastanlagen. Pflege im Intensiv- oder Extensivmodus.	kein Anspruch auf eine einsatzstoffbezogene Vergütung/Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung	§ 2a Absatz 2, BiomasseV [43] (Anwendungsbereich des EEG)
Gehölzschnitt	Busch- und Baumwerk. Pflege durch forstliche Maßnahmen in unterschiedlicher Intensität.	Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse II/Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung (technologieoffen)	§ 2a Absatz 1 und 2, BiomasseV [43] (Anwendungsbereich des EEG)
Bankettschälgut (BSG)	abgelagertes Schwemmmaterial am Straßenrand (Erdmaterial, Streugut, Reifenabrieb, Pflanzenwuchs, Staub). Regelmäßiger Abtrag notwendig. Belastung durch Schad- und Störstoffe wahrscheinlich.	Nicht eindeutig. Laut [44] als Biomasse nach EEG einzuordnen. Praxisnahe Lösungen empfohlen. BSG-Richtlinie in Thüringen [45] stuft BSG i. d. R. als „nicht gefährlichen Abfall“ ein.	EEG  KrWG

Tab. 3-3: Charakterisierung des Straßenbegleitgrüns im Hinblick auf eine energetische Verwertung

gen, verfahrenstechnische Voraussetzungen sowie Stoffströme im Hinblick auf Verwertungskonzepte dargestellt. Auf Basis einer Wirtschaftlichkeits- sowie einer Kosten-Nutzen-Analyse werden Empfehlungen für die energetische Verwertung durch Straßenmeistereien oder über eine Vermarktung gegeben. Die in der BAST-Studie beschriebenen Verwertungswege lassen sich aufgrund der ähnlichen Beschaffenheit des Schnittguts unter Berücksichtigung der jeweils zuständigen Behörden auf die Verkehrsträger Schiene und Wasserstraße übertragen. Diese sind vor dem Hintergrund der heutigen rechtlichen Einstufung von Straßenbegleitgrün neu zu bewerten. Für das aktuelle Vorhaben wurde die Projektlandschaft entlang beschriebener Verwertungspfade recherchiert, um mögliche Innovationsfelder zu identifizieren. In Tabelle 3-3 sind die Charakteristika der genannten Fraktionen des Straßenbegleitgrüns und deren rechtliche Einstufung beschrieben.

Neben der Verarbeitung und Rückführung vor Ort, etwa als Häckselgut, werden für die energetische Verwertung drei mögliche Pfade beschrieben [44] [46]. Die Sinnhaftigkeit der Verwertung hängt von der Qualität des Grünguts (Heizwert, Holzanteil, Wassergehalt, Nährstoffgehalt, Störstoffe), dessen ökologischen Risiken (Schadstoffbelastung) sowie der Logistik ab:

1. Kompostierung: Das stoffliche Potenzial wird genutzt, jedoch nicht das energetische. Ein Problem stellt die potenzielle Schadstoffbelastung von Straßenbegleitgrün für die stoffliche Verwertung dar. Die Rechtslage ist bundesweit nicht einheitlich. Das Umweltministerium des Landes Nordrhein-Westfalen hält in einer geltenden Verwaltungsvorschrift fest: „Straßenbegleitgrün wurde als zulässiges Ausgangsmaterial für Sekundärrohstoffdünger aus der DüMV gestrichen und kann somit als Sekundärrohstoffdünger nicht mehr gewerbsmäßig in Verkehr gebracht werden.“ [47]
2. Thermische Verwertung in Biomasseheizkraftwerken und thermische Vergasung: Das energetische Potenzial wird genutzt, jedoch nicht das stoffliche. Die Klimabelastung ist geringer als die natürliche.
3. Vergärung zu Biogas: Stoffliches und energetisches Potenzial werden genutzt. Die Klimabelastung ist bei hinreichender Betriebsführung geringer als die natürliche. Die Schadstoffbelastung im Gärrest führt jedoch im Sinne der Dün-

gemittelverordnung [48] zu einem Ausschluss als Sekundärrohstoff.

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Die thermische Verwertung (Verfeuerung) in Biomasseheizkraftwerken ist aktuell der gebräuchlichste Verwertungsweg für den holzhaltigen Anteil des Grünguts, da er auch im Rahmen des EEG gefördert wird. Ein Beispiel ist eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage in Moers [49], in der Straßenbegleitgrün, Waldrestholz und andere nachwachsende Rohstoffe verbrannt werden. Der Bau und Betrieb eigener KWK-Anlagen auf Straßenmeistereien muss im Hinblick auf die Logistik und die Wirtschaftlichkeit für den jeweiligen Standort verglichen werden. Alternativ kommt ein Absatz auf dem Brennstoffmarkt bzw. die Verwertung in der jeweiligen Region infrage. Hierzu liefert die BAST-Studie umfassende Grundlagen. Ein laufendes Projekt untersucht die „Optimierung der energetischen Nutzung von Straßenbegleitgrün (SBG) - Synergiepotenziale von Biomasse- und Energieertrag bei SBG und deren ökologischer Wertigkeit“ in Schleswig-Holstein [50].

Die Verarbeitung von Rest-Biomasse zu Biogas mit Aufbereitung zu Biomethan und Einspeisung in das Gasnetz stellt aus Klimaschutzgründen und im aktuellen Förderrahmen einen vielversprechenden Pfad dar. Biomasse aus dem Betrieb von Verkehrsträgern ist jedoch aufgrund des hohen Holzanteils ungeeignet für die Vergärung. Darüber hinaus sind nachhaltige Lösungen für eine Verwendung des Gärrests zu entwickeln. Für den Aufbau einer eigenen Biogasproduktion und -aufbereitung wären standortbezogene Kosten-Nutzen-Abwägungen zu treffen, ähnlich wie für die Verfeuerung. Innovationsprojekte zur Verwertung von Straßenbegleitgrün in unmittelbarer Verbindung mit Verkehrsträgern sind nicht bekannt.

Für die Wege Eigennutzung bzw. Brennstoffmarkt werden keine besonderen Anforderungen hinsichtlich der vertraglichen Ausgestaltung wie etwa bei der Erzeugung von Strom mit PV-Anlagen gesehen. Für das aktuelle Vorhaben wurde entschieden, den Pfad „energetische Nutzung von Straßenbegleitgrün“ nicht weiter zu verfolgen.

### **3.1.6 Mechanische Energie**

In der Potenzialstudie der BAST [1] wurde auf die Funktionalität von piezoelektrischen Generatoren,

die mechanische in elektrische Energie wandeln, näher eingegangen.

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Sowohl aus der Potenzialstudie als auch aus den Besprechungen auf dem Scoping Workshop wurde klar, dass Piezo-Generatoren für einen zielgerichteten Einsatz technisch und wirtschaftlich wenig geeignet sind.

### **3.1.7 Brennstoffzellen-Netzersatzanlagen**

Brennstoffzellen als Ersatz von Dieselaggregaten für die Stromversorgung der kritischen Schieneweginfrastruktur und zwar der Verkehrsleittechnik, wurden in der Potenzialstudie [1] vorgeschlagen. Die Technologie wurde bereits von der Deutschen Bahn zur strategischen Überlegung aufgenommen. Drei Brennstoffzellensysteme mit verschiedenen Eigenschaften und Einsatzbereichen wurden konzipiert. Eine Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle ist seit 2016 als Netzersatzanlage im Einsatz.

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Der Ersatz von Dieselaggregaten durch Brennstoffzellen steht im Einklang mit den Nachhaltigkeits- und Energieeffizienzplänen der Deutschen Bahn. Dennoch wird diese Technologie in der Studie nicht weiterverfolgt, weil dort verkehrsträgerübergreifende Konzepte nicht zum Tragen kommen.

### **3.1.8 Wasserstoffinfrastruktur**

Der bedarfsgerechte Ausbau des Wasserstofftankstellennetzes im Straßenverkehr, an geeigneten Stellen im Schienennetz und bei den Wasserstraßen ist in der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung verankert [51]. Die Wasserstoff-Roadmap für Baden-Württemberg sieht den Ausbau des Tankstellennetzes für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge aller Art inklusive Nutzfahrzeuge und Pkw vor [52]. Stand Mai 2021 gibt es in Deutschland 92 Wasserstoff-Tankstellen, Tendenz weiter steigend. Zurzeit sind nur etwas über 1.000 mit Wasserstoff und Brennstoffzellen betriebenen Pkw in Deutschland zugelassen [53]. Die Wasserstoffmobilität nimmt langsam an Fahrt auf, aber man geht nicht von einer signifikanten Erhöhung der Zulassungszahlen aus. Geplant sind 400 Tankstellen bis 2025. Die erste an einer deutschen Autobahn errichtete Wasserstoff-Tankstelle wurde 2015 am Total Autohof Geiselwind an der A3 zwischen Würzburg und Nürnberg eröffnet. Ein Beispiel, wie Was-

serstoffinfrastruktur als Teil des Angebots in das Gesamtenergiekonzept einer Raststätte integriert werden kann, zeigt die Raststätte Fürholzen West (siehe Kapitel 3.3.3 und 3.2.2). Eine Kombination mit Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bietet Möglichkeiten der Stromzwischenlagerung und Verwertung von Stromüberschüssen in Power-to-Gas-Prozessen. Im Bereich Schienenverkehr werden erste Entwicklungen auf Beständigkeit erprobt. In einem Pilotprojekt, das Ende 2020 gestartet ist, wollen die Deutsche Bahn und Siemens Mobility den Einsatz von Wasserstoffzügen und entsprechender Tankstelleninfrastruktur erproben. Für den einjährigen Probebetrieb wird ein Regionaltriebzug mit einem Wasserstoffantrieb ausgerüstet. Der Wasserstoff wird in einer mobilen Tankstelle im DB Regio-Werk Tübingen im Power-to-Gas-Verfahren erzeugt. Die Betankung des Zuges wird nicht länger als 15 Minuten dauern [54].

### **Bewertung der Relevanz für das Vorhaben**

Wasserstoffinfrastruktur stellt ein vielversprechendes Technologiefeld dar, dessen Entwicklung vom Staat und einzelnen Ländern gerade vorangetrieben wird. Sein Einsatz für diverse Verkehrsträger, insbesondere Straße und Schiene, in Kombination mit Erneuerbarer Energieerzeugung (PtG) sollte ggf. im Rahmen einer weiteren Studie untersucht werden. Besonders im Bereich Bahnverkehr gewinnen wasserstoffbetriebene Züge zunehmend an Fahrt. Eine Option wäre, den Ökostrom, der verstärkt an den Verkehrsträgern Straße und Schiene erzeugt wird, an günstigen Verknüpfungspunkten für die Wasserstoff-Erzeugung der Bahn zur Verfügung zu stellen.

## **3.2 Übersicht über Anwendungen**

Der erzeugte Strom und die erzeugte Wärme können für diverse Anwendungen benutzt werden.

### **3.2.1 Eigennutzung**

Am meisten erstrebenswert sind diverse Formen des Eigenstromverbrauchs. Dadurch entstehen erhebliche wirtschaftliche Vorteile. Auf Eigenverbrauch fällt die verringerte EEG-Umlage an; alle Netzentgelte, Umlagen und Abgaben des vermiedenen Strombezuges aus dem Netz fallen weg. Konkrete Anwendungen hängen von der Tätigkeit des jeweiligen Betreibers bzw. Nutznießers ab. Für Autobahnen sind die relevanten Anwendungen die

Beleuchtung und andere Bedarfe wie Versorgung von Überwachungskameras, Werbetafeln, Bushaltestellen. Eine weitere Option sind die Oberleitungen für elektrifizierten Straßenverkehr, die gerade in Deutschland im Projekt eHighways und in Schweden erprobt werden, vor allem im Güterverkehr für Lkw mit Hybridantrieb. Verkehrsinfrastrukturprojekte können auch mithilfe von EE versorgt werden. Z. B. können Autobahnmeistereien für ihre Gebäude und einen elektrifizierten Fuhrpark Strom aus PV und Wärme aus Solarthermie nutzen. Auch Raststätten, Tankstellen und Parkplätze können Strom für das Aufladen von Elektrofahrzeugen und anderen Bedarf wie Beleuchtung nutzen. In der Potenzialstudie [1] wurden Beispielverbräuche von einer Autobahnmeisterei, Verkehrsleitzentrale sowie Pumpwerken von Wasserstraßen analysiert und bewertet.

Ein Beispiel der Nutzung von PV-Anlagen für den Eigenstrombedarf stellt die innovative Raststätte Fürholzen West dar. Die Deckung ihres Verbrauchs durch PV-Anlagen ist in Bild 3-4 zu sehen.

Im Sommer erzeugen die PV-Anlagen mehr als die Raststätte benötigt, allerdings sind Morgen- und Abendlastspitzen der Raststätte tendenziell zu keiner Jahreszeit durch die Solarstromerzeugung komplett abgedeckt. Daher sind zusätzliche Optionen, wie die Stromzwischenspeicherung, weitere Energieerzeugungsanlagen sowie Stromzukaufe aus dem Netz erforderlich. Die Raststätte Fürholzen West nutzt ein Blockheizkraftwerk, um möglichst netzautark zu bleiben (Bild 3-5).

### 3.2.2 Zwischenspeicherung

Auch ist eine Stromzwischenspeicherung in Batteriespeichern oder durch Umwandlung in Wasserstoff bspw. an einer Tankstelle möglich. Die Batteriekosten sind allerdings noch hoch, deswegen entscheiden sich nur einige Betreiber dafür, einen Batteriespeicher zusätzlich zu einer Quelle des Erneuerbaren Stroms zu installieren. Laut dem Speichermonitoring BW, Stand 2019, lagen die Speicherpreise im Bereich zwischen 10 und 200 kWh nutzbarer Batteriekapazität bei 1.212 €/kWh [56]. Bei

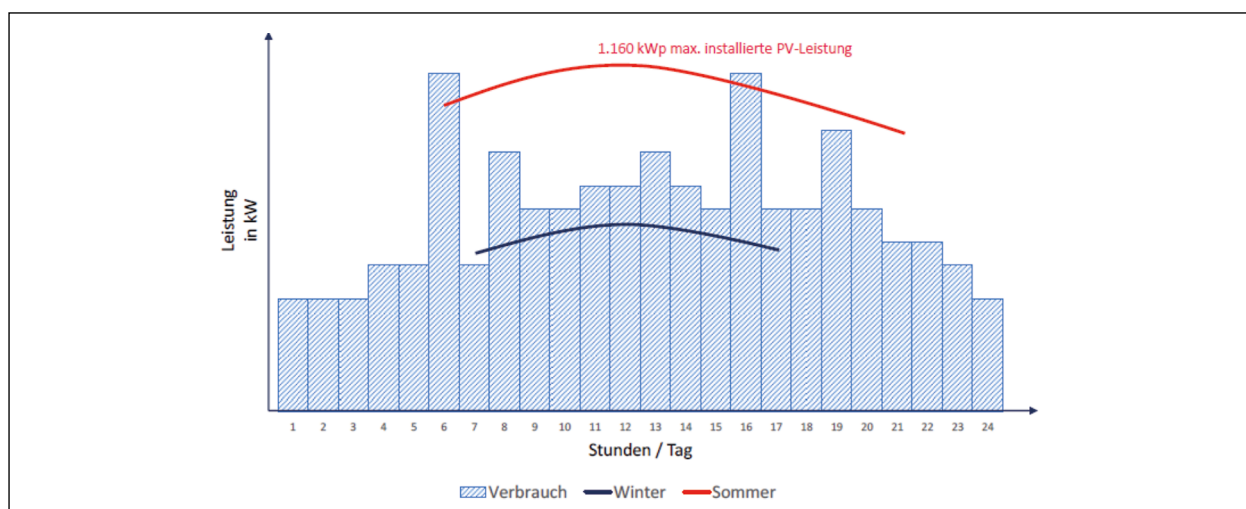


Bild 3-4: Deckung des Verbrauchs der Tank- und Rastanlage durch die PV-Anlagen der Raststätte Fürholzen West [55]

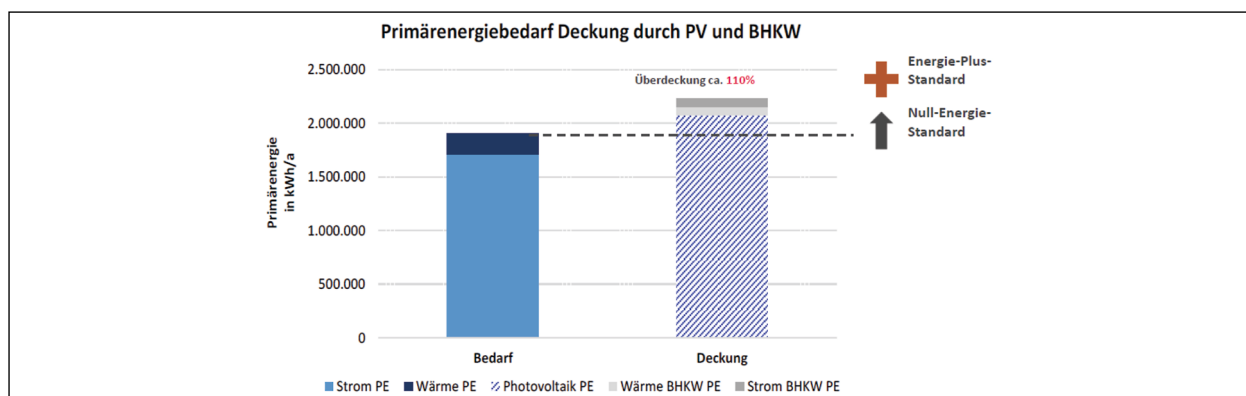


Bild 3-5: Primärenergiebedarfsdeckung der Raststätte Fürholzen West durch PV und BHKW [55]



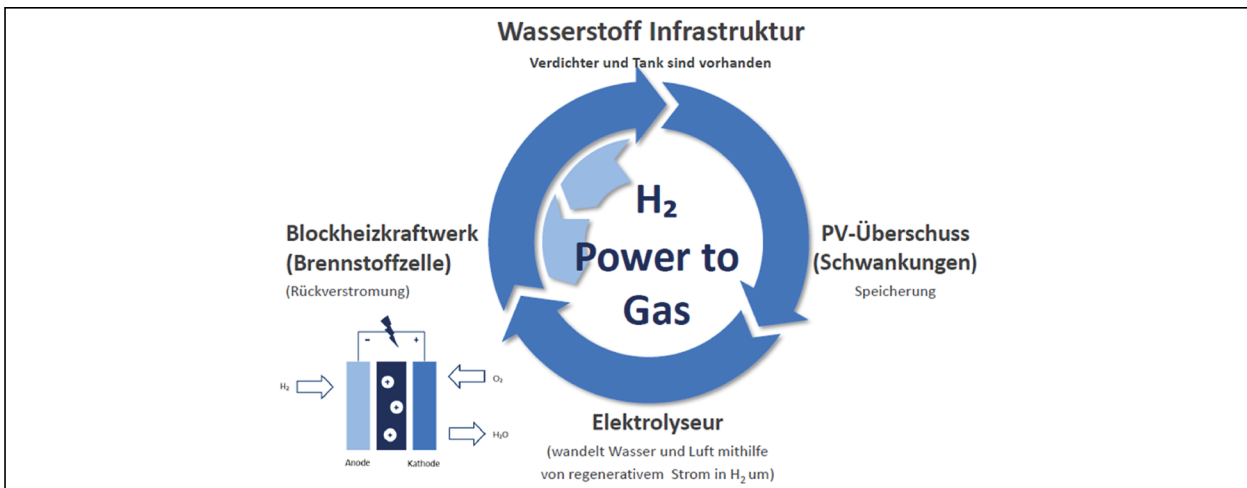


Bild 3-6: Innovationskreis Wasserstoff als Teil des Energiekonzepts der Raststätte Fürholzen West [55]

über der Hälfte der betrachteten mit PV bestückten Lärmschutzeinrichtungen (siehe Kapitel 3.1.1) entspricht die PV-Nennleistung dieser Batteriekapazität. Wenn Batteriespeicher zusätzlich zu PV-Anlagen installiert worden wären, machten deren Investitionskosten bis zu 50 % der Gesamtkosten aus.

Ein Beispiel ist die erste voll solarbetriebene Ladestation für Elektrofahrzeuge in Essex, England, Braintree Electric Forecourt genannt (siehe Kapitel 3.3.3). Sie hat einen Batteriespeicher von 6 MWh Leistung. Die Batterie kann den vor Ort erzeugten PV-Strom zwischenspeichern sowie Strom zu günstigen Konditionen aus dem Netz ziehen und später für das Elektrofahrzeug-Laden abgeben. In windigen Winternächten kann die Batterie genug Energie speichern, damit am nächsten Tag Elektrofahrzeuge laden und so eine rechnerische Strecke von 38.600 km zurücklegen können.

Der größte Ladepark in Europa, der gerade am Autobahnkreuz Hilden gebaut wird, beinhaltet einen Stromspeicher-Container von 2 MWh von Tesvolt. Die preisgekrönte Speichertechnologie hat eine hohe Lebenserwartung von 30 Jahren, eine intelligente Batteriesteuerung und benötigt weniger Platz als konventionelle Speicher. Der Speicher wird für die Lastspitzenkappung, die Zwischenspeicherung des eigens erzeugten Stroms und den Bezug des günstigen Ökostroms aus dem Netz verwendet (siehe Kapitel 3.3.3).

Die Raststätte Fürholzen West verfügt über eine ganze Palette an Energieerzeugungsoptionen, inklusive PV-Anlagen und Wasserstoff-Infrastruktur. An sonnigen Tagen bei PV-Überschüssen, wenn der Eigenbedarf nicht so hoch ist, kann der Strom

für Power-to-Gas benutzt werden. Power-to-Gas hat ein großes Potenzial für die Speicherung von überschüssiger Energie. Aus Wasser und Luft wird im Elektrolyseur Wasserstoff hergestellt. Bei der Wasserstoffspeicherung in flüssiger Form entstehen sogenannte Boil-Off-Verluste: Der Wärmestrom aus der Umgebung, der nicht zu vermeiden ist, ruft eine teilweise Verdampfung des Wasserstoffs hervor. Dieser Wasserstoff muss zur Vermeidung von Druckaufbau abgelassen werden. Da die Raststätte über ein Blockheizkraftwerk verfügt, werden die Boil-Off-Verluste aus dem Wasserstoffspeicher in einer Brennstoffzelle genutzt. Der Großteil des Wasserstoffs wird in der Wasserstofftankanlage für das Aufladen von Brennstoffzellenautos verwendet. Bei eventuell auftretenden Leistungspeaks lässt sich der Wasserstoff rückverstromen (Bild 3-6).

Darüber hinaus lassen sich die Ladestationen für Elektrofahrzeuge auf der Raststätte optional mit Batteriespeichern koppeln. Bisher ist diese Option noch nicht genutzt.

### 3.2.3 Netzeinspeisung

Viele laufende Projekte, die Strom produzieren, speisen ihn ins Netz ein. Die Einspeisevergütung für PV-Strom sinkt schneller als bei jeder anderen Erzeugungstechnologie: in den letzten Jahren um etwa 80 % bei Kleinstanlagen und 90 % bei Anlagen mittlerer Größe. Darüber hinaus erhalten seit 2016 nur die Anlagen bis zu 100 kW eine feste Einspeisevergütung; die Anlagen mit einer Nennleistung von 100 bis 750 kW sind verpflichtet, in die Direktvermarktung zu gehen. Neue Anlagen ab 750 kW Nennleistung müssen an Ausschreibungen teilnehmen [57]. Wenn die PV-Anlage schon seit längerer

Zeit im Betrieb ist, ist sie im Genuss von hohen Einspeisetarifen. Somit profitiert die mit PV-Paneelen bestückte Autobahneinhausung zwischen Goldbach und Hösbach von einer Vergütung von 42 Cent/kWh, was dem Betreiber 1 Mio. € Einnahmen pro Jahr einbringt. Der Betreiber ließ seine Kunden sich finanziell an der PV-Anlage auf der Einhausung beteiligen. Dafür erhalten die Bürger, die sich dafür entschlossen haben, 4-5 % Rendite. Mit der stufenweisen Reduktion der EEG-Vergütung sinken die Einnahmen aus Netzeinspeisung und die Anlagen, die darauf angewiesen sind, müssen andere Wege des wirtschaftlichen Betriebs suchen.

### 3.2.4 Versorgung von nahegelegenen Kunden

Power Purchase Agreements (PPA) sind langfristige Stromlieferverträge zwischen zwei Parteien, meist zwischen einem Stromerzeuger und einem Stromabnehmer, der entweder selbst Strom verbraucht oder ihn als Stromhändler weitervermarktet. In PPAs werden alle Konditionen geregelt: Umfang der Strommenge und Preis, bilanzielle Abwicklung und Strafen bei Nichteinhaltung des Vertrags. PPAs können viele Formen annehmen und auf die Wünsche der Vertragspartner abgestimmt werden. Tatsächliche Stromlieferungen können physisch oder bilanziell erfolgen. Bei einigen in der Studie untersuchten Projekten sind Direktstromlieferverträge und PPA im Spiel, nach denen der Strom an vorzugsweise nahe gelegene Kunden geliefert wird (Bsp. Direktstromliefervertrag zwischen der Energiegenossenschaft Inn-Salzach, die die PVA auf LSW in Neuötting betreibt und der Montessori-Schule; siehe Kapitel 3.3). Wenn sich ein Verbraucher findet, steigert es die Rentabilität von Anlagen dieser Art, besonders in Anbetracht der sinkenden EEG-Vergütung. Beide Parteien profitieren von der Unabhängigkeit von schwankenden Marktbedingungen und genießen eine langfristige Planbarkeit. Ein weiterer Vorteil dabei sind geringere Netzentgelte. Die verschiedenen Optionen der Stromvergütung und -vermarktung unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen werden in AP 3 (Kapitel 5) und AP 4 (Kapitel 6) näher beschrieben.

### 3.2.5 Flexibilitätsangebot

Die Übersicht an Anwendungen abschließend, wird auf die Möglichkeit der Flexibilitätsangebote hingewiesen, wenn eine Anlage netzdienlich handelt und zur Vermeidung von Netzengpässen beiträgt. Mit der Kopplung der bisher weitgehend getrennten

Sektoren Strom, Wärme und Mobilität ergeben sich dabei zusätzliche Anforderungen, aber auch zusätzliche Möglichkeiten des lokalen und regionalen Ausgleichs von Verbrauch und Erzeugung.

Flexibilität wird bereitgestellt, wenn eine energietechnische Komponente, die an ein Stromnetz angeschlossen ist, eine Veränderung ihrer Einspeisung oder Entnahme als Dienstleistung durchführt. Als energietechnische Komponenten können Erzeuger, Speicher, Verbraucher oder deren Verbund agieren. Die Bereitstellung von Flexibilität setzt voraus, dass zu einem vorgegebenen Zeitpunkt ein alternativer, vom Normalverhalten abweichender Handlungspfad beschriftet werden kann, durch den eine Dienstleistung für verschiedene Akteure des Energiemarktes wie zum Beispiel Verteilnetzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche oder Infrastrukturbetreiber für eine gewisse Zeitdauer bereitgestellt wird [58].

Die PV-betriebene Ladestation Braintree Electric Forecourt (siehe Kapitel 3.3.3) bietet mit ihrem Batteriespeicher Flexibilitätsdienstleistungen für das lokale Energienetz an. Mit deren Hilfe wird das Netz ausgeglichen und im Fall von Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage stabilisiert. Der Batteriespeicher entlastet das Netz bei Überschüssen und speist den Strom wieder bei Defiziten ein. Dadurch entstehen zusätzliche Einkommensquellen für den Betreiber der Ladestation.

## 3.3 Best-Practice Beispiele

Die Aufbereitung der Best-Practice Beispiele erfolgt in Form von Steckbriefen, in denen die wichtigsten Eckdaten in kompakter Form aufbereitet werden. Darüber hinaus wird eine Excel-Tabelle erstellt, um numerische Daten verschiedener Projekte leicht kalkulieren und vergleichen zu können.

Folgende Kriterien werden berücksichtigt:

1. Design & Standort:
  - Geografische Verortung
  - Baujahr
  - Fläche absolut
  - Für Lärmschutzeinrichtungen: Länge und Höhe
  - Anlagengröße (Nennleistung)
  - Neue oder nachgerüstete Anlage
  - Eingesetztes Material/Rohstoffe

- Jährliches Ertragspotenzial/erwarteter Energieertrag & tatsächlicher Energieertrag
  - CO<sub>2</sub>-Einsparung
2. Stromverwendung
  3. Kosten & Finanzierung:
    - Investitionskosten
    - Öffentliche Förderung/private Investitionen
  4. Hauptbeteiligte:
    - Projektierer
    - Betreiber
    - Investor(en)
    - Eigentümer
  5. Konzept & Organisationstyp (für Outline möglicher Geschäftsmodelle und gesetzlicher Rahmenbedingungen)

#### 6. Kurzbewertung:

- Vor- & Nachteile (technisch, baulich, materialbedingt, ökologisch, sozial)
- Synergien (z. B. Mehrfach-Flächennutzung bei Solarstraße, Lärmschutzwand etc.)
- Hemmnisse/Negativerfahrungen

### 3.3.1 Lärmschutzeinrichtungen

In Tabelle 3-4 sind Projekte, in denen eine Kombination von PV-Anlagen mit Lärmschutzeinrichtungen realisiert wurde, aufgelistet. Dies sind alle Projekte aus dem nationalen, europäischen und internationalen Raum, die aus einer ausführlichen Literatur- und Onlinequellenrecherche resultieren. Nur abgeschlossene und laufende Projekte wurden berücksichtigt, denn in diesem innovativen Bereich werden nicht alle geplanten Projekte, von denen berichtet wird, tatsächlich realisiert.

Nr.	Land	Ort	Autobahn/ Eisenbahn	Einrichtung	Baujahr	Anlagengröße, kWp	Ertragspotenzial, kWh/kWp	Tatsächlicher Ertrag, kWh/kWp	Investitionen, €	Finanzierung	Quelle
1	Deutschland	Rellingen	A23	LSW	1992	30	-	-	-	Öffentlich	[59]
2	Deutschland	Saarbrücken	A620	LSW	1995	60	-	-	-	-	[59]
3	Deutschland	Ammersee	A96	LSW	1997/98	9	-	751	-	Öffentlich	[60]
4	Deutschland	Ammersee	A96	LSW	1997/98	9	-	814	-	Öffentlich	
5	Deutschland	Ammersee	A96	LSW	1997/98	10	-	794	-	Öffentlich	
6	Deutschland	Sausenheim	A6	LSW	1999	100	700	-	818.000	Beides	[59] [61]
7	Deutschland	Freising (München)	A92	Lärmschutzwand	2002	722	935	-	4.620.000	Beides	[62]
8	Deutschland	Emden	A31	LSW	2003	53	604	-	-	Privat	[59] [63]
9	Deutschland	Vaterstetten	Eisenbahn	LSW	2004	180	99	-	-	Privat	[59] [64]
10	Deutschland	Freiburg	B31	LSW	2006	365	-	-	-	-	[59]
11	Deutschland	Großbettingen	313	LSW	2006	28	-	-	-	-	[59]
12	Deutschland	Töging	A94	Lärmschutzwand	2008	1.000	-	-	5.000.000	Privat	[65] [66]
13	Deutschland	Hörsbach	A3	Einhausung	2009	2.650	943	-	10.000.000	Privat	[67] [68]
14	Deutschland	Bürstadt	B47	Lärmschutzwand	2010	283	-	883	-	-	[69]
15	Deutschland	Biessenhofen		LSW	2010	90	-	1.034	-	Privat	[70]
16	Deutschland	Wallersdorf	A92	LSW	2010	1.000	-	1.017	2.900.000	Privat	[71, 72] [73] [74]
17	Deutschland	Duisburg	Eisenbahn	LSW	2011	179	817	-	-	Öffentlich	[75] [76] [22]
18	Deutschland	Nürnberg	Eisenbahn	LSW	2011	166	843	870	-	-	
19	Deutschland	Neumarkt-Bühl	Eisenbahn	Lärmschutzwand	2012	1.258	-	971	4.100.000	Öffentlich	[77] [78] [79]
20	Deutschland	München Pasing		LSW	2013	7	-	-	-	Öffentlich	[80]
21	Deutschland	Gruibingen	A8	Lärmschutzwand	2013	1.200	-	-	-	Privat	[81]

Tab. 3-4: Übersicht über Projekte mit Kombination von PV und Lärmschutzeinrichtungen

Nr.	Land	Ort	Autobahn/ Eisenbahn	Einrichtung	Baujahr	Anlagengröße, kWp	Ertragspotenzial, kWh/kWp	Tatsächlicher Ertrag, kWh/kWp	Investitionen, €	Finanzierung	Quelle
22	Deutschland	Neuötting	B12	LSW	2016	65	841	763	76.000	Privat	[82] [83] [84] [85] [86]
23	Deutschland	Aschaffenburg	A3	LSW	2019	168	-	667	3.250.000	Öffentlich	[85] [87] [88]
24	Deutschland	Aalen	B29	LSW	-	112	-	-	-	-	[89]
25	Deutschland	Kappler Tunnel	B31	LSW	-	365	-	-	-	-	[89]
26	Schweiz	Graubünden	A13	LSW	1989	103	-	1.211	1.675.810	Privat	[65] [60] [90] [2]
27	Schweiz	Gordola	Eisenbahn	LSW	1992	103	-	935	1.390.500	-	[90]
28	Schweiz	Giebenach	A2	LSW	1995	104	-	969	1.256.320	-	[90]
29	Schweiz	Aubugg	E41	LSW	1997	8	771	681	-	Öffentlich	[90] [60]
30	Schweiz	Wallisellen	Eisenbahn	LSW	1998	10	850	497	-	-	
31	Schweiz	Brüttsellen	A1	LSW	1999	8	600	446	-	-	
32	Schweiz	Safenwil	A1	LSW	2000	75	907	820	-	-	[90]
33	Schweiz	Melide	A2/Eisenbahn	LSW	2007	123	-	-	-	-	[59]
34	Schweiz	Münsingen	Eisenbahn	LSW	2008	8	-	832	-	Öffentlich	[59] [65]
35	Schweiz	Zumikon	A52	LSW	2014	89	1.007	-	-	Privat	[91] [92]
36	Niederlande	Utrecht	A27	LSW	1995	55	-	-	577.500	Öffentlich	[59]
37	Niederlande	Ouderkerk aan de Amstel	A9	LSW	1996	220	-	795	2.334.200	-	[93]
38	Niederlande	Uden	A50	LSW	2019	-	-	-	1.400.000	Öffentlich	[94] [95] [2]
39	Österreich	Seewalchen	A1	LSW	1992	40	-	-	540.000	-	[59]
40	Österreich	Glei. S. d.orf	A2	LSW	2002	101	-	800	5.100.000	-	[96]
41	Österreich	Wieselburg		LSW	2020	5	-	-	22.626	Öffentlich	[13]
42	Frankreich	Fouquières-lès- Lens	A21	LSW	1999	63	-	-	-	-	[59] [97]
43	Italien	Marano d'Isera	A22	LSW	2009	735	-	939	-	Privat	[59] [98]
44	Italien	Oppeano Verona	SS434	LSW	2010	833	-	-	-	Öffentlich	[59]
45	Slowenien	MP Vrtojba		LSW	2012	167	-	1.138	556.023	Öffentlich	[99]
46	Australien	Tullamarine	40	LSW	2007	24	-	-	85.000	Öffentlich	[2]

Tab. 3-4: Fortsetzung

Um eine Auswahl von Best-Practice-Beispielen zu tätigen, werden folgende Kriterien herangezogen:

1. Anlagengröße > 500 kWp (liegt bei acht der 46 Anlagen vor/17 %)
2. Ertrag > 1.000 kWh/kWp (5 Anlagen/11 %)
3. Innovative und ressourcensparende Bauweise, platz- oder kostensparende Technologien (beidseitig angebrachte PV-Module wie in Holland im Projekt LIFE+, innovative PV-Module wie in Neumarkt)
4. Innovative Finanzierungskonzepte (Bürgerbeteiligung wie beim PV-Lärmschutzwall in Freising und PV auf Autobahneinhausung in Goldbach)
5. Vielversprechende Vermarktungsmodelle (Versorgung nahegelegener Kunden wie Montessori-Schule in Neuötting; Direktvermarktung über eine städtische Ökostrombörse in Münsingen, Schweiz)
6. Gute Wirtschaftlichkeit, sei es aufgrund von hoher EEG-Vergütung oder niedrigen Investitionskosten
7. Gelungene Zusammenarbeit von öffentlichen und privaten Akteuren (PPP wie PV auf Lärmschutzwall in Töging)
8. Vereinbarkeit mit Naturschutz (wie in Zumikon, Schweiz, wo LSW vogelfreundlich mit einem speziellen Punkteraster, damit Vögel sie als Hindernis wahrnehmen, gebaut wurde)

9. EU-Förderung & Entwicklungshilfe (PV auf LSW in Slowenien als Beispiel der gelungenen Entwicklungshilfe)

10. Auszeichnungen (Autobahneinhausung hat den deutschen Solarpreis gewonnen, PV auf LSW in Neuötting wurde mehrfach ausgezeichnet)

In Tabelle 3-5 sind 14 Projekte aufgelistet, die als Best-Practice-Beispiele ausgewählt wurden, mit der jeweiligen Begründung. Einige Projekte (z. B. PV-Anlage auf Lärmschutzwand an der Raststätte Gru-

bingen) wurden trotz ihrer Eigenschaften nicht in die Liste aufgenommen, weil in der Recherche keine ausreichenden Informationen gefunden werden konnten. Die Lärmschutzwand mit integrierter PV-Anlage in Oppeano Verona, Italien, wurde aus der Liste der Best-Practice Beispiele gestrichen, weil die PVA abgeschaltet wurde. Es ist ein Rechtsstreit im Gange (Stand: 2019), der durch die Insolvenz des Unternehmens verursacht wurde, das sie installiert hat [100]. Es folgt eine Kurzbeschreibung für jedes einzelne Best-Practice-Beispiel.

Nr. in Tabelle 3-4	Best-Practice Beispiel	Begründung
7	PV auf Lärmschutzwand in Freising	- Anlagengröße > 500 kWp - umgesetztes Bürgerbeteiligungskonzept - EU-Förderung des zweiten Bauabschnitts
12	PV auf Lärmschutzwand in Töging	- Anlagengröße > 500 kWp, größtes PV-Projekt entlang einer Bundesautobahn seinerzeit - gelungene PPP
13	PV auf Autobahneinhausung Goldbach-Hösbach	- Anlagengröße > 500 kWp, Deutschlands längste PV-Anlage, - gute Wirtschaftlichkeit - innovatives Finanzierungskonzept - Gewinner des Deutschen Solarpreises
15	PV auf LSW in Biessenhofen	- Ertrag > 1.000 kWh/kWp - durchdachtes Finanzierungskonzept mit Beteiligung von privaten Anlegern - naturnahe Landschaftsgestaltung - kostensparende Bauweise
16	PV auf LSW in Wallersdorf	- Anlagengröße > 500 kWp - Ertrag > 1.000 kWh/kWp - Teil des innovativen Energiekonzepts des Solar-Industrieparks Wallersdorf Nord - innovative Bauweise
19	PV auf Lärmschutzwand in Neumarkt-Bühl	- Der erste mit Solarmodulen bestückte Bahn-Lärmschutzwand der Welt - Anlagengröße > 500 kWp - innovative PV-Module im Einsatz
22	PV auf LSW in Neuötting	- Auszeichnung in mehreren Wettbewerben - niedrige Investitionskosten, etwa 1 €/kW - Versorgung von nahegelegener Schule
23	PV auf LSW in Aschaffenburg	- innovatives Projekt, durch Bund finanziert
26	PV auf LSW in Graubünden, Schweiz	- Weltweit erste PV-Anlage an einer Lärmschutzwand - Ertrag > 1.000 kWh/kWp
34	PV auf LSW in Münsingen, Schweiz	- innovatives Direktvermarktungskonzept über die städtische Ökostrombörse
35	PV auf LSW in Zumikon, Schweiz	- Ertragspotenzial > 1.000 kWh/kWp - Vereinbarkeit mit Naturschutz
38	PV auf LSW in Uden, Niederlande	- Erprobung des innovativen Designs von PV-Modulen, durch EU finanziert
43	PV auf LSW in Marano d'Isera, Italien	- Anlagengröße > 500 kWp - Ausgezeichnet durch International Bridge, Tunnel and Turnpike Association (IBTTA) in der Kategorie Operations
45	PV auf LSW in MP Vrtojba, Slowenien	- Ertrag > 1.000 kWh/kWp - Beispiel gelungener Entwicklungshilfe

Tab. 3-5: Liste der Best-Practice Beispiele im Bereich PV auf Lärmschutzeinrichtungen

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Eine der größten PV-Schallschutzanlagen ihrer Zeit. Der zweite Bauabschnitt wurde von der EU im 5. Rahmenprogramm für Forschung und Entwicklung gefördert. Kombination aus einem geschütteten Lärmschutzwall mit einer Lärmschutzwand und einer Ständerkonstruktion für PV-Module
Ort	Freising-Lerchenfeld am südlichen Ende des Gewerbegebietes Clemensänger an der A 92 (München-Deggendorf)
Baujahr	2002 (Bürgersolar), 2003 (Investsolar), 2009 (Kernsanierung)
Höhe	
Länge	1.200 m
Anlagengröße	722 kWp (Bürgersolaranlage 128 kWp und Investsolar 594 kWp)
Fläche PV	6.000 m <sup>2</sup>
Neue od. nachgerüstete Anlage	Neue
Material	1. Teilabschnitt: Erdmaterial (Wall), Betonelemente (Wand), PV-Module 2. Teilabschnitt: Aluminium-gerahmte PV-Elemente auf einem Keramikträger, Stahlstützenkonstruktion
Ertragspotenzial	650.0000-700.000 kWh/a
Tats. Jahresertrag	
CO <sub>2</sub> -Einsparung	
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten (PV)	4,62 Mio. €: 870.000 € (erster Teilabschnitt); 3,75 Mio. € (zweiter Teilabschnitt)
Öffentlich/privat	Privat (1.), öffentlich (2.)
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Bürgersolar und Freisinger Stadtwerke Versorgungs-GmbH
Projektierer	Freisinger Stadtwerke Forschungs- und Projekt-GmbH (1. Teilabschnitt), R. Kohlauer GmbH & Gehrlacher – Umweltschonende Energiesysteme – GmbH (2. Teilabschnitt)
Investor	BürgerSolar (1. Teilabschnitt), EU (2. Teilabschnitt)
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Über die Beteiligungsgesellschaft BürgerSolar haben sich 43 Privatpersonen aus Freising und der Region zusammengeschlossen. Unter Federführung der Freisinger Stadtwerke Forschungs- und Projekt-GmbH wurde das Solar-Projekt auf den Weg gebracht, die auch den Betrieb der Anlage für alle Eigentümer übernimmt. Diese erhalten bei Betrieb der Anlage mit der Vergütung des eingespeisten Stroms in das Netz der Freisinger Stadtwerke Versorgungs-GmbH eine entsprechende Verzinsung ihres eingesetzten Kapitals. Der zweite Teilabschnitt wurde unter EU-Förderung gebaut.
Organisationstyp	Bürgerbeteiligung; EU-Förderung
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Südausrichtung, geringe Beschattungsgefahr der Lage, was zur optimalen Nutzung der Sonneneinstrahlung zur Energieerzeugung führt. Umgesetzte Bürgerbeteiligung und hohe Akzeptanz in der Bevölkerung.
Synergien	Schallschutz + Erneuerbare Energieerzeugung + Erprobung innovativer Technologien
Nachteile	Im zweiten Teilabschnitt wurde ausprobiert, Photovoltaikzellen auf Keramikplatten aufzuziehen und somit mit einem Photovoltaikmodul zum einen Strom zu erzeugen und zum anderem den Schallschutz zu gewährleisten. Die Module hielten nicht. Sie bekamen blinde Flecken und brachten dann nicht die erwartete Leistung, sodass sie schließlich durch neue Module ersetzt werden mussten.

Tab. 3-6: PV auf Lärmschutzwall in Freising

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Das größte PV-Projekt entlang einer Bundesautobahn. Es war erst auf Holzbalken auf-, dann 2014 wieder abgebaut worden, dann mit Metallrahmen wieder aufgebaut worden.
Ort	A94 Töging am Inn, Südbayern
Baujahr	2008
Planungsdauer	2005-2007
Höhe	26 m
Länge	1 km
Anlagengröße	1 MW
Fläche PV	6.000 m <sup>2</sup>
Material	Suntec-Power-Module auf einer Unterkonstruktion aus Stahlbeton, Holz und Aluminium
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	5 Mio. €
Wartungskosten	Gering
Öffentlich/privat	Privat
Rendite	6-7 %
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Nürnberger MR Solar GmbH & Co KG
Projektierer	Iliotec (mittlerweile insolvent)
Investor (PV)	Nürnberger MR Solar GmbH & Co KG
Eigentümer	Autobahndirektion Südbayern
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	25-jährige Verpachtung eines 1km langen Randstreifens entlang der A 94. Pachtzahlungen erhält das Autobahnamt. Dadurch kann die öffentliche Hand zusätzliche Einnahmen erzielen: eine Win-Win-Situation. Die PVA wurde 2007 von einem privaten Betreiber auf der Einschnittsböschung der Autobahn errichtet. Im Vorfeld hat die Autobahndirektion Südbayern mit dem privaten Betreiber einen Nutzungsvertrag abgeschlossen und das Landratsamt Altötting hat ein öffentlich-rechtliches Baugenehmigungsverfahren durchgeführt. Im Jahre 2012 wurde die Anlage mit zahlreichen technischen Verbesserungen grundlegend erneuert. Im Nutzungsvertrag mit dem privaten Betreiber wurde ein jährliches Entgelt für die Nutzung der Einschnittsböschung von 1,5 % der Einspeisevergütung vereinbart. Das Entgelt wird durch die Autobahndirektion Südbayern zugunsten der Bundesrepublik Deutschland vereinnahmt.
Organisationstyp	PPP
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Flexibilität des Betreibers bei der Aufbesserung der Anlagenkonstruktion
Synergien	Nutzung der davor nicht genutzten Einschnittsböschung
Nachteile	Bauliche Mängel, unschöne Konstruktion. Die Höhe der Anlage mit einem deutlichen Überstand über den Lärmschutzwall hatte zu Protesten in der Bevölkerung und sogar langwierigen Gerichtsprozessen geführt.
Hemmnisse	Fehlende Akzeptanz der Bevölkerung

Tab. 3-7: PV auf Lärmschutzwall in Töging

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Einhausung als 2.700 Meter langes Solardach; Gewinner des Deutschen Solarpreises
Ort	A3 zwischen Goldbach und Hösbach
Baujahr	2009
Höhe	
Länge	2,7 km
Anlagengröße	2.650 kWp (13.500 Module)
Fläche	
Neue oder nachgerüstete Anlage	Nachgerüstet
Integrations- oder Konzeptionsmodell	Integrationsmodell
Material	Aluminiumprofile, Module, Verkabelung
Ertragspotenzial	950 kWh/kWp/a; insgesamt über 2.500.000 kWh/a
Tats. Jahresertrag	Jährlicher Strombedarf von 600 Haushalten
CO <sub>2</sub> -Einsparung	
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Eigenverbrauch für die Einhausungsbeleuchtung, Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	€ 10.000.000 (Gesamtkosten: 84,6 % EGH, 15,6 % Ralos). Laut den Schätzungen werden sich die Investitionskosten innerhalb von 16 Jahren auszahlen.
Öffentlich/privat	Privat. Kunden der Elektrizitätswerk Goldbach-Hösbach GmbH & Co. KG konnten sich finanziell an der PVA beteiligen. Die A3 Solargesellschaft mbH gab Wertpapiere in einer Stückelung von 1.000 € bis zu einem Maximalbetrag von 20.000 € aus. Dabei wurden an die Bürger Anteile im Volumen von 1,4 Millionen € ausgegeben. Dafür erhalten die Bürger je nach Tarif vier bis fünf Prozent Zinsen. Von 2009 bis 2015 hat dieser Teil der Anlage einen Überschuss von 250 000 € erwirtschaftet.
Erwartete Einspeisevergütung	1 Mio. € jährlich. Der Einspeisetarif liegt bei 42 Cent/kWh.
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	A3 Solargesellschaft mbH (100 % Tochter der Elektrizitätswerk Goldbach-Hösbach GmbH & Co. KG)
Projektierer	Elektrizitätswerk Goldbach-Hösbach GmbH & Co. KG, Ralos Vertriebs-GmbH
Investor	Bürger
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	2007: Die Autobahndirektion Nordbayern (ABD) schreibt die Verpachtung des Daches der inzwischen fertigen Einhausung zwischen Aschaffenburg und Hösbach für eine Zweitnutzung aus: Wer will, kann auf dem 2.700 Meter langen Autobahndeckel PV-Anlagen aufstellen. Doch dürfe dabei weder die Funktion der Einhausung noch die Statik beeinträchtigt werden. Viele, auch bekannte Großinvestoren haben sich um die Realisierung beworben. Im Sommer 2008 erhielt das örtliche Elektrizitätswerk Goldbach-Hösbach (EGH) dann den Zuschlag der Autobahndirektion, das Solarkraftwerk zu installieren, unter dem Motto „Deutschlands längste PV-Anlage“. Um Akzeptanz zu erhöhen, wollte das EGH die Bürger am Solarkraftwerk beteiligen. „Wir bereiten derzeit den Verkauf von Anteilen vor. Es gibt schon Nachfrage danach. Dabei werden wir bevorzugt an Ortsansässige verkaufen“.
Organisationstyp	Bürgerbeteiligung
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Optimaler Neigungswinkel (20 Grad), bessere Kühlung der Module durch Aufständigung, dadurch Verbesserung des Wirkungsgrades der PVA Die drei Abschnitte der Anlage haben bis Ende 2015 zusammen über 17 Millionen Kilowatt erbracht, die mit über 7 Mio. € bei der Einspeisung vergütet wurden. Aktuell (Stand 2016) rechnet die Betreiber-gesellschaft damit, die Anfangsaufwendungen bis 2021 getilgt zu haben.
Synergien	Die an sich unschöne Einhausung der Autobahn wird sinnvoll genutzt

Tab. 3-8: PV auf Autobahneinhausung an der A3 zwischen Goldbach und Hösbach



Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Das ökologische und ökonomische Leuchtturmprojekt (grüne Energiehecke) wurde im Erneuerbare Energien Fonds „Solarpark Deutschland 2010“ mit einer Gesamtleistung von 5,6 MWp gebündelt
Ort	Biessenhofen Allgäu
Baujahr	2010
Höhe	
Länge	360 m
Anlagengröße	90 kWp (352 Solarmodule)
Fläche PV	
Neue oder nachgerüstete Anlage	Neue
Material	Verzinktes Baustahlgehäuse, PV-Module
Ertragspotenzial	
Tatsächlicher Jahresertrag	93.047 kWh/a
CO <sub>2</sub> -Einsparung	100 t/a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten (PV)	k. A.
Öffentlich/privat	Privat
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	
Projektierer	Energiedienstleister Green City Energy und Rau Lärmschutzsysteme
Investor	Bürger
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Private Anleger beteiligen sich an dem Erneuerbare Energien Fonds „Solarpark Deutschland 2010“ ab 2.500 € und können so eine nachhaltige Rendite von prognostizierten 6,5 % erzielen. So profitieren Bürger von den stabilen Rahmenbedingungen des EEG.
Organisationstyp	Bürgerbeteiligung
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Die Bauweise (die LSW besteht aus einem verzinkten Baustahlgehäuse und wird komplett mit dem eigenen, für den Bau nötigen Erdaushub befüllt; ohne Betonfundament) spart Kosten beim Materialaufwand. Die Lärmschutzlösung ist dadurch pflege- und wartungsarm. Die LSW passt sich allen Kurvenradien an, reduziert die Feinstaubbelastung und sieht optisch schön aus. Für die LSW wird weniger Platz gebraucht, dadurch entsteht ein höherer Ertrag. Die Kosten für die LSW können um bis zu 30 % reduziert werden. Die begrünbare Wand dank der naturnahen Landschaftsgestaltung fügt sich harmonisch in das Landschaftsbild und das bestehende Ökosystem. Das gibt zusammen ein überzeugendes Modell für Planer und Bauherren her. Für die integrierten Module gibt es einen Baukostenzuschuss.
Synergien	Kombination von Solarenergie und ökologischem Lärmschutz

Tab. 3-9: PV auf LSW in Biessenhofen

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Das PV-Projekt zählt zu den leistungsfähigsten seiner Art und gilt als wegweisend für den Bau von Lärmschutz-Photovoltaik-Kombinationen. Dabei wurde eine zum Patent angemeldete Konstruktion verwendet, bei der die lärmabweisende Fläche vollständig mit PV-Modulen belegt werden kann. Dadurch kann auf der PV-Lärmschutzwand eine wesentlich höhere Menge an Strom pro laufendem Meter erzeugt werden als bei vergleichbaren Konstruktionen.
Ort	Wallersdorf A92, Niederbayern
Baujahr	2010
Höhe	8 m
Länge	600 m
Anlagengröße	1.000 kWp
Fläche PV	7.200 m <sup>2</sup>
Neue oder nachgerüstete Anlage	Neue
Material	Aluminiumschienen, Stahlkonstruktion, Module, Betonfundamente
Ertragspotenzial	
Tatsächlicher Jahresertrag	1.017.000 kWh/a
CO <sub>2</sub> -Einsparung	
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Energieversorgung des benachbarten Solar-Industrieparks Wallersdorf Nord
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	€ 2,9 Mio.
Öffentlich/privat	Privat
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Custos Immobilien, Entwickler des Solar-Industrieparks
Projektierer	Ingenieurbüro Apfelböck
Investor (PV)	Custos Immobilien und Familie Apfelböck
Eigentümer	Custos Immobilien
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Zwei private Unternehmen haben in die Anlage investiert und im Einvernehmen mit der Autobahnverwaltung gebaut. Der Solar-Industriepark profitiert vom grünen Strom aus der Nähe.
Organisationstyp	Private Investoren und Abnehmer
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Gute Wirtschaftlichkeit (Die PVA leistet einen spürbaren Beitrag zur Finanzierung der LSW), höherer Energieertrag als bei vergleichbaren Projekten dank des innovativen Designs, Offenheit der Gemeinde für die PV-Anlage. Nach 15 Jahren soll sie sich amortisiert haben.
Synergien	Erneuerbare Energie für die Gewerbetreibende im Solar-Industriepark Wallersdorf; nachhaltige Energieversorgung als strategischer Standortfaktor
Nachteile	
Hemmnisse	Die LSW verläuft sehr nah (11 m vom Fahrbahnrand entfernt) und parallel zur Autobahn, daher war eine Zustimmung der Autobahnverwaltung nötig und die gesetzlichen Anforderungen an die Verkehrssicherheit mussten berücksichtigt werden.

Tab. 3-10: PV auf LSW in Wallersdorf

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Der erste mit Solarmodulen bestückte Bahn-Lärmschutzwall der Welt
Ort	Neumarkt-Bühl in der Oberpfalz; Baugebiet Pölling II an der hochfrequentierten Bahnlinie Nürnberg – Regensburg
Baujahr	2012
Höhe	7 m
Länge	744 m
Anlagengröße	1,258 MWp
Fläche	8.668 m <sup>2</sup>
Neue oder nachgerüstete Anlage	Nachgerüstete
Integrations- oder Konzeptionsmodell	Konzeptionsmodell
Material	Betonpfähle, Drahtgitterkörbe, PV-Module
Ertragspotenzial	
Tatsächlicher Jahresertrag	1.221.800 kWh/a (Netzeinspeisung), entspricht dem Strombedarf von ca. 270 Vier-Personen-Haushalten
CO <sub>2</sub> -Einsparung	1.075 t/a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten (PV)	4,1 Mio. € (davon kostet die Unterkonstruktion 1,4 Mio. €)
Öffentlich/privat	Öffentlich. Die Anlage kann sich unter Berücksichtigung der EEG-Einspeisevergütung nach ca. 15 Jahren amortisieren.
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Kreisstadt
Projektierer	Exaphi GmbH
Investor	Kreisstadt
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Kreisstadt Neumarkt finanziert und betreibt die PV-Anlage und den Lärmschutzwall.
Organisationstyp	Öffentliche Finanzierung von der Kreisstadt
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Erprobung von speziellen Modulbeschichtungen, die eine Blendung der Verkehrsteilnehmer (Lockführer und Autofahrer auf der angrenzenden Autobahnbrücke) ausschließen (nicht-reflektierende Solarmodule)
Synergien	Schutz vor dem Bahnlärm + PV-Erzeugung
Nachteile	Strenge Auflagen der Bahn, großes Gewicht der Module.
Hemmnisse	Der ÜNB Tennet TSO lässt die Solarwand nicht als Wand gelten, die Vergütung wird daher nicht nach dem 'Gebäudetarif' des deutschen EEG der für bis zu 1 MWp-PV-Anlagen 16,5 Cent vorsieht, abgerechnet werden, sondern es gilt auch hier der Freiflächentarif, der um 3 Cent weniger pro eingespeister Kilowattstunde beträgt. Damit bekommt die Stadt Neumarkt um rund 36.000 € pro Jahr weniger. Da die EEG-Vergütung mit einer Laufzeit von 20 Jahren ausbezahlt wird, wird die Stadt voraussichtlich um rund 750.000 € weniger in ihre Stadtkasse zurückbekommen.

Tab. 3-11: PV auf Lärmschutzwall in Neumarkt-Bühl

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Projekt „Gut kombiniert – Erneuerbarer Strom trifft Lärmschutz“ wurde in mehreren Wettbewerben ausgezeichnet und soll als Beispiel für Kommunen, Energiegenossenschaften und Behörden dienen.
Ort	Neuötting B12, Oberbayern
Baujahr	2016
Planungszeit	Ca. 12 Monate
Höhe	5 m
Länge	236 m
Anlagengröße	65,4 kWp
Fläche LSW	1.170 m <sup>2</sup>
Fläche PV	376,2 m <sup>2</sup>
Neue oder nachgerüstete Anlage	Neue; Lärmschutzwand aus einem vorgefertigten System mit integrierter Photovoltaik
Integrations- oder Konzeptionsmodell	Integrationsmodell
Material	Bohrpfahlfundament aus Beton, Gitterdämmsystem, Acryl-Glas im Aluminium-Rahmen, PV-Elemente, Kabelkanal
Ertragspotenzial	55.000 kWh/a; 789,13 kWh/kWp
Tatsächlicher Jahresertrag	49.918 kWh (2017)
CO <sub>2</sub> -Einsparung	30.840 kg/a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Stromversorgung Gemeinde (Montessori Schule 53 %) + Netzeinspeisung 47 %. Da die Schule von einem Trägerverein geführt wird, ist sie nicht wie andere städtische Einrichtungen an kommunale Bündelausschreibungen für den Strombezug gebunden und konnte das Eigenverbrauchskonzept frei umsetzen.
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	€ 76.000 (PV)
Öffentlich/privat	Private Investitionen
Rendite	4 % bis 6 % (geschätzt). „Als reine Investorenanlagen rechnen sich diese Projekte eher weniger. Sobald aber ein Verbraucher, beispielsweise der Neubau der Montessori-Schule Neuötting, versorgt werden kann, steigert das die Rentabilität der Anlage“ (P. Lang, Egis)
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber (PV)	Energiegenossenschaft Inn-Salzach (Egis)
Projektierer	MaxSolar GmbH & Kohlauer GmbH, Spezialist für Lärmschutzkonzepte
Investor (PV)	Energiegenossenschaft Inn-Salzach (Egis)
Eigentümer	Energiegenossenschaft Inn-Salzach (Egis)
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Teilfinanzierung und Realisierung einer Lärmschutzwand mit einem Investor. Die Stadt wollte nicht in die PV investieren. Da fehlte auch das Fachwissen für Betrieb und Stromvermarktung. Die Nutzung der Lärmschutzwand durch die Energie-Genossenschaft Inn-Salzach e. G. ist in Form eines Gestattungsvertrags mit der Gemeinde geregelt. Entgelte für die Nutzung fallen für die Genossenschaft nicht an. Dafür hat sie die Kosten für den oberen Teil der Lärmschutzwand übernommen. Für die Stadt reduzierten sich damit die Gesamtkosten um etwa 30 %.
Organisationstyp	PPP
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Einfach und günstig zu bauen (nur 15 % teurer als Bau einer herkömmlichen LSW ohne PV + Investitionskosten der PV) <ul style="list-style-type: none"> <li>- Einfache Montage, geringer Planungsaufwand</li> <li>- Dank standardisierter Serienproduktion kostensparend</li> <li>- Bei Schaden kann Element einfach ausgetauscht werden</li> <li>- Garantie und Gewährleistung klar geregelt</li> <li>- Hohe Akzeptanz in der Bevölkerung, optisch ansprechend</li> <li>- Ersparnis an den Gesamtkosten der LSW</li> <li>- Niedrige Wartungskosten</li> <li>- Vor-Ort-Verbrauch der erzeugten Energie</li> </ul>
Synergien	„Vor allem die Verknüpfung von Notwendigem mit dem Sinnvollen wurde von der Bevölkerung sehr begrüßt.“ (Bürgermeister von Neuötting Peter Haugeneder)
Nachteile	Aufwändige Montage, eingeschränkte Ausrichtungsmöglichkeiten
Hemmnisse	Mutlosigkeit der Entscheidungsträger in Kommunen wegen der Angst vor zusätzlichen Kosten, einem höheren Aufwand bei Bau und Wartung mit der Elektrik. „Doch in Deutschland blockieren meist Behörden das Photovoltaik-Schallschutz-Konzept, sei es aus Unwissenheit oder aus der Pflicht, dem billigsten Angebot den Zuschlag zu erteilen“ (Lärmschutzexperte Reinhard Kohlauer)

Tab. 3-12: PV auf LSW in Neuötting

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Freiwilliges Pilotprojekt der Bundesrepublik. Die 887 Meter lange und 3,30 Meter hohe Lärmschutzwand schließt die Lücke zwischen der schon bestehenden Lärmschutzwand und dem vorhandenen, in Richtung Nürnberg verlaufenden, Lärmschutzwall.
Ort	A 3 bei Aschaffenburg, Unterfranken, Bayern
Baujahr	2019
Planungsdauer	9 Jahre
Höhe	3,3 m
Länge	887 m
Anlagengröße	168 kWp (600 PV-Module)
Fläche LSW	3.710 m <sup>2</sup>
Fläche PV	1.755 m <sup>2</sup>
Neue oder nachgerüstete Anlage	Neue
Material	Gitterdämmsystem, PV-Module, Kabelkanal
Ertragspotenzial	
Tatsächlicher Jahresertrag	ca. 112.000 kWh (2020)
CO <sub>2</sub> -Einsparung	ca. 180.000 kg/a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	€ 3,25 Mio.
Öffentlich/privat	Bund + Stadt Aschaffenburg (€ 500.000)
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Aschaffener Versorgungs-GmbH & Hörnig
Projektierer	Aschaffener Bauunternehmen Adam Hörnig
Investor (PV)	Bund und Stadt Aschaffenburg
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Die Kosten dieses einzigartigen Projekts wurden zum größten Teil vom Bund übernommen, um neue Erkenntnisse zu einer möglichen Integration von Photovoltaik an Lärmschutzwänden zu sammeln, damit künftige Anlagen schneller realisiert werden können.
Organisationstyp	Öffentlich gefördertes Projekt für Testzwecke
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Nutzung der innovativen Technologie: ein einseitig hochabsorbierendes Gitterdämm-System, bei dem auf der nichtabsorbierenden Seite PV-Elemente integriert wurden und nicht einfach an die Wand montiert. PV-Module übernehmen somit selbst die Lärmschutzfunktion. Nach dem ersten Betriebsjahr kann eine positive Bilanz gezogen werden.
Synergien	Reduktion der Lärmbelastung + PV-Energieerzeugung

Tab. 3-13: PV auf LSW in Aschaffenburg

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Weltweit erste PV-Anlage an einer Lärmschutzwand
Ort	Entlang der Autobahn A13 beim schweizerischen Donat/Ems (Graubünden)
Baujahr	1989
Planungsdauer	
Höhe	2 m
Länge	800 m
Anlagengröße	103 kWp
Fläche PV	
Material	
Ertragspotenzial	
Tatsächlicher Jahresertrag	108.000 kWh/a; 1.000 kWh/kWp/a; maximaler beobachteter Ertrag 1.211 kWh/kWp
CO <sub>2</sub> -Einsparung	
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	16,27 €/Wp
Wartungskosten	Kaum welche
Öffentlich/privat	Privat
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Lokales Elektrizitätswerk
Projektierer	TNC Consulting
Investor (PV)	
Eigentümer	Lokales Elektrizitätswerk
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Lokales Elektrizitätswerk hat die PV-Anlage auf der LSW gebaut.
Organisationstyp	Private Investition
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Wartungsarm, hat 10 Jahre lang zuverlässig funktioniert und ist nach Ersatz von einigen Wechselrichterkomponenten wieder voll im Betrieb. Die Beobachtungen zeigten, dass die Ablagerung von Schmutz von der Autobahn die Energieerzeugung nicht signifikant beeinträchtigte.
Synergien	Lärmschutz + PV-Energieerzeugung
Nachteile	Die Glasoberfläche der Module wurde nie gereinigt.

Tab. 3-14: PV auf LSW in Graubünden, Schweiz

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Eine LSW entlang den Gleisen der Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) mit bifacialen PV-Modulen
Ort	Münsingen bei Bern, Schweiz
Baujahr	2008
Planungsdauer	
Höhe	2 m
Länge	115 m
Anlagengröße	8 kW (50 Module)
Fläche PV	115 m <sup>2</sup>
Material	Schallabsorbierende Betonelemente, PV-Module, Kabelführung
Ertragspotenzial	6.750 kWh/a
Tatsächlicher Jahresertrag	Im Jahresdurchschnitt 832 kWh/kWp
CO <sub>2</sub> -Einsparung	
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Innovatives Direktvermarktungskonzept
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	
Wartungskosten	
Öffentlich/privat	
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	„Energistadt“ Münsingen
Projektierer	TNC Consulting
Investor (PV)	Stadt
Eigentümer	LSW ist im Besitz von SBB, PV von der Stadt Münsingen
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Der erzeugte Strom wird an der Ökostrombörse der „Energistadt“ Münsingen gehandelt. Die SBB erstattete erstmals die Kosten der substituierten transparenten Schallschutzelemente durch die bifacialen PV-Module.
Organisationstyp	Öffentliche Investition mit Direktvermarktung
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Senkrechte Schallschutzwände in Nord-Süd-Richtung werden ohne Ertragsausfälle genutzt. Kurze Montagezeiten und somit niedrige Montagekosten
Synergien	Lärmschutz + Nutzung des PV-Stroms optimal durch beidseitig angebrachte Module
Nachteile	
Hemmnisse	Hohe Anforderungen zur Bahnsicherheit, Ästhetik sowie Schutz vor Vandalismus. Viele Komponente musste in die Rahmenkonstruktion integriert werden, um von außen unsichtbar zu sein.

Tab. 3-15: PV auf LSW in Münsingen, Schweiz

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Lärmschutz mit PV im Contracting
Ort	Leugrueb an der Forchautostrasse A52 bei Zumikon
Baujahr	2014
Höhe	
Länge	300 m
Anlagengröße	88,9 kWp (342 Module je 260 Wp)
Fläche	564 m <sup>2</sup>
Ausrüstung	Teilweise nachgerüstet: Unterkonstruktion existierte bereits
Material	Glas, Steinkörbe, PV-Module, Lavabeton-Element
Ertragspotenzial	89,5 MWh/a (entspricht dem Jahresstrombedarf von 22 Haushalten)
Tats. Jahresertrag	k. A.
CO <sub>2</sub> -Einsparung	k. A.
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Invest.-kosten (PV)	
Öffentlich/privat	Privat
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	PV: Zürichsee Solarstrom AG (ZSSAG); LSW: Kanton Zürich
Projektierer	Zürichsee Solarstrom AG (ZSSAG), TNC Consulting AG
Investor	Zürichsee Solarstrom AG (ZSSAG)
Eigentümer	PV: Zürichsee Solarstrom AG (ZSSAG); LSW: Kanton Zürich
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Da der Kanton Zürich als Eigentümerin der Lärmschutzwand nicht selbst eine PV-Anlage betreiben wollte, wurden für die Realisierung und den Betrieb der Anlage mehrere mögliche Anbieter durch die Gemeinde Zumikon angefragt. Die Realisierung wurde unter Vorgaben zur Gestaltung und mit einem unbefristeten Nutzungsvertrag an die ZSSAG übergeben. ZSSAG bietet Bau und Unterhalt in Form von Contracting an, ähnlich einer Miete in Verantwortung der ZSSAG und nicht der Nutzer. Projekt- und Betriebsrisiko von PV Anlagen können im Modell IPP ausgelagert werden. IPP können lokal produzierten Solarstrom zu günstigen Konditionen anbieten im Vergleich zu anderen Anbietern. Der ökologische Mehrwert kann weiterverwendet werden (eigener Verbrauch oder Weiterverkauf).
Organisationstyp	Contracting & IPP-Einbindung
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Der Neigungswinkel der Solarpanels von 30 Grad ist geeignet, um den ganzen Tagesverlauf der Sonne nutzen zu können. Er minimiert Blendung und Reflexionen durch die Solarpanels. Gleichzeitig unterstützt er die Selbstreinigung durch Regenwasser.</li> <li>- Die Unterkonstruktion der neuen Lärmschutzwand wurde nicht völlig neu gebaut. Stattdessen wurden die bestehenden Pfähle der alten Lärmschutzwand in die neue Riegel-Pfahl-Fundation eingebunden. Damit wird die Restlebensdauer der bestehenden Pfähle ausgenutzt. Die Bauzeit konnte verkürzt und die Emissionen (Lärm, Erschütterungen) gesenkt werden. All dies führte zu geringeren Kosten.</li> <li>- Durch ein integriertes Lavabeton-Element wird der Schall zuverlässig abgehalten. Diese Bauweise ist sehr dauerhaft und wirtschaftlich.</li> <li>- Einheitliches Erscheinungsbild</li> <li>- Durch ein spezielles Punkteraster vogelfreundlich (Best-Practice im Bereich Naturschutz!), gleichzeitig für den Anblick nicht störend</li> </ul>
Synergien	Lärmschutz + PV + Naturfreundlich

Tab. 3-16: PV auf LSW in Zumikon, Schweiz



Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Durch Europäische Kommission (LIFE+ Programm) finanziertes Projekt mit dem Ziel die Nutzung von PV auf Lärmschutzwänden entlang der Hauptstraßen Europas zu beschleunigen
Ort	A50 nahe Uden, Noord-Brabant, die Niederlande
Laufzeit	01.06.2014-30.06.2020
Höhe	6 m
Länge	400 m
Anlagengröße	
Fläche PV	
Neue oder nachgerüstete Anlage	
Material	
Ertragspotenzial	90 % der Zeit im Betrieb; 300 MWh/a (Bedarf von etwa 80 HH)
Tatsächlicher Jahresertrag	203 MWh (2019, 60 HH)
CO <sub>2</sub> -Einsparung	Prognose: 356 t CO <sub>2</sub> -Reduktion in der 18-monatigen Demonstrationsphase
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Versorgung der Einwohner der Nachbarschaften über ein öffentliches Ausschreibungsverfahren
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	Projektbudget: € 3.740.724; EU-Beitrag: € 1.404.837
Öffentlich/privat	Öffentlich
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Projektpartner	Rijkswaterstaat (the department in the Ministry of Infrastructure and Water Management), Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Solar Energy Application Centre (SEAC)
<b>Forschungskonzept</b>	
Ziel	Erprobung von beidseitig mit PV-Modulen bestückten Lärmschutzwänden
Forschungsfragen	<p>Spezifische Ziele des Projekts sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Demonstration der technischen Machbarkeit der Integration der PV-Zellentechnologie in weit verbreitete Straßen-LSW. Das PV-Element ist ein modularer Baustein, auf den bei Bedarf zugegriffen und ersetzt werden kann. Es kann in jeder Ausrichtung der Lärmschutzwand angewendet werden.</li> <li>- Demonstration der Umwelt- und sozialen Vorteile der Verwendung multifunktionaler konstruktiver Elemente für LSW</li> <li>- Entwicklung eines technologisch-finanziellen Modells, um die Anleger davon zu überzeugen, dass die Kapitalrendite ausreicht, um neue Geschäftsmöglichkeiten zu eröffnen und eine breite Umsetzung zu ermöglichen;</li> <li>- Entwicklung, Installation und Test eines Prototyps mit einer integrierten beidseitigen PV-Lösung entlang der Autobahn A50 in den Niederlanden;</li> <li>- Demonstration des Energieertrags, der während eines 18-monatigen Testzeitraums vor Ort erzielt werden kann; und</li> <li>- Um einen Business Case zu erarbeiten, um zu demonstrieren, dass die getestete integrierte PV-Lärmschutzwand niedrigere Gesamtbetriebskosten aufweist als derzeit verwendete Lösungen. Die vorgeschlagene integrierte Lösung wird die finanzielle Schwelle für Lärmschutzwände und Sonnenkollektoren senken.</li> </ul> <p>Weitere Projektmerkmale sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Versuch, die Selbstbeschattung durch die Unterstützungsstruktur der Bifacial-Technologie zu minimieren.</li> <li>- Minimierung zukünftiger Wartungskosten. Bei einer voraussichtlichen Lebensdauer der PV-Module von 20 bis 25 Jahren sind Reinigungs-, Reparatur- oder Austauschforderungen von größter Bedeutung. RWS arbeitet an der Implementierung einer Lösung, die keine übermäßige Wartung erfordert oder den Datenverkehr stört. Das Team von Solar Highways plant, die Lärmschutzwand genau zu überwachen und ihre Energieerzeugung mit den Wetterbedingungen in Beziehung zu setzen, um besser zu verstehen, wie viel Wartung wirtschaftlich ist.</li> <li>- Fortsetzung einer starken Öffentlichkeitsarbeit.</li> </ul> <p>Das Team hat große Anstrengungen in die Kommunikation mit der Öffentlichkeit investiert, einschließlich der Erstellung einer Informationsbroschüre, die mit den Anwohnern der Region geteilt wurde. Durch die Bereitstellung von Informationen und die Förderung der Beteiligung der Öffentlichkeit während des gesamten Entwicklungsprozesses arbeitet das Solar Highways-Team daran, sicherzustellen, dass das Projekt erfolgreich ist, um zu zeigen, dass die Steuergelder mit Bedacht eingesetzt werden</p>
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	<p>Ein solches Modul kann jährlich über 30 % mehr Strom erzeugen als ein Standardmodul. Darüber hinaus ist die Ausgangsleistung des Moduls weniger orientierungsempfindlich und das Modul muss nicht nach Süden ausgerichtet werden, Ost-West-Ausrichtung ist ebenfalls möglich. Diese Module bieten ein großes Potenzial für die Integration in LSW.</p> <p>Es wird eine 20 % Kostenreduktion gegenüber PV, die in die bestehenden LSW integriert werden, erwartet.</p>

Tab. 3-17: PV auf LSW in Uden, Niederlande

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Erste PV auf LSW in Italien
Ort	Marano d'Isera A22, Italien
Baujahr	2009
Höhe	5,6 m
Länge	1.067 m
Anlagengröße	735 kWp, 3.944 PV-Module
Material	Aluminium
Tatsächlicher Jahresertrag	690 MWh/a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Öffentlich/privat	Privat
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Autostrada del Brennero SpA (Betreiber der Autobahn)
Projektierer	IRIS Lab
Investor (PV)	Autostrada del Brennero SpA
Eigentümer	Autostrada del Brennero SpA
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Der Autobahnbetreiber Autostrada del Brennero SpA hat einen Vertrag mit einem Nachbardorf, das den Strom nutzt. Das Hauptziel dieser Installation scheint die Erzeugung von Solarstrom zu sein. Hinter der LSW befinden sich nicht sehr viele Gebäude: hauptsächlich Weinberge und ein kleines Dorf.
Organisationstyp	Private Investition
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Wurde durch International Bridge, Tunnel and Turnpike Association (IBTTA) in der Kategorie Operations ausgezeichnet

Tab. 3-18: PV auf LSW in Marano d'Isera, Italien

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Erste PV auf LSW in Slowenien
Ort	MP Vrtojba in der Gemeinde Šempeter Vrtojba, Slowenien
Baujahr	2012
Länge	648 m
Anlagengröße	167 kWp, 644 Module
Tatsächlicher Jahresertrag	190 MWh/a
CO <sub>2</sub> -Einsparung	84 t/a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Straßenbeleuchtung, Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	556.023 € (davon 83 % aus der schweizerischen Spende, 17 % Beteiligung der Gemeinde); 3,3 €/Wp
Wartungskosten	
Öffentlich/privat	Öffentlich
Jährliche Einsparungen für Gemeinde	39.000 €
Rendite	Etwa 3 Jahre

Tab. 3-19: PV auf LSW in MP Vrtojba, Slowenien

Parameter	Wert
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Gemeinde
Projektierer	
Investor (PV)	Schweiz, Gemeinde
Eigentümer	Gemeinde
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Teil des Swiss Contribution Projekts „EE Quellen in Primorska Gemeinden“
Organisationstyp	Entwicklungshilfe
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Hoher Energieertrag; gelungene Entwicklungshilfe

Tab. 3-19: PV auf LSW in MP Vrtojba, Slowenien (Fortsetzung)

### 3.3.2 Überdachungen

In diesem Kapitel werden drei Beispiele für Überdachungen mit PV-Stromproduktion angeführt: Auto-  
bahnüberdachung, Überdachung eines Radwegs sowie von Mautstationen.

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Geplanter Demonstrator des D-A-CH Forschungsprojektes PV-Straßenüberdachung (PV-SÜD-D)
Ort	T+R im Hegau, Engen, Deutschland
Baujahr	2021/2022
Höhe	Lichte Höhe 5,5 m, Gesamthöhe bis ca. 6,5 m
Länge	20 m
Anlagengröße	ca. 20 x 17 m Bodenfläche (2 Elemente zu je 10 m Länge)
Fläche PV	ca. 400 m <sup>2</sup> (2 x 200 m <sup>2</sup> )
Neue oder nachgerüstete Anlage	Neuanlage, Prototyp/Demonstrator
Material	Stahlkonstruktion + Silizium/Glas/Glas-PV-Module
Ertragspotenzial	ca. 80 000 kWh/Jahr (4 MWh/Jahr pro Meter überdachter Länge)
Tatsächlicher Jahresertrag	Wird im Rahmen des Projektes ermittelt
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Verbrauch vor Ort durch T+R oder Betrieb Lichtenanlagen
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten (PV)	ca. EUR 370.000 – 400.000 (Demonstrator, 2 x 10 m-Elemente)
Öffentlich/privat	öffentlich
Opex [EUR/kWp/a]	Werden im Laufe des Projekts klar
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Eigentümer der Fläche	Autobahn GmbH
Betreiber	Autobahn GmbH
Pächter	Rastanlagen im Hegau, Betriebsgesellschaft mbH, Familienbetrieb, Fam. Riemensperger
Projektierer	Projektkonsortium PV-SÜD-D im Rahmen des Forschungsprojektes
Investor	BMVI/BMK/ASTRA im Rahmen des Forschungsprojektes
<b>Forschungskonzept</b>	
Konzept	Demonstrator eines Forschungsprojektes im Rahmen der D-A-CH Kooperation Verkehrsinfrastrukturforschung, PV-Überdachung eines Autobahnabschnittes (im Projekt realisiert auf einer Rastanlage), Analyse der PV-Erträge und der Effekte auf die Infrastruktur (z. B. Fahrbahnoberfläche). Deutsch-österreichisch-schweizerisches Verbundprojekt, Leitung: Austrian Institute of Technology Center for Mobility Systems (AIT), gemeinsam mit Fraunhofer ISE und Forster Industrietechnik GmbH. 1. Konzeptstudie zu technischen Fragen 2. Entwurf eines Prototyps inkl. Entwicklung von geeigneten Modulen und einer passenden Tragkonstruktion 3. Errichtung des Prototyps als Demonstrationsanlage inkl. Ausrüstung mit der Messtechnik 4. Ausführliche Tests im Betrieb

Tab. 3-20: PV auf Autobahnüberdachung: Projektcluster „PV-SÜD“ (Forschungsprojekt)

Parameter	Wert
Forschungsfragen	<p>Einerseits wird untersucht, ob eine PV-Überdachung der Fahrbahn neben der Energiegewinnung den erhofften Mehrwert für den Straßenerhalt bietet, wie beispielsweise die Schonung der Fahrbahndecken, andererseits geht das Konsortium der Frage nach, ob die solare Nutzung des Straßenraums praxistauglich und ins bestehende Erhaltungsmanagement integrierbar ist, etwa in Bezug auf Wartung oder Schneeräumung.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhebung der technischen Randbedingungen und Anforderungen, die sich aus dem Einsatz von PV über der Straße im hochrangigen Straßennetz ergeben</li> <li>• Photovoltaik-Konzept im Hinblick auf möglichst gute PV-Ertragsausnutzung</li> <li>• Konzept für eine modulare Tragkonstruktion unter Berücksichtigung der</li> <li>• relevanten Lastfälle (Wind, Schnee, Brand, Anprall, Aerodynamik)</li> <li>• Evaluierung der zu erwartenden Auswirkungen auf Fahrbahnoberfläche und Lärmschutz</li> <li>• Ausführungsplanung und Errichtung des Demonstrators</li> <li>• Messtechnische Überwachung und Evaluierung des Demonstrators</li> <li>• Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung des PV-Ertrages und der weiteren Nebeneffekte</li> </ul>
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Reduktion der Oberflächentemperatur und des Temperaturgradienten; Reduktion der Spurrinnentiefe bei Asphaltdecken; Reduktion der Risschäden bei Betondecken; Mehrwert für den Straßenerhalt (Schutz vor Regen und Überhitzung), erhöhte Lebensdauer der Fahrbahndecke, Dämpfen des Verkehrslärms; Nutzung bereits versiegelter Flächen, ein geringerer Aufwand für Aufbau, Verlegung und Installation sowie eine kurze Anbindung für den Netzanschluss
Synergien	Sonnenstrom erzeugen + dem Straßenerhalt und dem Lärmschutz dienen
Nachteile	Reifenabrieb wird nicht durch Regen weggewaschen, daher müsste die Fahrbahndecke entsprechend häufiger gereinigt werden
Hemmnisse	Teilweise sehr hohe Anforderungen an die Modultechnologie, die Notwendigkeit eines effizienten Verlegungssystems für große Flächen sowie der erhöhte Aufwand für Reinigung und Wartung
<b>Quellen</b>	
Online	[101], Information von den Vertretern des Projekts

Tab. 3--20: Fortsetzung

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Innovatives Projekt der Überdachung eines Radwegs, der sich mitten der Autobahn befindet. Die Leitplanken trennen Fahrradfahrer von dem Verkehr und schützen sie. Das Projekt ist Teil eines viel größeren Projekts, das auf den Aufbau eines Radwegenetzes mit einer Länge von mehr als 350 km abzielt und die Stadt Sejong umgehen soll.
Ort	Südkorea, südlich von Seoul zwischen den Städten Daejeon and Sejong
Länge	Etwa 32 km
Ertragspotenzial	50 kWh/m <sup>2</sup> /a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Eigennutzung für Autobahnbeleuchtung sowie Versorgung von Ladesäulen für EV
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Schutz vor Sonne und Regen
Synergien	Innovatives Nutzen für ungenutzte Infrastruktur
<b>Quellen</b>	
Online	[102] [103]

Tab. 3-21: PV auf Überdachung eines Radwegs

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Die weltweit ersten mit PV bestückten Mautstationen. Diese Solarenergie-Initiative fällt in den Plan des Landes, seine Straßenverkehrsdienste im Rahmen eines Gesamtplans zur Verbesserung der Infrastruktur zu verbessern.
Ort	Zimbabwe
Baujahr	2013
Anlagengröße	750 kWp auf 22 Mautstationen. Jede Mautstation hat eine 34 kWp Anlage, Inverter, eine 3.200 Ah Batteriebank und 50 kVA Back-Up Generator.
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Eigennutzung zum Betrieb von Mautstationen
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Projektierer	SolarWorld Africa
Investor (PV)	Regierung
Eigentümer	Regierung
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Unabhängigkeit vom Netz, sichere grüne Energieversorgung
Synergien	Mautstationen + PV-Energieerzeugung
<b>Quellen</b>	
Online	[104]

Tab. 3-22: PV auf Mautstationen

### 3.3.3 Dach- oder Freiflächen

In diesem Kapitel geht es um Dach- und Freiflächenanlagen an und auf diversen Verkehrsinfrastrukturprojekten: Raststätten, Tankstellen, Parkplätzen, Autobahnmeistereien, Verkehrsleitzentralen und Tunnel. Tabelle 3-23 gibt eine Übersicht über

die mit PV ausgestatteten Raststätten, Parkplätzen und Tankstellen. Das Ziel der Recherche war nicht die Sammlung aller Fallbeispiele weltweit, sondern die Vorstellung von Leuchtturm- und Innovationsprojekten mit durchdachten Energiekonzepten.

Land	Name	Ort	Baujahr	Ausstattung	Anlagengröße, kWp	Stromverwendung	Investitionskosten, €	Quellen
Deutschland	Raststätte Fürholzen West	An der A 9 bei Fürholzen	2017	- Aufdach-PV-Anlagen - PV auf LSW nebenan entlang der Autobahn - Wasserstoffproduktion - BHKW	1.160	Eigennutzung für Raststättenstrombedarf & EV; Überschüsse werden für PtG benutzt und ins Netz eingespeist	20.000.000	[105] [106] [55]
Deutschland	Tank- & Rastanlage Werratal Süd	An der A4 bei Herleshausen	2020	Aufdach-PV-Anlagen	-	Deckt an einem sonnigen Tag ca. 25 % des Stromtagesbedarfs der Raststätte im Normalbetrieb ab (ohne die Schnelllader)	7.000.000	[107]
Deutschland	Flagship Ladepark	Rutesheim an der A8 nahe Stuttgart	2020	Aufdach-PV-Anlagen	38	Versorgung der Ladestationen, Netzeinspeisung bei Überschüssen	-	[108]
Deutschland	Ladepark „Seed & Greet“	Autobahnkreuz Hilden zwischen A3 und A46 nahe Düsseldorf	2020-2022	- Aufdach-PV-Anlagen auf Carports - zwei kleine Windräder - großer Stromspeicher-Container	PV: 700 kWp Speicher: 2 MWh	Eigennutzung für Ladestationen, Beleuchtung und sonstigen Bedarf, Netzeinspeisung	-	[109] [110]

Tab. 3-23: Übersicht über mit PV ausgestatteten Raststätten, Parkplätzen und Tankstellen

Land	Name	Ort	Baujahr	Ausstattung	Anlagengröße, kWp	Stromverwendung	Investitionskosten, €	Quellen
Schweiz	Parkplatz der Luftseilbahn Jakobstad-Kronberg	Kronberg	2020	Solares Faltdach	429	Laden von Elektrofahrzeugen	1.360.000	[111] [112]
Großbritannien	Braintree Electric Forecourt	Nahe Braintree, Essex, Südosten	2020	- Aufdach-PV-Anlagen auf Carports und Gebäude - Netzwerk von Hybridsolarparks vom gleichen Betreiber - Batteriespeicher	Speicher: 6 MWh	Versorgung der 36 Schnellladesäulen und des Strombedarfs der Raststätte, Zwischenspeicherung, Netzeinspeisung	11.555.000	[113] [114]

Tab. 3-23: Fortsetzung

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Erste energieautarke Raststätte Deutschlands
Ort	An der A 9 bei Fürholzen
Baujahr	2017
Planungsdauer	
Anlagengröße	1.160 kWp
Fläche PV	PV-Module auf dem Dach sowie auf der Lärmschutzwand nebenan entlang der Autobahn auf 7.200 m <sup>2</sup>
Wasserstoff	Wasserstoff wird vom Gashersteller Linde produziert, um Brennstoffzellenautos tanken zu können und in einem eigenen BHKW auf der Raststätte mittels einer Brennstoffzelle in Strom umgewandelt
Material	
Ertragspotenzial	
Tatsächlicher Jahresertrag	
CO <sub>2</sub> -Einsparung	
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Eigennutzung für Raststättenstrombedarf (Küche, Kühlung, Beleuchtung etc.) sowie für Ladesäulen; Überschüsse werden ins Netz eingespeist (Energie-Plus-Konzept)
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	20 Mio. €: Gesamtinvestitionskosten
Wartungskosten	k. A.
Öffentlich/privat	Privat
Hauptbeteiligte	
Betreiber	Tank & Rast GmbH
Projektierer	
Investor (PV)	Tank & Rast GmbH
Eigentümer	Tank & Rast GmbH
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Tank & Rast GmbH hat den Zuschlag für den Betrieb der Tank- und Rastanlage von der Autobahndirektion Südbayern. Mit der Anlage in Fürholzen will Tank & Rast Erfahrungen sammeln für den Bau weiterer solcher Raststätten in der Zukunft. „Wir wollen die Technik erproben“. Werden die Schnellladesäulen für die E-Autos genutzt? Wie häufig legen Wasserstofffahrer einen Tankstopp ein? Nicht zuletzt wollen die Planer klären, ob das Energie-Plus-Konzept funktioniert. Und ob es den Pächtern hilft, die Anlage wirtschaftlicher zu betreiben. Sollte sich der Ansatz bewähren, könnte er an anderen Rastanlagen bundesweit eingesetzt werden.

Tab. 3-24: Raststätte Fürholzen West

Parameter	Wert
Organisationstyp	PPP
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unabhängigkeit von Strompreisen</li> <li>• Ausgeklügeltes Energie-Plus-Konzept (Power-to-Gas; PV-Überschüsse können anstatt für Netzeinspeisung für Wasserstoffproduktion genutzt werden; Nutzung der Boil-Off-Verluste in einer Brennstoffzelle; Rückverstromung des Wasserstoffs bei hohen Leistungspeaks)</li> <li>• Eigenverbrauchmaximierung</li> <li>• -Nutzung des gesamten Potenzials durch Sektorkopplung</li> <li>• Modularer Aufbau, erweiterbar</li> </ul>
Synergien	Feldtest des Energiekonzepts im wirtschaftlichen Betrieb einer Raststätte
Hemmnisse	Hoher Investitionsbedarf, Wirtschaftlichkeit des Energiekonzepts unklar

Tab. 3-24: Fortsetzung

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Die erste deutsche Tankstelle, an der alle Antriebsarten (Schnellladestationen und klassische Kraftstoffarten) unter einem Dach vereint sind, mit PV auf dem Tankstellendach
Ort	A4 bei Herleshausen, Fahrtrichtung Dresden, Hessen
Baujahr	2020
Planungsdauer	7 Jahre
Fläche PV	400 m <sup>2</sup>
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Deckt an einem sonnigen Tag ca. 25 % des Stromtagesbedarfs der Raststätte im Normalbetrieb ab (ohne die Schnelllader)
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	€ 7 Mio. (Gesamtkosten)
Öffentlich/privat	Beides
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Tank & Rast GmbH
Projektierer	
Investor (PV)	Tank & Rast GmbH
Eigentümer	Tank & Rast GmbH
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Gefördert wurde die Anlage vom Bundesverkehrsministerium und dem Hessischen Ministerium für Verkehr, Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen.
Organisationstyp	PPP
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Reduktion der Energiekosten durch verringerten Strombezug
Synergien	Nutzung der vorhandenen Dachfläche für Energieerzeugung
Nachteile	Energieertrag reicht für Ladesäulen nicht aus
Hemmnisse	

Tab. 3-25: Tank- &amp; Rastanlage Werratal Süd

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Ladepark mit Aufdach-PV-Anlagen, der von EnBW selbst betrieben wird. Schnellladestationen werden mit 100 % Ökostrom versorgt.
Ort	Rutesheim an der A8, in der Nähe des Autobahnkreuzes Stuttgart auf der Höhe von Leonberg
Baujahr	2020
Anlagengröße	37,8 kWp
Fläche PV	400 m <sup>2</sup>
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Versorgung der Ladestationen, Netzeinspeisung bei Überschüssen
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Öffentlich/privat	Privat
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	EnBW
Projektierer	eMobility-Dienstleister Generation E (Solar-Dachkonzept)
Investor (PV)	EnBW
Eigentümer	EnBW
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	
Organisationstyp	Innovativer Ladepark im Besitz eines EVU
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Die Konstruktion selbst ist laut Generation E schnell aufbaubar, langlebig und leicht zu warten. Der Ladepark ist auf einen modularen Ausbau ausgerichtet und kann mit dem Elektromobilitätshochlauf wachsen.
Synergien	Strom aus EE für Schnellladestationen + Ladekomfort wie an einer Raststätte

Tab. 3-26: Flagship Ladepark

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Der größte Ladepark in Europa (12.000 m <sup>2</sup> ) mit einem großen Stromspeicher und PV-Anlage auf den Carports des Ladeparks sowie zwei kleinen WEA. Leuchtturmprojekt: ein ausgeklügeltes Energiekonzept mit Wärmerückgewinnung, Regenwasser- und Brauchwasser-Zweitnutzung; Bio-Backstube, Holzrahmen-Bauweise des Parks, Vertical Farming
Ort	Autobahnkreuz Hilden zwischen A3 und A46 nahe Düsseldorf in NRW
Baujahr	2020-2022
Anlagengröße	2 MWh (Stromspeicher-Container); 700 kWp PV
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Eigennutzung, Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Öffentlich/privat	Beides
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Bio-Bäcker Schüren aus Hilden
Investor (PV)	Bio-Bäcker Schüren und andere Investoren (nicht genannt)
Eigentümer	Bio-Bäcker Schüren
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Zum Teil im Rahmen des Förderprogramms progres.nrw finanziert
Organisationstyp	
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Preisgekrönte Speichertechnologie; Kappung der Lastspitzen, die beim gleichzeitigen Laden der Elektroautos entstehen können; Ökostrom aus dem Netz speichern, wenn er günstig ist; Speicher kann jederzeit und schnell be- und entladen werden. Der Speichercontainer TPS flex bietet sehr viel Leistung auf verhältnismäßig kleinem Raum. Für das optimale Be- und Entladen der Zellen sorgt eine intelligente Batteriesteuerung, die für die hohe Speicher-Lebenserwartung von rund 30 Jahren verantwortlich ist. Für seine innovativen Ideen und Produkte wurde Tesvolt bereits mehrfach ausgezeichnet.</li> <li>- Sektorkopplung der Lebensmittelherstellung, Energieerzeugung und Mobilität</li> <li>- Maximierung des Eigenverbrauchs</li> <li>- Hohe Skalierbarkeit</li> </ul>
Synergien	EE-Erzeugung auf vorhandenen Dachflächen für Ladeinfrastruktur und Lebensmittelherstellung

Tab. 3-27: Ladepark „Seed &amp; Greet“ am Autobahnkreuz Hilden



Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Ein Leuchtturmprojekt: Die Doppelnutzung einer Industriefläche zur Solarstromproduktion ohne Einschränkung des Areals ist weltweit einzigartig. Die Anlage ist als Faltdach konstruiert. Sie fährt aus, wenn die Sonne scheint und erzeugt dann nicht nur Strom, sondern sorgt auch dafür, dass die Autos der Fahrgäste der Seilbahn im Schatten stehen. Bei starkem Wind oder anderen widrigen Witterungsbedingungen, die die Anlage belasten, werden die Modulreihen in ein Depot eingezogen, das in der Mitte des Parkplatzes steht.
Ort	Luftseilbahn in Jakobsbad-Kronberg, Schweiz
Baujahr	2020
Planungsdauer	2,5 Jahre
Anlagengröße	429 kWp (1.320 Paneele)
Fläche PV	4.000 m <sup>2</sup>
Ertragspotenzial	375.000 kWh/a
Tatsächlicher Jahresertrag	Noch nicht gemessen
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Laden von Elektrofahrzeugen
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	1.360.000 €
Öffentlich/privat	Privat
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke (SAK)
Projektierer	dhp Technology
Investor (PV)	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke (SAK)
Eigentümer	Betreibergesellschaft der Luftseilbahn
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Das Projekt wird mit Bürgerbeteiligung realisiert. Die Nutzungsrechte für Solarmodule über 15 Jahre werden den Interessenten verkauft. Man kann ein Viertel (200 CHF), eine Hälfte oder ganzes PV-Panel erwerben. Die Investition wird mit Erlebniscoupons des Kronbergs im Wert des erzeugten Stroms vergütet.
Organisationstyp	Bürgerbeteiligung
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Innovatives Design (Schattenspende an sonnigen Tagen + Sicherung bei belastenden Witterungsbedingungen; Leichtbauweise; ein patentierter Faltmechanismus; Einsatz von glasfreien PV-Paneelen, dadurch Gewichtsreduktion; vollautomatische Steuerung mittels integriertem Meteo-Algorithmus, der Auswertung von Sensoren, lokaler Wetterstation und Wetterprognosen umfasst)</li> <li>- Verbindung von PV-Stromerzeugung und Elektromobilität auf großen Parkflächen</li> <li>- Steigerung der Attraktivität des Standorts Jakobsbad und Kronbergbahn</li> </ul>
Synergien	Ökologische Mobilität + PV-Energieerzeugung + doppelte Nutzung versiegelter Bodenflächen
Hemmnisse	Herausforderungen bei der Erstellung des Quartierplans, Erhalt der Baubewilligungen, Einsprachen und technischen Umsetzung, inkl. Gestaltung und Planung der Fassaden

Tab. 3-28: Parkplatz der Luftseilbahn in Jakobsbad-Kronberg, Schweiz

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Erste voll solarbetriebene Tankstelle für Elektrofahrzeuge mit 36 Schnellladern. Net zero Energiekonzept.
Ort	In der Nähe von Braintree, Essex, im Südosten Englands
Baujahr	2020
Ausstattung	Aufdach-PV auf Carports und Gebäude; Netzwerk von Hybridsolarparks vom gleichen Betreiber (GRIDSERVE besitzt und betreibt einen nahegelegenen 60 Ha großen Solarpark mit einer Leistung von 10 GWh/a); Batteriespeicher
Anlagengröße	Batteriespeicher: 6 MWh
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Eigenverbrauch, Zwischenspeicherung, Netzeinspeisung
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	11.555.000 € (eine von 100 Anlagen im 1,156 Mrd. € Programm)
Öffentlich/privat	Privat
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	GRIDSERVE
Investor (PV)	GRIDSERVE
Eigentümer	GRIDSERVE
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Strom wird sowohl aus den Solarstromanlagen über den Ladegeräten als auch aus einem Netzwerk von Hybridsolarparks erzeugt, die ebenfalls von GRIDSERVE betrieben werden. Der erste subventionsfreie Solarpark Großbritanniens in Clay Hill wird mit Braintree Electric Forecourt gepaart. Die Station ist die erste von 100 Anlagen von GRIDSERVE und Hitachi Capital UK Plc., die geplant sind. Verschiedene zusätzliche Einkommensquellen: Netzdienstleistungen, Netzeinspeisung
Organisationstyp	Privat betriebener Ladepark
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Vor Ort gibt es eine Batterie, mit deren Hilfe das lokale Energienetz ausgeglichen (Flexibilitätsangebot!) und Energie in Zeiten verlagert werden kann, in denen sie wertvoller ist. In windigen Winternächten kann die Batterie beispielsweise genug Energie speichern, um am nächsten Tag 24.000 Meilen (38.600 km) in Elektrofahrzeugen zu fahren. Dies trägt dazu bei, den Wert Erneuerbarer Energiequellen zu maximieren, das Netz zu stabilisieren und die Preise niedrig zu halten. Die Tankstelle hat die gleiche Ausstattung wie konventionelle Tankstellen. Das Ziel: Aufladen von Elektroautos muss einfach und angstfrei sein. Deshalb wurde das traditionelle Tankstellenmodell für eine Welt ohne CO <sub>2</sub> -Ausstoß aktualisiert, um das Vertrauen geschaffen, das die Menschen für den Wechsel zum elektrischen Transport heute benötigen (ein ganzes Jahrzehnt vor dem Verbot von Benzin- und Dieselaautos im Jahr 2030).
Synergien	EE-Erzeugung + Mobilität + Speicher
Hemmnisse	Hohe Investitionskosten

Tab. 3-29: Braintree Electric Forecourt, Großbritannien

Im nächsten Abschnitt werden Dach- und Freiflächenanlagen an und auf Autobahnmeistereien, Verkehrsleitzentralen und Tunneln betrachtet. Das Ziel hier war die Vorstellung von Beispielen, die als Leuchtturmprojekte und Projekte mit guter Wirtschaftlichkeit und/oder fortschrittlichem Energie-

konzept in der Presse und anderen öffentlichen Quellen dargestellt werden. Mit hoher Wahrscheinlichkeit bestehen weltweit deutlich mehr Projekte dieser Art, zu denen jedoch die Informationen nicht öffentlich zugänglich sind.

Land	Einrichtung	Ort	Baujahr	Ausstattung	Anlagengröße, kWp	Stromverwendung	Investitionskosten, €	Quellen
Österreich	Autobahnmeisterei	Klagenfurt	2020	- Aufdach-PV-Anlagen - Batteriespeicher - Notstromaggregat	200	Versorgung der Meisterei, Verkehrsleitzentrale und drei bis zu 70 kW starken Ladestationen	-	[14] [115]
Österreich	Autobahnmeisterei	Villach		Aufdach-PV-Anlage	150	Aufladen des E-Fuhrparks	-	[15]
Österreich	Autobahnmeisterei	Lieserhofen		Aufdach-PV-Anlage	100	Aufladen des E-Fuhrparks	-	[15]
Österreich	Straßenmeisterei	Wieselburg	2020	PV auf LSW	5	Eigennutzung für Straßendienst	22.626	[13]
Österreich	Tunnel	Katschberg	2017	PV-Anlage am Süportal	180	Eigennutzung für Beleuchtung und Sicherheitstechnik	220.000	[15] [116]
Österreich	Tunnel	Manzenreith	2019	PV-Anlage am Süportal	120	Grundenergieverbrauch der Betriebs- und Sicherheitstechnik des Tunnels	-	[15]
Österreich	Tunnel	Rustefeld	2019	PV-Anlage am Ostportal	130	Eigenverbrauch	-	[15]
Portugal	Autobahnmeisterei	Lamego	2018	Aufdach-PV-Anlage	-	Eigenverbrauch, vergütungsfreie Netzeinspeisung	21.600	[17]
Portugal	Autobahnmeisterei	Pedras Salgadas	2018	Aufdach-PV-Anlage	-	Eigenverbrauch, vergütungsfreie Netzeinspeisung	7.400	[17]
USA	Autobahnmeisterei	Lyndon B Johnson, Texas	2018	Aufdach-PV-Anlage	200	Eigenverbrauch	-	[17]
Australien	Straßenmeisterei	Newcastle	2013	Aufdach-PV-Anlage	91	Eigenverbrauch	128.000	[16]
Belgien	Eisenbahntunnel	Antwerpen	2011	Aufdach-PV-Anlage	3.920	Versorgung der Eisenbahninfrastruktur inklusive Beleuchtung, Signalsteuerung und Beheizung von Stationen, sowie der elektrischen Züge	15.700.000	[12] [117]

Tab. 3-30: Übersicht über mit PV ausgestatteten Autobahnmeistereien, Verkehrsleitzentralen und Tunneln

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Energieautarke Autobahnmeisterei in Kärnten
Ort	Klagenfurt (Autobahnmeisterei, Verkehrsleitzentrale)
Baujahr	2020
Planungsdauer	
Ausstattung	Aufdach-PV + Batteriespeicher + Notstromaggregat, intelligent gesteuert
Anlagengröße PV	200 kWp, 702 Module
Fläche PV	1.100 m <sup>2</sup>
Ertragspotenzial	
Tatsächlicher Jahresertrag	200.000 kWh/a (2020); Bedarf von etwa 30 Einfamilienhaushalten
CO <sub>2</sub> -Einsparung	138.000 kg/a (2020), künftig >160.000 kg/a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Versorgung der Meisterei, Verkehrsleitzentrale und drei bis zu 70 kW starken Ladestationen
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	
Wartungskosten	
Öffentlich/privat	Öffentlich
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	ASFINAG
Projektierer	
Investor (PV)	ASFINAG
Eigentümer	ASFINAG
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	
Organisationstyp	Investition in öffentliche Verkehrsinfrastruktur
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Maximierung des Eigenverbrauchs, Unabhängigkeit von Strompreisen
Synergien	Die intelligente Steuerung, die in Sekundenbruchteilen entscheiden kann, woher der benötigte Strom bezogen wird – aus der PV-Anlage, dem Batteriespeicher oder im Fall geringer Sonnenstromproduktion aus dem öffentlichen Netz beziehungsweise dem Notstromaggregat, sollte auch das öffentliche Netz ausfallen und die Batterie bereits leer sein.
Nachteile	
Hemmnisse	

Tab. 3-31: Autobahnmeisterei Klagenfurt

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Erster Solareisenbahntunnel der Welt
Ort	Eisenbahntunnel der Hochgeschwindigkeitsstrecke Antwerpen-Amsterdam in Antwerpen
Baujahr	2011
Länge Tunnel	3,6 km
Anlagengröße PV	3.920 kW (16.000 Module á 245 W)
Fläche PV	50.000 m <sup>2</sup>
Ertragspotenzial	
Tatsächlicher Jahresertrag	3.300 MWh/a
CO <sub>2</sub> -Einsparung	2.400 t/a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Versorgung der Eisenbahninfrastruktur inklusive Beleuchtung, Signalsteuerung und Beheizung von Stationen, sowie der elektrischen Züge. Deckt 50 % des Strombedarfs der Antwerp Central Station
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	15,7 Mio. €
Wartungskosten	
Öffentlich/privat	Öffentlich
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Belgischer Bahnbetreiber Infrabel
Projektierer	EE Entwickler Enfinity
Investor (PV)	Enfinity, interkommunale Finanzierungsunternehmen FINEA und IKA
Eigentümer	
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Die Energie wird von dem Eisenbahnbetreiber Infrabel verteilt und gemanagt, der den gesamten erzeugten Strom kauft und dann an die Unternehmen weiterverkauft, die ihn nutzen. In Belgien gibt es drei Unternehmen, die das Eisenbahnnetz betreiben: Infrabel, der für die Infrastruktur verantwortlich sind; SNBC, der den Zugverkehr betreibt; und SNBC Holdings, der die Hauptstationen betreibt und die Verwaltung für alle drei Unternehmen übernimmt. Jedes dieser Unternehmen benötigt die erzeugte Energie für seinen Betrieb.
Organisationstyp	
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Nutzung verfügbarer Flächen; hoher Energieertrag
Synergien	Eisenbahn + EE-Erzeugung
Hemmnisse	Hohe Investitionskosten; Pilotprojektcharakter

Tab. 3-32: Solartunnel in Belgien

### 3.3.4 Solarthermie

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Eine der größten thermischen Solaranlagen in Deutschland, die den Crailsheimer Stadtteil Hirtenwiesen zu 50 % mit Sonnenwärme versorgt.
Ort	Crailsheim
Baujahr	2002-2012
Planungsdauer	1997-2002
Höhe	13-15 m
Länge	
Anlagengröße	2.500 kW <sub>th</sub>
Fläche PV	5.000 m <sup>2</sup>
Material	Betonbalken, Stahlträger
Ertragspotenzial	
Tatsächlicher Jahresertrag	Über 2 Mio. kWh thermische Energie pro Jahr
CO <sub>2</sub> -Einsparung	1.000 t/a
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Deckung von 50 % des jährlichen Wärmebedarfs
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Investitionskosten	8 Mio. € (BMU: 2,4 Mio. €, Wirtschaftsministerium BW: 1,4 Mio. €, Stadt Crailsheim: 1,4 Mio. €)
Wartungskosten	
Öffentlich/privat	Beides
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Stadtwerke Crailsheim GmbH
Projektierer	Hamburg Gas Consult GmbH
Investor (PV)	Stadtwerke Crailsheim GmbH
Eigentümer	Stadtwerke Crailsheim GmbH
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Einzigartig an dem Konzept ist, dass der existierende Lärmschutzwall bereits von Anfang der Planungen ein fester Bestandteil des Wärmeversorgungskonzepts war.
Organisationstyp	PPP
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Durch den Einsatz von Solarenergie werden fossile Brennstoffe geschont. Der Umwelt werden jährlich 1.000 Tonnen Kohlendioxid erspart. Und zusätzlich fallen keine Stickoxide, Staub oder Ruß an. Im Jahr 2005 wurde die thermische Solaranlage der Stadtwerke Crailsheim von der deutschen Bundesregierung zu einem Leuchtturmprojekt für ganz Deutschland gewählt. Dabei ist sie durch konzeptionell einfache Montage gekennzeichnet.
Synergien	Lärmschutz + solarthermische Kollektoren
Nachteile	Der Wall wurde nur lose geschüttet und kann sich daher punktuell um bis zu 50 cm setzen. Dies erfordert eine Unterkonstruktion unter die einzelnen Kollektorflächen, die diese Setzungen ausgleichen kann, da sonst einzelne Rohrverbindungen oder Gläser des Kollektorfeldes brechen könnten.
Hemmnisse	
<b>Quellen</b>	
Online	[34]

Tab. 3-33: Solarthermische Anlage in Crailsheim

Parameter	Wert
<b>Design &amp; Standort</b>	
Kurzbeschreibung	Forschungsprojekt innerhalb der EU-Initiative LIFE+. Erstes Projekt dieser Art
Ort	An der Bahnstrecke in der Gemeinde Lerum, Westschweden
Baujahr	2015
Planungsdauer	
Höhe	3 m über Schiene
Länge	450 m
Anlagengröße	
Fläche Kollektoren	68 Einheiten, 900 m <sup>2</sup>
Tatsächlicher Jahresertrag	150.000 kWh; 77 Grad Celsius heißes Wasser
<b>Stromverwendung</b>	
Stromverwendung	Fernwärme der Gemeinde (an sonnigen Tagen wird der Heizbedarf komplett damit abgedeckt)
<b>Kosten &amp; Finanzierung</b>	
Öffentlich/privat	Öffentlich
<b>Hauptbeteiligte</b>	
Betreiber	Lerums Kommun
Projektierer	SVEAB
Investor (PV)	EU
Eigentümer	Lerums Kommun
<b>Organisationstyp</b>	
Konzept	Die Gemeinde Lerum hat das Projekt zusammen mit dem SP Technical Research Institute, Lerum Fjärrvärme AB und Trafikverket mit EU-Finanzierung durchgeführt.
Organisationstyp	PPP
<b>Kurzbewertung</b>	
Vorteile	Emissionsreduktion, Minderung des Kraftstoffverbrauchs
Synergien	Lärmschutz an der Eisenbahn + Solarkollektoren
<b>Quellen</b>	
Online	[118]

Tab. 3-34: Solarthermische Anlage in Lerum, Schweden

### 3.4 Fazit

In Kapitel 3 wurden Best-Practice-Beispiele im Bereich Erneuerbarer Energieerzeugung im Zusammenhang mit Verkehrsinfrastruktur gesammelt. Anhand der ausführlichen Recherche der öffentlichen Quellen und von Expertengesprächen wurde zuerst eine Auswahl an relevanten Technologien getroffen. Anschließend wurden die möglichen Stromanwendungen mit Beispielen aus konkreten Projekten vorgestellt. Sie werden in den weiteren Arbeitspaketen näher analysiert und für konkrete Geschäftsmodellentwicklungen und Projektgestaltungen bewertet. Als Ergebnis von AP 1 wurden entlang der ausgewählten Technologiefelder Best-Practice Beispiele in Form der Steckbriefe vorgestellt.

Die meistgenutzte Technologie der Energieerzeugung an und auf Verkehrsinfrastrukturen sowohl in Deutschland als auch im Ausland ist bislang Photo-

voltaik auf Lärmschutzwänden und auf Dachflächen. Die Anlagengröße bei PV auf Lärmschutzeinrichtungen macht bis zu etwa 2,5 MWp aus, der Durchschnitt beträgt ca. 300 kWp. Der erzeugte Strom wird vor allem für Netzeinspeisung und im Fall von Dachflächen für Eigennutzung verwendet. Dabei nehmen weitere Anwendungen, wie PV auf Überdachungen und Technologien, wie Wasserstoffinfrastruktur, an Fahrt auf und sollten weiter betrachtet werden.

Die für die weitere Analyse als Ergebnis unserer Bewertung und des Scoping Workshops ausgewählten Technologiefelder sind wie folgt:

- Photovoltaik auf Lärmschutzeinrichtungen (14 Best-Practice Beispiele)
- Photovoltaik auf Überdachungen (drei Best-Practice Beispiele)

- Photovoltaik auf Dach- und Freiflächen von:
  - Raststätten, Parkplätzen und Tankstellen (fünf Best-Practice Beispiele)
  - Autobahnmeistereien, Verkehrsleitzentralen und Tunneln (zwei Best-Practice Beispiele)
- Solarthermie (zwei Best-Practice Beispiele)

In Kapitel 4 werden diese Technologiefelder aufgegriffen und deren konkrete Gestaltung anhand von diversen Kriterien bewertet. Das Ziel ist es, technisch sinnvolle und wirtschaftliche Kombinationen von EE-Erzeugungsanlagen, Verkehrsinfrastruktur und ggf. zusätzlichen Elementen wie Stromspeicher aufzuzeigen. Im weiteren Projektverlauf werden für die ausgewählten technologischen Kombinationen Geschäftsmodelle und entsprechende rechtliche Grundlagen entwickelt.

## 4 Analyse der Gestaltung von bestehenden Infrastruktur-/Energie-Projekten

### 4.1 Vorgehensweise

Auf Grundlage der in Kapitel 3 aufgeführten Best Practice Beispiele wird in Kapitel 4 zunächst deren konkrete Ausgestaltung mit dem Ziel analysiert, das Spektrum der Möglichkeiten zu dokumentieren, es einheitlich zu strukturieren und zu ersten Bewertungen in den einzelnen Strukturierungskategorien zu gelangen.

Anschließend werden wesentliche Erfolgsbedingungen und –faktoren identifiziert sowie Schwierigkeiten und Hemmnisse aufgezeigt, die sich in den verschiedenen Teilbereichen der Projekte ergeben haben. Zusätzlich wird hinterfragt, ob ein erfolgreicher oder weniger erfolgreicher Umgang damit stattgefunden hat.

Abschließend werden die unterschiedlichen Analysen zu Empfehlungen verdichtet, die auf den Prioritäten der Flächennutzung basieren und die sektorübergreifende Nutzung der Energie anhand der rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Chancen und Risiken widerspiegeln.

### 4.2 Dokumentation, Strukturierung und grobe Bewertung der Best Practice Beispiele

Sämtliche Best Practice Beispiele werden im Folgenden in strukturierter Form dargestellt und die einzelnen Strukturierungskategorien einer ersten Bewertung unterzogen. Dabei werden folgende vier Kategorien unterschieden:

1. Technische Bewertung und Umsetzung
2. Ökonomische Bewertung/Geschäftsmodell
3. Genutzte und potenzielle Erweiterungen der Projekte
4. Wesentliche externe Effekte

Um die Darstellung überschaubar zu halten, werden zu den einzelnen Kategorien nur wenige ausgewählte Unterpunkte dokumentiert:

- Technische Bewertung und Umsetzung: Installierte Leistung in kWp, Baujahr, in Anspruch genommene Fläche sowie Planungs-, Genehmigungs- und Vergabezeiträume
- Ökonomische Bewertung/Geschäftsmodell: Akteurskonstellation, Konzepte, Kosten (Capex, Opex, Rendite)
- Genutzte und potenzielle Erweiterungen der Projekte: Sektorkopplung, Bürger-/Anwohnerbeteiligungen, Nachrüstungen
- Wesentliche externe Effekte der Projekte: Umwelt-/Klimaschutzbeitrag, Verkehrssicherheit, Lärmschutz

Bei den Anwendungen der Projekte wird zwischen Lärmschutzwänden, Lärmschutzwällen, Freiflächenanlagen, Dachanlagen, Einhausungen/ Überdachungen und Carports unterschieden. Während bei den Lärmschutzwänden 40 Projekte zur Auswertung zur Verfügung standen, waren es bei den Lärmschutzwällen vier, den Freiflächenanlagen drei, den Dachanlagen zwei, den Einhausungen/ Überdachungen und Carports lediglich einsbes. Die Übertragbarkeit der einzelnen Bewertungen auf künftige Projekte ist daher zum Teil nur sehr begrenzt möglich.



#### 4.2.1 Photovoltaik Lärmschutzwände

Nachfolgend eine Übersicht zu gemachten Auswertungen in Tabelle 4-1, basierend auf den zur Verfügung stehenden Steckbriefen.

Parameter	Beschreibung	Lärmschutzwand
<b>Technische Bewertung und Umsetzung</b>		
Anlagenparameter	kWp	52.650 kWp
	Baujahr	1989 - 2020
	PV-Fläche	5.000 - 45.000 m <sup>2</sup> (Modulfläche) 1151.067 m (Länge)
grobe Bewertung Technologiereife		<ul style="list-style-type: none"> <li>• PV LSW sind technisch ausgereift</li> <li>• Anlagengröße häufig limitiert</li> <li>• seit Jahrzehnten praktiziert</li> <li>• Durchbruch der Technologie fraglich</li> <li>• bifacial (beidseitig) nutzbare Module</li> </ul>
Umsetzung (zeitliche Angaben aus BPB, sofern vorhanden)	Planung	6-12 Monate
	Genehmigung	12 Jahre
	Vergabe	26 Monate
grobe Bewertung Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• bei Nachrüstung keine Baugenehmigungen/Bauleitplanverfahren erforderlich</li> <li>• bei Neubau langwierige Genehmigungsverfahren aufgrund fehlender Standards</li> <li>• Vorgaben Bauordnung sind ggf. zu beachten</li> <li>• Verkehrssicherheit und Zugänglichkeit während Errichtung und Betriebsphase ist zu gewährleisten</li> </ul>
<b>Ökonomische Bewertung/Geschäftsmodell</b>		
Geschäftsmodell und Parameter	Akteur	öffentlich, privat
	Konzept	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bauliche Anlage nach dem EEG</li> <li>• Direktabnehmer am Ort der LSW</li> <li>• öffentl. Investition mit Direktvermarktung</li> <li>• Contracting Modelle</li> </ul>
	Capex	2.000 €/m LSW
	Opex	1225 €/kWp
	Rendite	4-6,5 %
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eigenverbrauch zu selten umgesetzt</li> <li>• im Vergleich zu anderen PV Anwendungen deutlich teurer (Capex + Opex)</li> </ul>
<b>Genutzte und potenzielle Erweiterungen</b>		
	Sektorkopplung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• häufige Verwendung des Stroms direkt am Ort der Erzeugung (LSW an Schule; LSW an Industriegebiet)</li> <li>• Lärmschutz → Stromerzeugung → keine zusätzliche Flächenversiegelung</li> <li>• Aufgrund der linienförmigen Ausprägung der Anlage ist es wichtig, die Energieableitung (Eigenverbrauch oder Einspeisung) ortsnahe zu realisieren, lange Leitungsstrassen führen zu schlechter Wirtschaftlichkeit</li> </ul>
	Anwohnerbeteiligung umgesetzt (ja/nein)	ja
	Nachrüstungen umgesetzt (ja/nein)	ja
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nachrüstungen nur selten</li> <li>• Sektorkopplung häufig gut umsetzbar</li> <li>• Akzeptanz der LSW mit PV durch Bürgerbeteiligungen deutlich erhöht</li> </ul>
<b>Wesentliche externe Effekte</b>		
Umwelt-/ Klima-schutzbeitrag	CO <sub>2</sub> -Einsparung	600 kg CO <sub>2</sub> /Jahr/kWp
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine zusätzliche Flächenversiegelung</li> <li>• vogelfreundliche PV Module mit Punkteraster</li> </ul>

Tab. 4-1: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Lärmschutzwandprojekte

Parameter	Beschreibung	Lärmschutzwand
Verkehrssicherheit		erhöhte Anforderung
grobe Bewertung	Blendung	<ul style="list-style-type: none"> <li>je nach Ausrichtung der Module an den LSW, von kritisch bei z. B. nachgerüsteten Modulen bis absolut unkritisch</li> <li>Blendgutachten erforderlich</li> </ul>
	Kabelführung	in Kabelkanälen, evtl. müssen Kabelschächte unter der Straße hindurch installiert werden
	Bruch/statische Belastbarkeit	bei starken Umweltverhältnissen wichtig zu beachten (Orkan, Hagel, Schneesturm); bauaufsichtliche Zulassung der Komponenten empfohlen
	Verkehrssicherheit bei Wartungsmaßnahmen	vor allem bei Montage und Wartungsarbeit kritisch einzustufen, da meist ein Fahrstreifen gesperrt werden muss (erhöhter Aufwand, um Verkehrssicherheit zu gewährleisten (z. B. Straßensperrung))
	Brandsicherheit	<ul style="list-style-type: none"> <li>möglicherweise erhöhtes Brandrisiko je nach Materialien der LSW</li> <li>Brandschutzgutachten</li> </ul>
Lärmschutz-Schall	gegeben ja/nein? relevant ja/nein?	ja
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>PVLärmschutzwände bieten optimale Voraussetzung für den Lärmschutz (LSW mit PV Modulen nahezu 1 zu 1 von konventionellen Lärmschutzeinrichtungen abgeleitet)</li> <li>bessere Lärmabsorption als Standardlärmschutzwände mittlerweile umsetzbar</li> </ul>

Tab. 4-1: Fortsetzung

#### 4.2.2 Photovoltaik Lärmschutzwälle

Nachfolgend eine Übersicht zu gemachten Auswertungen in Tabelle 4-2, basierend auf den zur Verfügung stehenden Steckbriefen.

Parameter	Beschreibung	Lärmschutzwand
<b>Technische Bewertung und Umsetzung</b>		
Anlagenparameter	kWp	722 - 1.200 kWp
	Baujahr	2002 - 2013
	PV-Fläche	6.000-8.668 m <sup>2</sup> (Modulfläche)
grobe Bewertung Technologiereife		<ul style="list-style-type: none"> <li>begrenzte Möglichkeiten in der Anlagenfläche (limitiert auf Wallgrößen)</li> <li>zu selten umgesetzt</li> <li>ausgereifte Technologie verfügbar</li> <li>Thema Bodenerosion einzeln zu klären</li> </ul>
Umsetzung (zeitliche Angaben aus BPB, sofern vorhanden)	Planung	12-24 Monate
	Genehmigung	1 - 2 Jahre
	Vergabe	4 - 12 Monate
grobe Bewertung Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>bei Nachrüstung keine Baugenehmigungen/Bauleitplanverfahren erforderlich</li> <li>Vorgaben Bauordnung sind ggf. zu beachten</li> <li>Verkehrssicherheit und Zugänglichkeit während Errichtung und Betriebsphase ist zu gewährleisten</li> <li>Zusätzlich Anforderungen an Entwässerung und Bodenerosion</li> </ul>
<b>Ökonomische Bewertung/Geschäftsmodell</b>		
Geschäftsmodell und Parameter	Akteur	öffentlich, privat
	Konzept	<ul style="list-style-type: none"> <li>bauliche Anlage durch normales EEG</li> <li>Direktabnehmer/Überschusseinspeiser am Ort des Walls</li> <li>Verpachtungsmodell: Fläche von Autobahn GmbH an privaten Betreiber</li> </ul>
	Capex	600-800 €/kWp (abhängig vom Netzanschluss)
	Opex	8-15 €/kWp
	Rendite	6-7 %
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>Eigenverbrauch zu selten umgesetzt</li> <li>im Vergleich zu anderen PV Anwendungen deutlich teurer in Capex und Opex</li> </ul>

Tab 4-2: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Lärmschutzwandprojekte

Parameter	Beschreibung	Lärmschutzwall
<b>Genutzte und potenzielle Erweiterungen</b>		
	Sektorkopplung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lärmschutz → Stromerzeugung → keine zusätzliche Flächenversiegelung</li> <li>• Sektorkopplung wäre theoretisch möglich</li> </ul>
	Anwohnerbeteiligung umgesetzt (ja/nein)	ja
	Nachrüstungen umgesetzt (ja/nein)	ja
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• erst wenige Projekte umgesetzt</li> <li>• Akzeptanz in der Bevölkerung vorhanden</li> <li>• gute Möglichkeiten Sektoren zu koppeln</li> </ul>
<b>Wesentliche externe Effekte</b>		
<b>Umwelt-/Klimaschutzbeitrag</b>	CO <sub>2</sub> -Einsparung	600 kg CO <sub>2</sub> /Jahr/kWp
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine zusätzliche Flächenversiegelung, sofern Lärmschutzwall schon vorhanden</li> <li>• Bodenerosionsthemen abhängig von Steilheit</li> <li>• relativ geringer Flächenbedarf</li> </ul>
<b>Verkehrssicherheit</b>		erhöhte Anforderungen
grobe Bewertung	Blendung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neigungswinkel des Erdwalls als hauptsächlicher Parameter vorgegeben</li> <li>• teilweise über Unterkonstruktion noch Spielraum, aber generell kritisch</li> <li>• Blendgutachten erforderlich</li> </ul>
	Kabelführung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verkabelungen wie bei unkomplizierten Freiflächenanlagen</li> <li>• Kabelführung unter anliegenden Straßen meist nicht zu umgehen</li> </ul>
	Bruch / statische Belastbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>• es können Standardmodule eingesetzt werden</li> <li>• Tragfähigkeit der Unterkonstruktion muss abgestimmt werden</li> <li>• Soglasten durch Wind und Verkehrswind besonders zu beachten</li> </ul>
	Verkehrssicherheit bei Wartungsmaßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• vor allem bei Montage und Wartungsarbeit kritisch einzustufen, da meist ein Fahrstreifen gesperrt werden muss (erhöhter Aufwand, um Verkehrssicherheit zu gewährleisten (z. B. Straßensperrung))</li> </ul>
	Brandsicherheit	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brandschutzgutachten</li> </ul>
<b>Lärmschutz - Schall</b>	gegeben ja/ nein? relevant ja/nein?	ja
grobe Bewertung		Auch bei Lärmschutzwällen ist der Schallschutz in einem erhöhten Maß gegeben (siehe LSW), die PV Anlage wird nur aufgesetzt dadurch Doppelnutzung vorhandener Flächen

Tab 4-2: Fortsetzung

#### 4.2.3 Photovoltaik Freiflächenanlage

Nachfolgend eine Übersicht zu gemachten Auswertungen in Tabelle 4-3, basierend auf den zur Verfügung stehenden Steckbriefen.

Parameter	Beschreibung	Freiflächenanlage
<b>Technische Bewertung</b>		
Anlagenparameter	kWp	749 - 9.493 kWp
	Baujahr	2020
	PV-Fläche	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 31.000 - 106.426 m<sup>2</sup></li> <li>• 4.417,5 - 46.452,2 m<sup>2</sup> (Modulfläche)</li> </ul>
grobe Bewertung Technologiereife		<ul style="list-style-type: none"> <li>• technisch ausgereift</li> <li>• kein Limit in den Flächengrößen</li> </ul>
Umsetzung (zeitliche Angaben aus BPB, sofern vorhanden)	Planung	1 - 5 Monate
	Genehmigung	6 - 12 Monate
	Vergabe	1 - 2 Monate

Tab. 4-3: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Freiflächenprojekte

Parameter	Beschreibung	Freiflächenanlage
grobe Bewertung Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• mittlerweile standardisiertes Bauleitplanverfahren erforderlich</li> <li>• Bestimmungen abhängig vom Bundesland</li> </ul>
<b>Ökonomische Bewertung/Geschäftsmodell</b>		
Geschäftsmodell und Parameter	Akteur	privat
	Konzept	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Volleinspeiser, selten Eigenbedarf</li> <li>• EEG</li> <li>• BNetzA</li> <li>• PPA</li> </ul>
	Capex	500-700 €/kWp
	Opex	5-8 €/kWp
	Rendite	GKR: ca. 4 % EKR: ca. 7 %
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Konzepte seit Jahren etabliert</li> <li>• viele Konzepte mit guten wirtschaftlichen Kennzahlen</li> <li>• Bauleitplanverfahren oft langwierig und schwierig</li> </ul>
<b>Genutzte und potenzielle Erweiterungen</b>		
	Sektorkopplung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• sehr gute Möglichkeit der Stromerzeugung für Großverbraucher</li> <li>• Vorgaben ans Bauleitplanverfahren unterschiedlich (Bundesland)</li> <li>• Möglichkeit Anlage aktiv in Bilanzkreise aufzunehmen und so Strom zu verteilen (PPA)</li> </ul>
	Anwohnerbeteiligung umgesetzt (ja/nein)	ja
	Nachrüstungen umgesetzt (ja/nein)	ja
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• viele Möglichkeiten um FF PVA als Stromerzeuger umzusetzen</li> <li>• mittlerweile hohe Akzeptanz in der Bevölkerung</li> <li>• unterschätzte Möglichkeiten der Sektorkopplung</li> </ul>
<b>Wesentliche externe Effekte</b>		
Umwelt-/Klimaschutzbeitrag	CO <sub>2</sub> -Einsparung	600 kg CO <sub>2</sub> /Jahr/KWp
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eingriff in die Natur unumgänglich, aber Eingriffe müssen mit Ausgleichsflächen etc. ersetzt werden</li> <li>• wenig Eingriffe in das Erdreich</li> <li>• eventuelle Abholzungen,</li> <li>• Fläche wird nach Bau extensiv genutzt, dies fördert die Artenvielfalt in Flora und Fauna</li> </ul>
Verkehrssicherheit		kaum Auswirkungen
grobe Bewertung	Blendung	Blendgutachten
	Kabelführung	Standardkabelführung
	Bruch/statische Belastbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>• es können Standardmodule eingesetzt werden</li> <li>• Installation der PV Anlage nicht direkt an Verkehrswegen</li> <li>• Tragfähigkeit der Unterkonstruktion muss abgestimmt werden</li> </ul>
	Verkehrssicherheit bei Wartungsmaßnahmen	nicht relevant
	Brandsicherheit	unkritisch
Lärmschutz - Schall	gegeben ja/nein? relevant ja/nein?	nein
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aufgrund der Eingriffe in die Natur die wohl umweltbelastendste Art von PV Anlagen</li> <li>• für Lärmschutz nicht relevant</li> </ul>

Tab. 4-3: Fortsetzung

#### 4.2.4 Photovoltaik Dachflächenanlagen

Nachfolgend eine Übersicht zu gemachten Auswertungen in Tabelle, basierend auf den zur Verfügung stehenden Steckbriefen.

Parameter	Beschreibung	Dachanlage
<b>Technische Bewertung</b>		
Anlagenparameter	kWp	395 - 12.000 kWp
	Baujahr	2019 - 2020
	PV-Fläche	2.044 - 160.000 m <sup>2</sup> (Dachfläche)
grobe Bewertung Technologiereife		technisch ausgereift, alle Dachgrößen erschließbar
Umsetzung (zeitliche Angaben aus BPB, sofern vorhanden)	Planung	0,5-1 Monat
	Genehmigung	0 Monate
	Vergabe	1 - 2 Monate
grobe Bewertung Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>keine Baugenehmigungen/Bauleitplanverfahren erforderlich</li> <li>Vorgaben in der Bauordnung sind ggf. zu beachten</li> </ul>
<b>Ökonomische Bewertung/Geschäftsmodell</b>		
Geschäftsmodell und Parameter	Akteur	öffentlich, privat
	Konzept	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eigenverbrauch &amp; Einspeisung von Überschussstrom</li> <li>Volleinspeiser</li> </ul>
	Capex	600-1000 €/kWp (abhängig von Dacheindeckung und Netzanschluss)
	Opex	6-12 €/kWp
	Rendite	GKR: ca. 4 % EKR: ca. 7 %
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung gut umsetzbar</li> <li>Speicherpotenzial vorhanden</li> <li>Wirtschaftlichkeit gut darstellbar</li> <li>von öffentlicher Hand zu wenig umgesetzt (Aufwendige Vergabeverfahren)</li> </ul>
<b>Genutzte und potenzielle Erweiterungen</b>		
	Sektorkopplung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eigenverbrauchsnutzung (Kombinationsmöglichkeit mit Ladeinfrastruktur &amp; Speicher)</li> <li>Oft höhere Flächenpotenziale vorhanden als Eigenverbrauch benötigen würde, dadurch meist Fokus auf zu kleine Anlagen (10-100 kW), anstatt volles Potenzial zu nutzen</li> </ul>
	Anwohnerbeteiligung umgesetzt (ja/nein)	ja
	Nachrüstungen umgesetzt (ja/nein)	ja
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>Hervorragende Voraussetzungen für eine Erschließung von DF gegeben, dennoch bleiben Potenziale ungenutzt</li> </ul>
Wesentliche externe Effekte		
Umwelt-/Klimaschutzbeitrag	CO <sub>2</sub> -Einsparung	600 kg CO <sub>2</sub> /Jahr/KWp
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>Kein zusätzlicher Flächenverbrauch, da bestehende Dächer genutzt werden</li> <li>Integration in Gründächer möglich</li> </ul>

Tab. 4-4: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Dachflächenprojekte

Parameter	Beschreibung	Dachanlage
Verkehrssicherheit		kaum Auswirkungen
grobe Bewertung	Blendung	Es können Blendgutachten erstellt werden, im Standard-Dachanlagenfall nicht notwendig
	Kabelführung	Standardkabelführung
	Bruch/statische Belastbarkeit	- es können Standardmodule eingesetzt werden - Installation der PV Anlage auf Dächer und nicht direkt an Verkehrswegen - Tragfähigkeit des Daches sowie der Unterkonstruktion zu berücksichtigen
	Verkehrssicherheit bei Wartungsmaßnahmen	nicht relevant
	Brandsicherheit	geringes Risiko, bei Gebäuden mit zentraler Feuermeldeanlage wird die PV Anlage in diese eingebunden und bei Alarm automatisch spannungsfrei geschaltet
Lärmschutz - Schall	gegeben ja/ nein? relevant ja/nein?	nein

Tab. 4-4: Fortsetzung

#### 4.2.5 Photovoltaik Einhausungen/Überdachungen

Nachfolgend eine Übersicht zu gemachten Auswertungen in Tabelle 4-5, basierend auf der zur Verfügung stehenden Steckbriefe.

Parameter	Beschreibung	Einhausung/ Überdachung
<b>Technische Bewertung</b>		
Anlagenparameter	kWp	2.650 kWp
	Baujahr	2009
	PV-Fläche	• k.A. • 2,7 km (Länge der Einhausung, nicht vollbelegt)
grobe Bewertung Technologiereife		<ul style="list-style-type: none"> <li>• wenig erprobt/ umgesetzt</li> <li>• Bauteile mit bauaufsichtlicher Zulassung benötigt</li> <li>• Verkehrssicherheit zu betrachten</li> </ul>
Umsetzung (zeitliche Angaben aus BPB, sofern vorhanden)	Planung	12 - 24 Monate
	Genehmigung	2 - 4 Jahre
	Vergabe	6 - 12 Monate
grobe Bewertung Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringe Analysemöglichkeiten aufgrund nur weniger umgesetzter Projekte</li> <li>• Aufbauten auf Beton sind i. d. R. unproblematisch (siehe Dachanlage)</li> <li>• Selbsttragende Konstruktionen müssen bauaufsichtliche Zulassung vorweisen</li> </ul>
<b>Ökonomische Bewertung/Geschäftsmodell</b>		
Geschäftsmodell und Parameter	Akteur	öffentlich, privat
	Konzept	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Volleinspeiser</li> <li>• Strombezugsvertrag an Anlieger-Industrie etc.</li> </ul>
	Capex	700 - 1500 €/kW
	Opex	6 - 25 €/kWp (Schätzung)
	Rendite	4 - 5 %
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• erhöhter Kostenaufwand</li> <li>• wenig Potenzial</li> </ul>

Tab. 4-5: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Einhausungs-/Überdachungsprojekte

Parameter	Beschreibung	Einhausung/ Überdachung
<b>Genutzte und potenzielle Erweiterungen</b>		
	Sektorkopplung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sektorkopplung an Tunnelbauwerken/Galerien für die dortigen technischen Einbauten gut möglich</li> <li>Lärmschutz → Stromerzeugung → Straßenerhalt → keine zusätzliche Flächenversiegelung</li> </ul>
	Anwohnerbeteiligung umgesetzt (ja/nein)	ja
	Nachrüstungen umgesetzt (ja/nein)	ja
grobe Bewertung		nur wenige Einhausungen umgesetzt, dennoch gute Grundvoraussetzungen für Sektorkopplung
<b>Wesentliche externe Effekte</b>		
Umwelt-/ Klima-schutzbeitrag	CO <sub>2</sub> -Einsparung	600 kg CO <sub>2</sub> /Jahr/kWp (DF)
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>keine zusätzliche Flächenversiegelung erforderlich</li> <li>im Idealfall wird nur durch den Bau der Fundamente für die UK in das Erdreich eingegriffen</li> </ul>
Verkehrssicherheit		kaum Auswirkungen
grobe Bewertung	Blendung	Blendung ausgeschlossen, aber möglicherweise erhöhtes Risiko wegen Verschattung (Überdachungen nur an Teilabschnitt der Autobahn → Licht-Schatten-Wechsel könnte Gefahren mit sich bringen)
	Kabelführung	Kabelführung zum einen auf Höhe des Daches, ansonsten gebündelt in Kabelschacht
	Bruch/statische Belastbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>Auslegung der Tragkonstruktion hier wichtigster zu beachtender Punkt</li> <li>bei selbsttragenden Konstruktionen ist eine bauaufsichtliche Zulassung empfohlen</li> </ul>
	Verkehrssicherheit bei Wartungsmaßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>je nach Ausführung sehr kritisch, da für Wartungsarbeiten an den Unterseiten der Module die Straße möglicherweise komplett gesperrt werden müssen</li> <li>eine teilweise Sperrung der Fahrbahn ist bei jeglichen Wartungsarbeiten unumgänglich</li> </ul>
	Brandsicherheit	<ul style="list-style-type: none"> <li>aufgrund der verkehrsnahen Lage müssen erhöhte Brandschutzvorkehrungen getroffen werden</li> <li>Einhausungen/Tunnel/Galerien - Brandschutz und Entrauchung → Brandschutzgutachten/Vorgaben beachten</li> </ul>
Lärmschutz - Schall	gegeben ja/ nein? relevant ja/nein?	ja
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>komplette Abschottung des Verkehrs von Umgebung</li> <li>eignet sich sehr gut als Lärmschutzmaßnahme, dadurch Doppelnutzung vorhandener Infrastruktur</li> </ul>

Tab. 4-5: Fortsetzung

#### 4.2.6 Photovoltaik Carports

Nachfolgend eine Übersicht zu gemachten Auswertungen in Tabelle 4-6, basierend auf den zur Verfügung stehenden Steckbriefen.

Parameter	Beschreibung	Carport
<b>Technische Bewertung</b>		
Anlagenparameter	kWp	152 kWp
	Baujahr	2019
	PV-Fläche	ca. 155 m <sup>2</sup>
grobe Bewertung Technologiereife		<ul style="list-style-type: none"> <li>Anlagen sind technisch ausgereift</li> <li>Anlagengröße auf Parkplatzfläche limitiert</li> <li>Verschiedenste Systeme im Einsatz, bisher noch kein führendes System etabliert</li> </ul>

Tab. 4-6: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der PV – Carportprojekte

Parameter	Beschreibung	Carport
Umsetzung (zeitliche Angaben aus BPB, sofern vorhanden)	Planung	1 - 3 Monate
	Genehmigung	2 - 4 Monate
	Vergabe	1 - 2 Monate
grobe Bewertung Umsetzung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Begrenzte Flächen nutzbar</li> <li>• kurze Umsetzungsdauer</li> </ul>
<b>Ökonomische Bewertung/Geschäftsmodell</b>		
Geschäftsmodell und Parameter	Akteur	öffentlich, privat
	Konzept	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PV belegter Carport meist in Kombination mit Ladesäulen</li> <li>• Eigenverbrauch &amp; Einspeisung Überschussstrom</li> </ul>
	Capex	ca. 1.200 €/kWp
	Opex	ca. 6 €/kWp
	Rendite	3 - 7 %
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eigenverbrauch durch Ladesäulen 100 % EEG-umlagepflichtig und zu selten umgesetzt</li> <li>• Mehrnutzen durch Überdachung unterschätzt</li> </ul>
<b>Genutzte und potenzielle Erweiterungen</b>		
	Sektorkopplung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Paradebeispiel für gelungene Sektorkopplung (PV Strom + E-Mobilität)</li> <li>• leider noch zu wenige Projekte/Flächen</li> </ul>
	Anwohnerbeteiligung umgesetzt (ja/nein)	nein
	Nachrüstungen umgesetzt (ja/nein)	ja
grobe Bewertung		gute Kombinationsmöglichkeiten PV/Ladeinfrastruktur/Speicher
<b>Wesentliche externe Effekte</b>		
Umwelt-/Klimaschutzbeitrag	CO <sub>2</sub> -Einsparung	k.A.
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• meist keine zusätzlichen Parkplatzflächen versiegelt</li> <li>• lediglich kleine Eingriffe in das Erdreich bei der Montage</li> </ul>
Verkehrssicherheit		mittlere Anforderungen
grobe Bewertung	Blendung	Blendung ausgeschlossen
	Kabelführung	Kabelführung zum einen auf Höhe des Daches, ansonsten gebündelt in Kabelschächten und stirnseitig
	Bruch/statische Belastbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslegung der Tragkonstruktion hier wichtigster zu beachtender Punkt</li> <li>• bei selbsttragenden Konstruktionen ist eine bauaufsichtliche Zulassung empfohlen</li> </ul>
	Verkehrssicherheit bei Wartungsmaßnahmen	je nach Ausführung unkritisch, da für Wartungsarbeiten einzelne Parkplatzbereiche gesperrt werden können
	Brandsicherheit	erhöhte Brandschutzvorkehrungen bei Kombiprojekten Carport + Ladeinfrastruktur beachten, zwingendes Brandschutzgutachten/Vorgaben Kreisbranddirektion beachten
Lärmschutz - Schall	gegeben ja/ nein? relevant ja/nein?	nein
grobe Bewertung		<ul style="list-style-type: none"> <li>• nahezu keine Relevanz in Bezug auf Umwelt-/Verkehrssicherheit</li> <li>• Abhängig vom System können Parkplätze wegfallen, möglicherweise ist somit der zu erschließende Bereich größer</li> </ul>

Tab. 4-6: Fortsetzung



### 4.3 Analyse der Best Practice Beispiele

Nachdem im vorhergehenden Kapitel eine Vielzahl von Best Practice Beispielen zusammengefasst und bewertet wurden, werden im Folgenden im Hinblick auf die Initiierung und Gestaltung künftiger Projekte wesentliche Erfolgsbedingungen und -faktoren sowie Schwierigkeiten und Hemmnisse identifiziert und – wo möglich - ihre praktische Relevanz aufgezeigt.

#### 4.3.1 Erfolgsbedingungen und –faktoren aus den Beispielprojekten

Bei Projekten der öffentlichen Hand ist weniger die Aussicht auf eine hohe Rendite als vielmehr unterschiedliche Erfolgsbedingungen und -faktoren verantwortlich für ihre Realisierung. Dazu gehören u. a.

- Konkrete politische Vorgaben oder Auflagen
- Ausnutzung von Fördermitteln, z. B. für Demonstrations-, Pilot- und Leuchtturmprojekte
- Individueller Ehrgeiz von Entscheidungsträgern bzw. inhärente Anreize
- Ein aktiver Dritter von außen, der das Projekt befördert
- Kooperationsmöglichkeiten von öffentlicher und privater Hand mit privatem Betreiber
- Öffentlicher Druck, z. B. durch die Medien
- Haushaltstechnische Gelegenheiten, z. B. Dezemberfieber
- Amortisation des Projekts über die Lebensdauer

Häufig ist es nicht einfach, die Gründe in Erfahrung zu bringen, die letztlich zur Realisierung des Projektes geführt haben. Bei den Beispielprojekte konnten folgende Aspekte identifiziert werden, die zur Realisierung beigetragen haben.

- Demonstrations-, Pilot– und Leuchtturmprojekte – Hier gab der Projektcharakter den Ausschlag für deren Realisierung:
  - Die Lärmschutzwand in Biessenhofen (grüne Energiehecke) wurde im Solarpark Deutschland 2010 als Leuchtturmprojekt mit einer Gesamtleistung von 5,6 MWp gebündelt
  - Der erste Lärmschutzwand an einer Bahnlinie, der mit PV–Modulen nachgerüstet wurde, befindet sich in Neumarkt-Bühl (Pilotprojekt)

- Eine vom Bund umgesetzte Lärmschutzwand in Kooperation mit der Stadt Aschaffenburg hatte zum Ziel, Erkenntnisse für eine Integration von PV an Autobahn-Lärmschutzwänden zu sammeln.

- Entwicklung, Installation und Test eines Prototyps einer Lärmschutzwand mit einer integrierten beidseitigen PV-Lösung entlang der Autobahn A50 in den Niederlanden bei Uden. Zusätzliche Entwicklung eines technisch-ökonomischen Modells, um die Anleger davon zu überzeugen, dass die Kapitalrendite ausreicht, um neue Geschäftsmöglichkeiten zu eröffnen und eine breite Umsetzung zu ermöglichen.

- Aktiver Dritter: Der geplante Bau einer Lärmschutzwand in Neuötting wurde von der Energiegenossenschaft Inn-Salzach dazu genutzt, diese mit PV-Modulen auszustatten, die zusätzlichen Kosten wurden von der Stadt übernommen.
- Kooperation mit privatem Betreiber: Beim Lärmschutzwand in Töging wurde die Einschnittsböschung vom Autobahnamt für die Nürnberger MR Solar GmbH & Co. KG über einen Nutzungsvertrag verfügbar gemacht.
- Wirtschaftlichkeit über die Lebensdauer: Die Lärmschutzwand Wallersdorf amortisierte sich erst nach 15 Jahren, ein privater Investor hätte ein solches Projekt ohne eine gesicherte Vergütung vermutlich nicht realisiert.

	hoher Einfluss	mittlerer Einfluss	geringer Einfluss	kein Einfluss
politische Vorgaben oder Auflagen		X		
Demonstrations-, Pilot-, Leuchtturmprojekt	X			
Ehrgeiz/ Anreiz Entscheidungsträger			X	
aktiver Dritter von außen	X			
Kooperation mit privatem Betreiber		X		
öffentlicher Druck			X	
haushaltstechnische Gelegenheit				X
Amortisation über Lebensdauer		X		

Tab. 4-7: Einfluss von Erfolgsbedingungen und -faktoren der Projektrealisierung

Auch wenn aus den obigen Beispielen keine allgemeingültigen Schlussfolgerungen gezogen werden können, wird in der folgenden Matrix (Tabelle 4-7) eine qualitative Einschätzung der genannten Erfolgsbedingungen und -faktoren der Projektrealisierung gegeben.

#### 4.3.2 Schwierigkeiten und Hemmnisse in den Beispielprojekten

Im Folgenden werden Schwierigkeiten und Hemmnisse bei der Umsetzung von Projekten beschrieben. Dazu zählen u. a.

- Strenge Auflagen
- Technische Risiken/Schwierigkeiten
- Risiken im Hinblick auf Verkehrssicherheit
- Unklare Zuständigkeiten
- Lange Entscheidungswege
- Unklare Rechtslage
- Kein Anreiz für die Entscheidungsträger
- Kein Geschäftsmodell

Bei der Analyse der Beispielprojekte wurden zusätzlich Erfahrungen der Autobahn GmbH berücksichtigt (Hr. Milesi - Mailverkehr KW 12/13). Im Folgenden handelt es sich einerseits um in den Beispielprojekten identifizierte, andererseits um allgemein anzutreffende Schwierigkeiten und Hemmnisse:

Bei der Analyse der Beispielprojekte und dem Austausch mit der Autobahn GmbH konnten im Einzelnen die folgenden Schwierigkeiten und Hemmnisse identifiziert werden:

- Strenge Auflagen:  
Beim Lärmschutzwand der DB in Neumarkt-Bühl wurde die Projektumsetzung durch Auflagen der Bahn verkompliziert und verlangsamt.
  - Sehr hohe Anforderungen an Erdung- und Berührungsschutz
  - Sehr hohe Anforderungen an Standsicherheit (Schutz vor herumfliegenden Teilen)
  - Eigenes Regelwerk an Normen und Standards (keine kommerziellen Hersteller halten diese derzeit ein)
  - Strenge Anforderungen an die EMV (Elektromagnetische Verträglichkeit) der Oberwellen im Bahnbetrieb

- Probleme aufgrund unterschiedlicher Frequenz des Bahnstromnetzes

- Technische Bedingungen zur Direkteinspeisung in das Bahnnetz sind sehr hoch, Bahn könnte hier Einspeisepunkte mit klarer Schnittstellendefinition errichten (TAB Technische Netzanschlussbedingungen Deutsche Bahn)

- Technische Risiken/Schwierigkeiten:

- Hohes Gewicht der Module auf Lärmschutzwänden bringt statische Besonderheiten mit sich

- Auch bei Lärmschutzwällen müssen die oft locker sitzenden Erdmassen und das Gewicht der Module beachtet werden, UK + Fundamente entsprechend auslegen

- Lärmschutzwände haben meist nur begrenzte Möglichkeiten in Hinsicht auf Ausrichtung

- PV Anlagen auf Lärmschutzwänden bringen mit sich, dass der Schall z. B. reflektiert wird oder die schallabsorbierenden Elemente verdeckt werden. Dies muss zwingend vermieden werden.

- Die Standsicherheit der Lärmschutzwand mit der PV Anlage muss bereits bei Entwürfen des Bauvorhabens beachtet werden, da erhöhte statische Vorkehrungen getroffen werden müssen.

- Sofern PV Module auf Lärmschutzwänden nachgerüstet werden, darf die Erdung der Wandelemente nicht unberücksichtigt gelassen werden.

- Lärmschutzwände werden meist dort installiert, wo keine ortsnahen Einspeisepunkte zur Verfügung stehen. Kosten bei angedachter Einspeisung in das Stromnetz machen das Projekt meist uninteressant.

- Lärmschutzwände müssen jederzeit für die Bauwerksprüfung gemäß DIN 1076 zugänglich sein. Angebrachte PV Module, vor allem bei nachgerüsteten Anlagen, müssen dafür häufig demontiert werden.

- Risiken im Hinblick auf Verkehrssicherheit:

- Vor allem bei Lärmschutzwänden/-wällen, sowohl bei Bau als auch Wartung

- Gewährleistung der Sicherheit der PV-Anlage bei jeglicher Witterung und bedingt durch Steinschläge durch den Straßenverkehr

- Beeinträchtigung in der Verkehrssicherheit durch Blendung zwingend zu vermeiden (Genehmigung erfordert ein Gutachten).
- Unklare Zuständigkeiten bei Errichtung und Betrieb von PV Lärmschutzwänden durch die Beauftragung Dritter:
  - Aufgrund fehlender Fachkompetenz bei der Straßenbauverwaltung für PV-Anlagen werden derartige Anlagen in der Regel von Dritten errichtet und gewartet. Dadurch entstehen zwischen den Akteuren Straßenbauverwaltung und den Fremdfirmen häufig Koordinationsprobleme.
- lange Entscheidungswege:
  - Baugenehmigungen, Bauleitplanverfahren können sehr zeitintensiv sein.
  - Behördenentscheidungen sind generell langsamer als privatwirtschaftliche.
- unklare Rechtslage:
  - Lärmschutzwand in Neumarkt-Bühl zählt laut Übertragungsnetzbetreiber Tennet nicht als bauliche Anlage, sondern als eine Standard-Freiflächenanlage, was sich in der EEG-Vergütung widerspiegelt → über die Laufzeit von 20 Jahren deutlich weniger Einnahmen für die Stadt.
  - Graubereiche in der Nutzung von PV-Strom durch Fremdladevorgänge Elektromobilität (100 % EEG-Umlage fällig, Meldung zum kleinen Versorger, Stromsteuer?)
  - Volleinspeiser (BNetzA-Zuschlag) dürfen den Strom nicht sektorübergreifend nutzen
  - Keine rechtliche Grundlage, ob es der Autobahn GmbH gem. EEG erlaubt ist, aus der Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz Gewinne generieren zu dürfen.
  - Unklar, ob Lärmschutzwälle ebenso wie Lärmschutzwände als bauwerksintegrierte Maßnahmen angesehen werden. Diese wären dann ebenfalls förderfähig.
  - Bei der Umsetzung von Freiflächenanlagen sind Bauleitplanverfahren notwendig, die je nach Standort und den dort geltenden länderspezifischen Regularien sehr unterschiedlich sein können.
- Kein Geschäftsmodell:

- Potenzielle Vorhabensträger werden durch hohe Auflagen in den Nutzungsverträgen (z. B. Rückbauverpflichtungen, keine Entschädigung bei Abriss/ Neubau der Lärmschutzwand) ausgebremst.

Auch hier (Tabelle 4-8) wird vor dem Hintergrund eigener Projekterfahrungen die Bedeutung der genannten Schwierigkeiten und Hemmnisse auf die Projektrealisierung qualitativ bewertet.

#### 4.3.3 SWOT – Analyse ausgewählter Technologien aus den Best Practice Beispielen

Um nicht nur auf Basis der analysierten Best Practice-Beispiele im nächsten Schritt Handlungsempfehlungen erarbeiten zu können, sind SWOT-Analysen durchgeführt worden. Diese ermöglichen eine weitere Sicht auf die relevanten Technologien. In Tabelle 4-9 bis Tabelle 4-13 sind die Ergebnisse der SWOT-Analysen für die Stromproduzenten Lärmschutzwand, Frei-/Dachflächen, Carports und Überdachungen dargestellt.

	hoher Einfluss	mittlerer Einfluss	geringer Einfluss	kein Einfluss
strenge Auflagen	X			
technische Risiken/Schwierigkeiten		X		
unklare Zuständigkeiten	X			
lange Entscheidungswege			X	
unklare Rechtslage		X		
kein Anreiz für Entscheidungsträger		X		
kein Geschäftsmodell		X		

Tab. 4-8: Einfluss von Schwierigkeiten und Hemmnissen auf die Projektrealisierung

PV - Lärmschutzwand	
Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>- kein zusätzlicher Flächenverbrauch</li> <li>- Akzeptanz in der Bevölkerung</li> <li>- Building integrated PV - Ressourcenschonung durch integrierte Nutzung und Einsparung von Baumaterial</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- lange Genehmigungsverfahren</li> <li>- spezielle Anforderungen an die Komponenten (Module) und Errichtung, Wartung</li> <li>- Investitions- und Betriebskosten höher</li> <li>- technische Limitierung der Anlagengröße</li> <li>- erhöhte statische Anforderungen im Vergleich zu Standard LSW</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stromnutzung in direkter Umgebung für kleine bis mittelgroße Stromverbraucher</li> <li>- Sektorkopplung</li> <li>- Nachrüstungspotenzial an X km Verkehrswege</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kein etablierter Standard</li> <li>- Verschmutzung der Module durch Verkehr</li> <li>- erhöhte Maßnahmen bzgl. Blendung gefordert</li> </ul>

Tab. 4-9: SWOT-Analyse PV Lärmschutzwand

PV - Dachfläche	
Stärken	Schwäche
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eigenverbrauch gut umsetzbar</li> <li>- keine Genehmigung erforderlich</li> <li>- kein zusätzlicher Flächenverbrauch</li> <li>- Standardtechnologie</li> <li>- kurze Bauzeit</li> <li>- Netzanschluss direkt am Gebäude vorhanden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dachfläche limitiert die installierte Leistung</li> <li>- ohne EEG-Zuschlag kleine Dachflächen nicht rentabel</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kombinationsmöglichkeit mit E-Mobilität</li> <li>- Eigenverbrauch komplett abdeckbar</li> <li>- Umsetzbar für öffentliche und private Akteure</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tragfähigkeit der Dächer/ Statik - Bauschäden am Dach durch unfachmännische Errichtung (sehr gering)</li> <li>- vergleichsweise hohe Anforderungen an Brandschutzmaßnahmen aufgrund der direkten Anbringung auf Dächern</li> </ul>

Tab. 4-11: SWOT-Analyse PV Dachfläche

PV - Freifläche	
Stärken	Schwäche
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Standardtechnologie</li> <li>- keine Flächenversiegelung</li> <li>- höhere Erzeugungskapazitäten (Potenzial) möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bauleitplanverfahren ist durchzuführen</li> <li>- teilweise lange Trassen bis zum Netzanschlusspunkt</li> <li>- längere Bauzeiten</li> <li>- Im Vergleich zu anderen PV – Anwendungen erhöhter Flächenbedarf</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bürgerbeteiligung</li> <li>- Förderung der Biodiversität der Flächen (keine intensive Nutzung)</li> <li>- Sektorkopplung durch Nutzung Überschussstrom in neue Technologien bzw. für Großverbraucher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- während Bauleitplanverfahren können weitere Auflagen durch Behörden erforderlich werden (z. B. Kartierung)</li> <li>- Satzungsbeschluss wird nicht erreicht</li> <li>- Blendung</li> <li>- Akzeptanz bei der Bevölkerung unterschiedlich</li> </ul>

Tab. 4-10: SWOT-Analyse PV Freifläche

PV - Carport	
Stärken	Schwäche
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Carport-Anlagen technisch ausgereift</li> <li>- kurze Installationszeiten</li> <li>- keine Genehmigungen</li> <li>- keine zusätzlichen Flächen erforderlich, da Parkplätze bereits versiegelt</li> <li>- Schützt Stellfläche vor Verwitterung --&gt; erhöht die Lebensdauer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Anlagengröße auf Carportflächen/Überdachungen limitiert</li> <li>- Tragfähigkeit der Dächer/ Statik</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Paradebeispiel für Sektorkopplung (PV + E-Mobilität + Speicher)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potenzial auf bestehende Parkflächen beschränkt</li> <li>- Carports sind nicht überall sinnvoll</li> <li>- oft keine geeignete Gelegenheit, um an das Stromnetz anzuschließen</li> </ul>

Tab. 4-12: SWOT-Analyse PV Carport

PV - Überdachungen	
Stärken	Schwäche
<ul style="list-style-type: none"> <li>- kein zusätzlicher Flächenverbrauch</li> <li>- Akzeptanz in der Bevölkerung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Anlagengröße auf Überdachungen limitiert</li> <li>- Autobahnüberdachungen nicht technisch ausgereift</li> </ul>
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Paradebeispiel für Sektorkopplung (PV + E-Mobilität + Speicher)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- kein etablierter Standard</li> <li>- Verschmutzung durch Verkehr</li> </ul>

Tab. 4-13: SWOT-Analyse PV Überdachungen

## 4.4 Handlungsempfehlungen

Basierend auf den vorangegangenen Analysen und Bewertungen der bereits umgesetzten Projektbeispiele werden im Folgenden Empfehlungen zur Erschließung der Potenziale gegeben. Für alle untersuchten Technologiefelder werden Umsetzungsmöglichkeiten dargestellt. Es sollte kein realistisch umsetzbares Potenzial unberücksichtigt bleiben, deshalb erfolgen hier zu allen bisher als relevant eingestuften Maßnahmen Empfehlungen für die Umsetzung.

### 4.4.1 Lärmschutzwand/Lärmschutzwall

Lärmschutzwände und -wälle bieten sehr gute Nutzungsmöglichkeiten. Diese können sowohl für angedachte Neubauprojekte problemlos umgesetzt werden als auch im Rahmen von Nachrüstungen entlang bestehender Lärmschutzeinrichtungen. Im Zuge von Änderungen an der Fahrbahn könnte der straßenerhaltenden Behörde eine Nachrüstpflcht für Lärmschutzlösungen vorgeschrieben werden. Hierin wird ein großes Potenzial vermutet. Es wäre wünschenswert, dass eine energetische Nutzung der Infrastruktur bei Sanierungs- und Ausbaumaßnahmen verpflichtend wird, da von geringen Mehrkosten für die PV-Ausstattung auszugehen ist. Um die Netzeinspeisung praktikabel umsetzen zu können, ist es sinnvoll, dies über bereits bestehende technische Einrichtungen (z. B. Verkehrsleitzentralen) darzustellen. Besonders interessante Anwendung finden Lärmschutzwände an ortsnahen großen Verbrauchern mit Direktbelieferung.

Lärmschutzeinrichtungen bieten ein großes ungenutztes Potenzial mit stetigem Ausbau und individuell umsetzbaren Einspeisemöglichkeiten. Es wird empfohlen, alle Netzverknüpfungspunkte an bundeseigenen Liegenschaften entlang des Verkehrs zu lokalisieren, mit GIS zu kartieren und dieses GIS laufend aktuell zu halten. Basierend darauf können dann umsetzbare Projekte leicht identifiziert werden.

### 4.4.2 Freiflächenanlagen

Freiflächenanlagen bieten im Vergleich zu den anderen betrachteten Anwendungen die weitaus größten Erzeugungspotenziale, was aufgrund der erschließbaren Flächen einfach nachzuvollziehen ist. Gerade an energieintensiven Verbrauchern in direkter Umgebung (z. B. Schleuse, Hebewerke, Tunnel) ergeben sich gute Kombinationsmöglichkeiten.

Angesichts der sich schnell weiterentwickelnden Energiespeichertechnologien wäre unter anderem sogar denkbar, dass Einrichtungen wie Entrauchungssysteme in Tunneln auch bei sonnenschwachen Zeiten im Jahresverlauf oder gar in der Nacht mit Strom versorgt werden können.

Es besteht ein großes Potenzial, den Eigenverbrauch der Verkehrsinfrastruktur mit Erneuerbaren Energien zu decken. Nicht zuletzt aufgrund der Vermeidung von Netzgebühren und Kosten für den Netzausbau ergibt sich eine gute Wirtschaftlichkeit. Je nach Größe des Verbrauchers müssten die Anlagen auch nicht nach EEG vergütet werden, wovon die Allgemeinheit ebenfalls profitieren würde. Contracting Projekte mit Stromlieferverträgen mit Dritten, eigene Umsetzung mit Abverkauf des Überschussstroms in der Direktvermarktung wäre eine empfehlenswerte Lösung. An dieser Stelle kann auch das Einbinden des Überschussstroms in einen Bilanzkreis sinnvoll sein.

### 4.4.3 Dachflächenanlagen

Dachflächenanlagen auf bundeseigenen Objekten sind meist nur mit Niederspannungsgewerbearschlüssen mit ca. 30 kW ausgestattet. Das durchschnittliche Flächenpotenzial der Dachflächen am Beispiel der Straßenmeistereien aus der Vorgängerstudie liegt bei mehr als 100 kW [1]. Eine eigenbedarfsoptimierte Anlagengröße bei solchen Gebäudeobjekten wären ca. 15 kW, was auch der wirtschaftlichsten Umsetzung entspricht. Autobahnmeistereien besitzen meist einen Mittelspannungsanschluss mit Leistungen größer 190 kW. Hinzu kommt ein meist größeres Flächenpotenzial von größer 200 kW. In Kombination finden hier Dachanlagen in der Größenordnung von ca. 90 kW ihre sinnvollste und wirtschaftlichste Anwendung.

Auch hier kann man ein großes, bisher ungenutztes Flächenpotenzial festhalten. Bestehende Einspeisemöglichkeiten müssen individuell einer Netzverträglichkeitsprüfung unterzogen werden, um eine tatsächliche Umsetzbarkeit von Dachflächenanlagen garantieren zu können. Sofern man aufgrund der niedrigen EEG-Tarife auf eine wirtschaftlich rentable Auslegung der Anlage verzichten kann, wäre auch eine Überschusseinspeisung sinnvoll. Die Wirtschaftlichkeit kann durch folgende Maßnahmen weiter erhöht werden:

- Steigerung des Eigenverbrauchs durch Elektromobilität, d. h. teilweise Umstellung der Fahrzeugflotte auf E-Autos
- Kombination der Energieerzeugung mit Wärmepumpen als erweiterte Anwendung der Erneuerbaren Energie
- Bilanzkreis für Überschussstrom

#### 4.4.4 Einhausungen/Überdachungen

Fahrbahnüberbauungen mittels Photovoltaik sind zunächst im Vergleich zu anderen Anlagentypen anspruchsvolle Projekte, die aber ein wachsendes Potenzial haben. Aktuell werden Demonstratoren umgesetzt. Gerade die Verkehrssicherheit der Systeme, also Blendung, Bruch, Statik, Stroboskopeffekte, Belüftung und Entrauchung, Brandschutz, Aufprallschutz und Standsicherheit sind hier wesentliche Aspekte. Eine vermehrte Umsetzung von Einhausungsprojekten würde es ermöglichen das Straßennetz, eine der größten ungenutzten Flächenkulissen Deutschlands für Erneuerbare Energieträger, zu erschließen. Ähnlich zum Bahnschiennetz könnte ein eigenes Netzwerk zur Energieableitung und -verteilung aufgebaut werden, was unter anderem eine verkehrsträgerübergreifende Nutzung der Energie bekräftigen würde, wie z. B. für das Verkehrsleitsystem oder die Elektromobilität. Weitere Synergien aus Überbauungen ergeben sich in den minimierten Einflüssen der Witterung auf den Verkehr und die Fahrbahn.

Empfehlenswert ist es, zunächst Ergebnisse des Demonstrators abzuwarten und sicherheitsrelevante Aspekte zu überprüfen. Das Aufbauen eines eigenen Netzwerks ist erstrebenswert. Ein Ansatz dazu wären einzelne dezentrale Inselnetze zur Energieableitung und -verteilung, um zugehörige Messkonzepte und Umlagethemen zu testen. Bestandteile dieser Inselnetze könnten u. a. Tankstellen, Carports, Fahrbahnüberdachungen, Ladeeinrichtungen und Verkehrsbeeinflussungsanlagen sein.

#### 4.4.5 PV-Carport

Mit Photovoltaik belegte Carports sind bereits ohne größere Hürden umsetzbar. Bestehende Parkplätze sind als Totflächen anzusehen, welche einer Zweitnutzung zugeführt werden sollten. Es bietet sich hier vor allem die Kombination mit Elektromobilität/Ladeeinrichtungen an. Um einen Beitrag zur Entlastung der Netzausbausituation zu leisten, können

solche Lösungen auch mit Lastmanagement und Energiespeichern optimiert werden. Ein weiterer Mehrwert der Einbindung eines Energiespeichers in dieses Konzept ist die Möglichkeit der Errichtung solcher Systeme bei limitierter Anschlusskapazität.

Ein erster Schritt wäre eine Betreiberpflichtung auf Autobahnrastplätzen, bestehende Parkflächen zumindest teilweise mit PV-Carports auszustatten. Aufgrund der höheren Wirtschaftlichkeit durch Kombination des Carports mit einer Ladesäule wird diese Verpflichtung gleichzeitig zum Ausbau des Ladesäulenangebots führen. Nachteilig ist, dass möglicherweise einzelne Parkplätze aufgrund des größeren Flächenbedarfs der Carports wegfallen. Dem Flächenmehrbedarf kann durch eine Überdachung über mehrere Parkplätze, mit Verbauung der Stützen im Bereich der Trenninseln, teilweise entgegen gewirkt werden. Dazu müssen jedoch einzelne Standorte individuell betrachtet werden.

Eine weitere Möglichkeit für eine vermehrte Umsetzung derartiger Projekte besteht auch darin, diese durch Betreibermodelle (Contracting) bzw. Bürgerenergiegesellschaften realisieren zu lassen.

## 4.5 Fazit

Die in Kapitel 3 durch umfassende Recherche gefundenen Projektbeispiele wurden im Kapitel 4 zunächst anhand eines dafür entwickelten Kriterienkatalogs strukturiert, dokumentiert und einer groben Bewertung unterzogen. Alle in Betracht gezogenen Anwendungen weisen ein großes, meist unzureichend genutztes Potenzial auf. Für eine tiefgreifendere Analyse der Projekte wurden die Steckbriefe anhand einzelner Faktoren hinsichtlich ihrer Erfolgsbedingungen sowie Schwierigkeiten und Hemmnisse in der Umsetzung untersucht. Erfolgsbedingungen und -faktoren wie Status eines Demonstrations-, Pilot- und Leuchtturmprojekts sowie Anwesenheit eines aktiven Dritten von außen üben einen hohen Einfluss auf die Projektrealisierung. Strenge Auflagen und unklare Zuständigkeiten stellen die größten Hemmnisse für die Umsetzung dar.

Ergänzend dazu sind für die als relevant eingestufte Technologien SWOT – Analysen durchgeführt worden, wodurch eine verallgemeinerte Analyse erzielt werden konnte und eine optimale Hinführung zu den im Kapitel 4 angestrebten Empfehlungen, in Form von konkret umsetzbaren Maßnahmen, erfolgte. Sowohl bestehende als auch neu gebaute

Lärmschutzwände und -wälle bieten sehr gute Nutzungsmöglichkeiten und sind durch stetigen Ausbau und individuell umsetzbare Einspeisemöglichkeiten gekennzeichnet. Besonders vielversprechend sind Lärmschutzwände an ortsnahen großen Verbrauchern mit Direktbelieferung. Freiflächenanlagen sind bei energieintensiven Verbrauchern in direkter Umgebung am profitabelsten. Die Maximierung der Eigenversorgung kann dadurch erreicht werden. Bei Auslegung von Dachflächenanlagen muss man auf Eigenbedarfsoptimierung und ggf. Überschusseinspeisung achten. Eine vermehrte Umsetzung von Fahrbahnüberbauungen mittels Photovoltaik und Einhausungsprojekten kann zur Erschließung des wachsenden Potenzials und zur Schaffung des Know-hows für das optimale Design und Betrieb beitragen. Mit Photovoltaik belegte Carports sind bereits ohne größere Hürden umsetzbar. Kombinationen mit Ladeeinrichtungen, Lastmanagement und Energiespeichern sind vielversprechend.

Für alle untersuchten Technologien im Sinne der Energieerzeugung sind sinnvoll umsetzbare Konzepte und konkrete Handlungsempfehlungen als mögliche Lösung einer verstärkten Erschließung der Potenziale entstanden. Folgende Empfehlungen wurden abgeleitet:

- 1) Für Lärmschutzeinrichtungen:  
Eine Nachrüstpflicht für energetische Nutzung der Infrastruktur bei Sanierungs- und Ausbaumaßnahmen; Lokalisierung aller Netzverknüpfungspunkte an bundeseigenen Liegenschaften zur Identifizierung von umsetzbaren Projekten
- 2) Für Freiflächenanlagen:  
Contracting Projekte mit Stromlieferverträgen mit Dritten, eigene Umsetzung mit Abverkauf des Überschussstroms in der Direktvermarktung, Einbinden des Überschussstroms in einen Bilanzkreis
- 3) Für Dachflächenanlagen:  
Eine Netzverträglichkeitsprüfung für bestehende Einspeisemöglichkeiten; Sektorkopplung mit Elektromobilität/Wärmepumpen; eigener Bilanzkreis für Überschussstrom
- 4) Für Einhausungen/Überbauungen:  
Auswertung der Ergebnisse des Demonstrators und Überprüfung von sicherheitsrelevanten Aspekten; Aufbauen eines eigenen Netzwerks zur Energieableitung und -verteilung

- 5) Für PV-Carports:

Betreiberpflichtung auf Autobahnrastplätzen bestehende Parkflächen zumindest teilweise mit PV-Carports auszustatten; Überdachung über mehrere Parkplätze zur Flächenmaximierung

Besonders erfolgsversprechende Konzepte, unter Berücksichtigung aller Einflussfaktoren, werden im Kapitel 5 als detaillierte Geschäftsmodelle (mit technischem Konzept, Akteursauswahl, rechtlichen Rahmenbedingungen etc.) entwickelt.

## 5 Analyse möglicher Geschäftsmodelle

### 5.1 Einführung zu Geschäftsmodellen für die Erzeugung und Nutzung Erneuerbarer Energien an Verkehrsträgern

Im vorliegenden Kapitel werden auf Basis der vorherigen Analysen die wirtschaftlich-organisatorischen Gestaltungsmöglichkeiten für die Erzeugung, Nutzung und Vermarktung von Energie aus Erneuerbaren Quellen an Verkehrsträgern beschrieben. Als zentrale Akteure werden die ausführenden Behörden und Unternehmen der öffentlichen Hand betrachtet, namentlich die Autobahn GmbH für Bundesfernstraßen, die Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) für die Bundeswasserstraßen sowie die bundeseigenen Eisenbahninfrastrukturunternehmen für das Schienennetz der Eisenbahnen des Bundes.

Im Sinne des unter Kapitel 2 beschriebenen Trichtermodells ist es nach der Sammlung und Analyse von technisch-wirtschaftlichen Potenzialen nun das Ziel, konkrete Handlungsanleitungen zur Umsetzung zu liefern (Enable). Neben der naheliegenden Lösung der Eigenversorgung von Liegenschaften des Bundes mit Erneuerbaren Energien (Kapitel 5.3.1) werden Spielräume für Direktlieferverträge (5.3.2), die Direktvermarktung (5.3.3) und die Verpachtung von Flächen (5.3.4) ausgelotet, um Investitionen in grünen Strom anzuregen. Darüber hinaus wird ein Managementkonzept vorgestellt, das diese verschiedenen Optionen unter einem Dach vereint: Die Bewirtschaftung eines eigenen Bilanzkreises Autobahn für die bundeseigenen Erzeuger und Verbraucher (Kapitel 5.4).

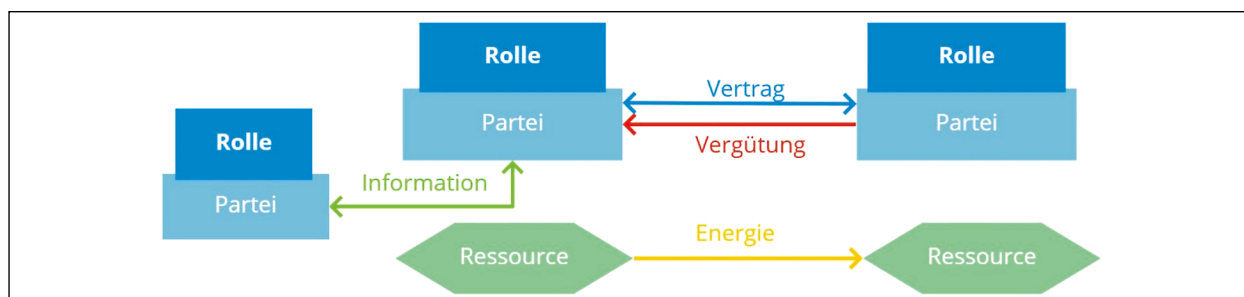


Bild 5-1: Wertschöpfungsmodell (Value Creation Model) zur Darstellung von Rollen, ausführenden Parteien und Beziehungen in einem Geschäftsmodell

Die von hier an verwendete Bezugseinheit ist das Geschäftsmodell. Im Kontext der Studie umfasst ein Geschäftsmodell den Handlungsrahmen für den wirtschaftlichen Einsatz Erneuerbarer Energien an Verkehrsträgern mit einem definierten Optimierungsziel, bestimmten Akteuren und Prozessen sowie dem zu beachtenden rechtlichen Rahmen. Es geht dabei nicht zwingend um ein Geschäft im Sinne von Gewinnmaximierung. Auch andere Ziele wie die weitreichende Erschließung von Flächenpotenzialen können eine Rolle spielen. Wesentlich ist die praxisorientierte Erfassung der Zielsetzungen, Gestaltungs- und Handlungsspielräume unter Einbeziehung kommerzieller Aspekte. Dabei wird auch analysiert, wie bestehende Hindernisse und Anforderungen überwunden werden können.

Zentral für das Generieren von Geschäftsmodellen ist die Identifikation beteiligter Rollen und Akteure sowie der Stakeholder im weiteren Sinne. Der Rollenmodellansatz ist in der deutschen Energiewirtschaft allgemein akzeptiert zur Modellierung von standardisierten und automatisierten Marktprozessen<sup>2</sup>. Gerade weil die Betreiberfrage bei den adressierten Referenzprojekten häufig noch offen ist, ist es wichtig, mögliche Funktionsträger und weitere Beteiligte im Wirtschaftsgefüge zu erkennen und deren Chancen und Risiken zu beschreiben.

Es wird aufgezeigt, wo welche Verantwortlichkeiten liegen können und welche Interaktionen prägend sind. Als Werkzeug hierfür wird das sogenannte Value Creation Model eingesetzt (Bild 5-1), ein grafisches Instrument zur Beschreibung von Geschäftsmodellen als Netzwerke mit relevanten Akteuren und Beziehungen [119]. Im Fokus stehen die Schlüsselrollen, etwa Flächeneigentümer, Investoren, Betreiber, Abnehmer der Energie- und Flexibilitätsprodukte, Behörden sowie deren Interessen bezüglich Wirtschaftlichkeit, Verwaltungsaufwand, Einhaltung von gesetzlichen Anforderungen oder

Beteiligung. Mögliche Synergien z. B. durch die netztopologische Nähe von Abnehmern oder für Sektorenkopplung werden berücksichtigt. Ebenso wird auf die Interessen weiterer Stakeholder hingewiesen, etwa Sicherheitsanforderungen für Bauwerke an Verkehrsträgern oder Anforderungen durch Dritte als Nutzer von Liegenschaften etc.

Auf Basis des Rollen- und Beziehungsmodells werden sowohl wirtschaftliche Erfolgchancen als auch mögliche Hemmnisse und Herausforderungen, die von besonderem Interesse für die ausführenden Behörden sind, analysiert. Hier kommen Elemente des Business Model Design oder des Value Proposition Design zum Einsatz [119]. Dabei spielen das jeweilige Nutzenversprechen an die Schlüsselpartner sowie notwendige Schlüsselressourcen eine Rolle. Der Blick auf Kostenstruktur und Erlös-konzept unter Berücksichtigung des rechtlichen Rahmens, insbesondere von Strompreisbestandteilen ermöglichen eine Wirtschaftlichkeitsabschätzung.

Die im Folgenden betrachteten Geschäftsmodelle können nicht voraussetzungslos gedacht werden. So müssen neben der technischen Umsetzbarkeit auch die rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Dazu wird im Kontext des Kapitels 5 unterstellt, dass sich die vorgestellten Geschäftsmodelle in das bestehende Recht eingliedern (lassen). Eine nähere Betrachtung und Auseinandersetzung mit den rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen - inklusive der Hemmnisse und Hindernisse, Gestaltungsmöglichkeiten sowie ggf. notwendiger Änderungen am Gesetzesrahmen erfolgt im Rahmen des Kapitels 6. Dabei werden zunächst die energierechtlichen Akteure, die bei der Erzeugung, Nutzung und Vermarktung von Energie aus Erneuerbaren Quellen an Verkehrsträgern aktiv sind und ihre spezifischen Rechtsrisiken und Pflichten in den Blick genommen. Die Darstellung im Kapitel 6 folgt dabei dem tatsächlichen Geschehens-

<sup>2</sup> [https://www.bdew.de/media/documents/Awh\\_20190507\\_Rollenmodell-MAK-Version1-2-END.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190507_Rollenmodell-MAK-Version1-2-END.pdf) Abgerufen am 12.09.2020.



ablauf und beginnt mit dem Bund in der Rolle des EE-Erzeugers. Im Fokus stehen anschließend der Nutzungs- und Belieferungsvorgang sowie dessen (netztechnische) Abwicklung. Abschließend finden sich neben Gestaltungsvorschlägen (und falls zutreffend, Vorschlägen für mögliche Änderungen am rechtlich-regulatorischen Rahmen) auch Optionen der Vertragsgestaltung im Kapitel 7.

Ein intensiver Dialog im Konsortium diente der Auswahl vielversprechender Geschäftsmodelle sowie der Zusammenstellung der wesentlichen Elemente und Prozessschritte der einzelnen Modelle. Die Auswahl der Geschäftsmodelle beruht auf einer gemeinsamen Einschätzung der Realisierungschancen im Rahmen von gesetzlichen Anforderungen sowie des Wettbewerbs.

Ein Entscheidungsbaum ermöglicht den ausführenden Behörden, die Voraussetzungen für ein EE-Projekt pragmatisch zu prüfen und schnell einen geeigneten Lösungsweg zu finden (Kapitel 5.2).

Analysiert und beschrieben werden in Kapitel 5.3 die Geschäftsmodelle, die in ihrer Realisierung durch den Bund in gewisser Weise neuartig sind. In einem Abschnitt für jedes Geschäftsmodell sind alle wesentlichen Aspekte zusammengestellt. Daneben gibt es die weitgehend bekannten Vergütungs- und Vermarktungspfade wie die gesetzliche EEG-Vergütung bzw. die Direktvermarktung mit dem Marktprämienmodell, die hier nicht weiter vertieft werden. Hierzu seien etablierte Informationsquellen empfohlen<sup>3</sup>.

## 5.2 Übersicht Geschäftsmodelle und Entscheidungshilfe

Der auf den folgenden Seiten dargestellte Entscheidungsbaum soll den Bundesbehörden helfen, für eine gegebene Fläche die wirtschaftlich und administrativ geeignete Form der Vermarktung von Strom aus eigenen Photovoltaik-Anlagen bzw. der für Anlagen geeigneten Flächen zu finden. Die Optionen sind stark an den Interessen und Möglichkeiten der Autobahn GmbH orientiert, sollen aber auch anderen Verantwortlichen im Bereich Verkehr auf Landes- und Kommunalebene als handlungsorientierter Einstieg in neue EE-Projekte dienen. Am Ende jedes Pfades steht jeweils ein Geschäftsmodell bzw. der Hinweis auf die Fortsetzung des Pfades an anderer Stelle. Unter dem Hauptpfad jedes Geschäftsmodells werden weitere Ausprägungsvarianten sowie Vorteile bzw. Nachteile oder Anforderungen in Kurzform dargestellt. Die ausführliche Beschreibung des Geschäftsmodells folgt in den Kapiteln 5.3.1 bis 5.3.3.

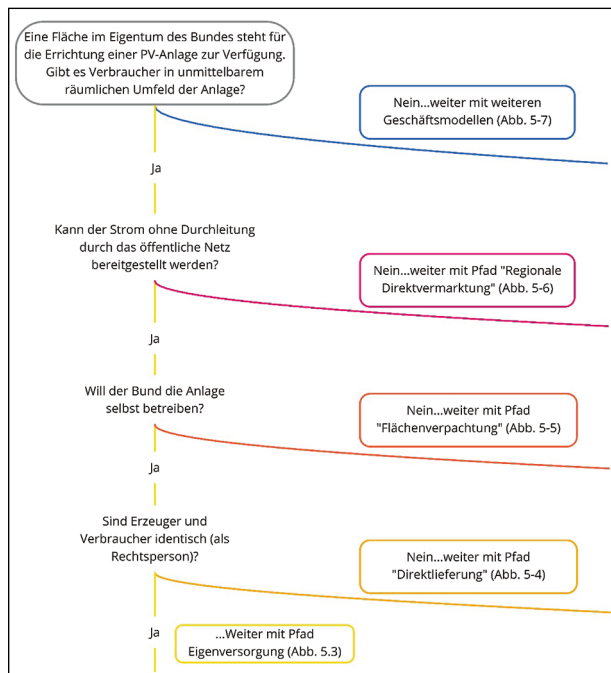


Bild 5-2: Entscheidungsbaum für Geschäftsmodelle: Abfrage der Basiskriterien

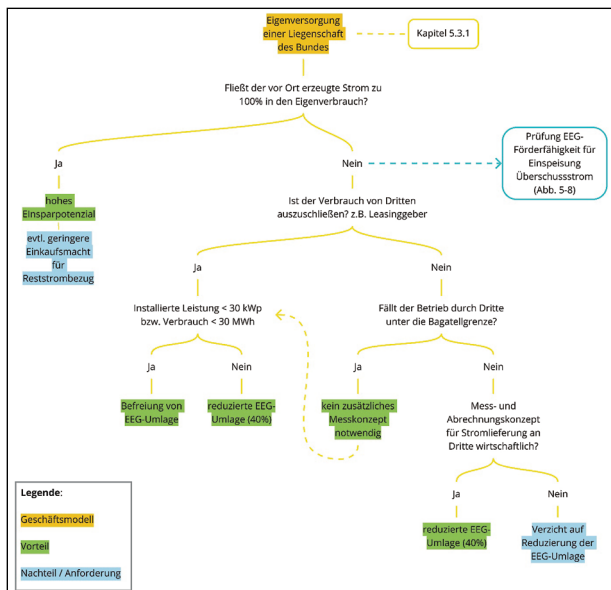


Bild 5-3: Entscheidungspfad zum Geschäftsmodell Eigenversorgung

<sup>3</sup> z. B. <https://www.energie-experten.org/Erneuerbare-energien/photovoltaik/direktvermarktung/marktpraemie>; <https://www.interconnector.de/downloads/>; <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromproduzenten/solar>; <https://www.ibc-solar.de/installateure/direktvermarktung/#Was%20ist%20eigentlich%20Direktvermarktung>

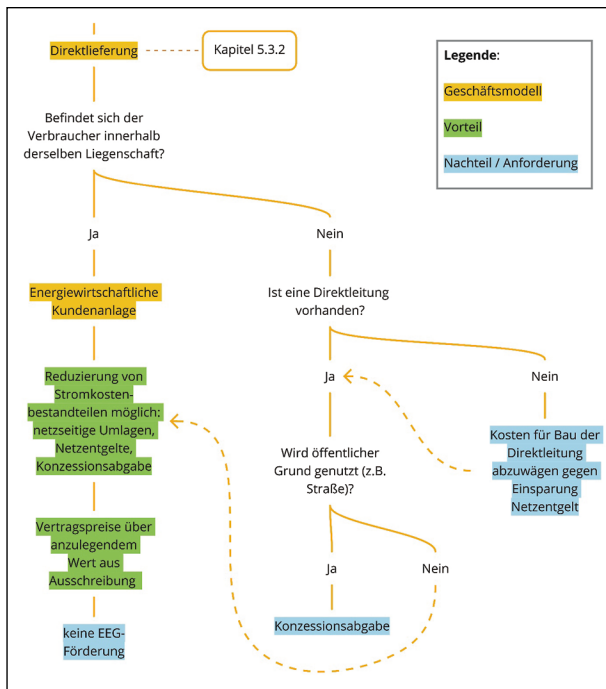


Bild 5-4: Entscheidungspfad zum Geschäftsmodell Direktlieferung

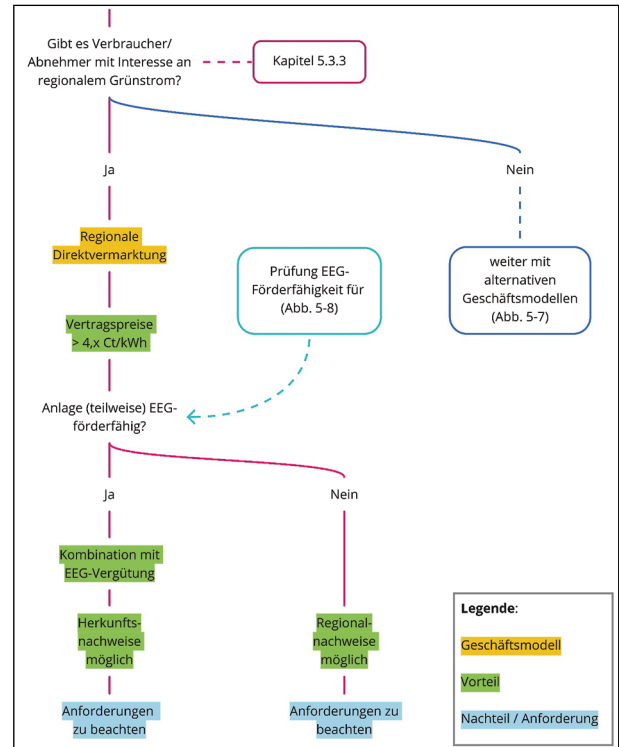


Bild 5-6: Entscheidungspfad zum Geschäftsmodell Regionale Direktvermarktung

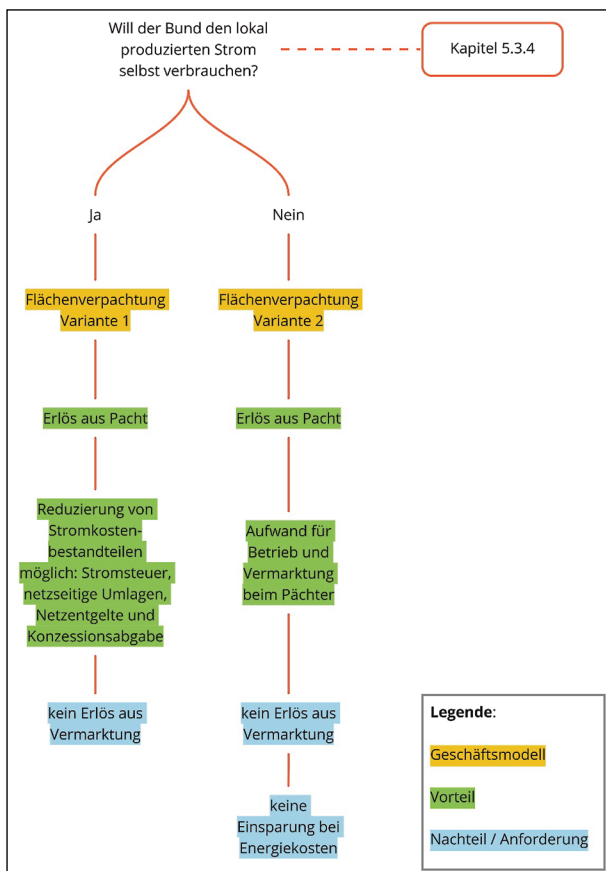


Bild 5-5: Entscheidungspfad zum Geschäftsmodell Flächenverpachtung

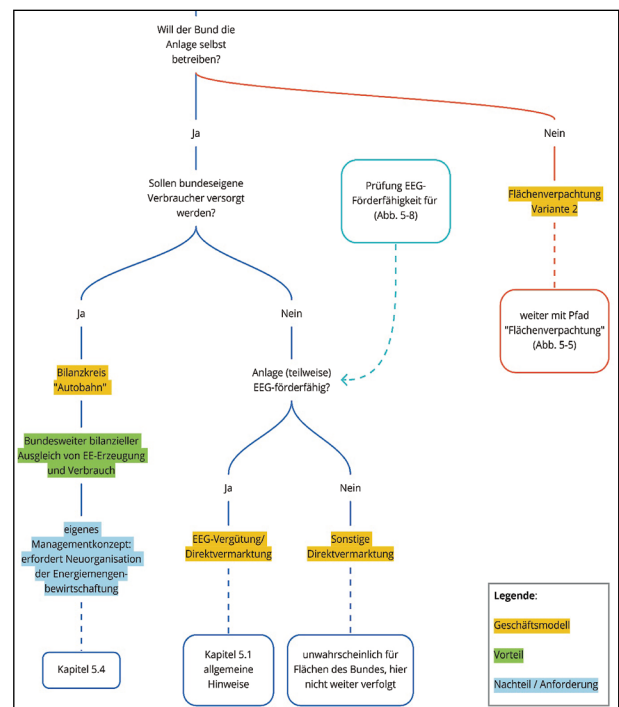


Bild 5-7: Entscheidungspfad zu weiteren Geschäftsmodellen

In Kapitel 5.3.3 wird zunächst das Geschäftsmodell „Regionale Direktvermarktung“ beschrieben als dritte Vertriebsoption für Betreiber von EE-Anlagen (Bild 5-6). Das Geschäftsmodell „Flächenverpach-

ung“ folgt in Kapitel 5.3.4 als Option ohne eigene Vermarktung.

Prüfung EEG-Förderfähigkeit: Bei einigen Geschäftsmodellen ist eine Kombination mit EEG-Vergütung möglich (z. B. Flächenverpachtung, Einspeisung von Überschussstrom nach Eigenversorgung). Deshalb sollte die Förderfähigkeit parallel

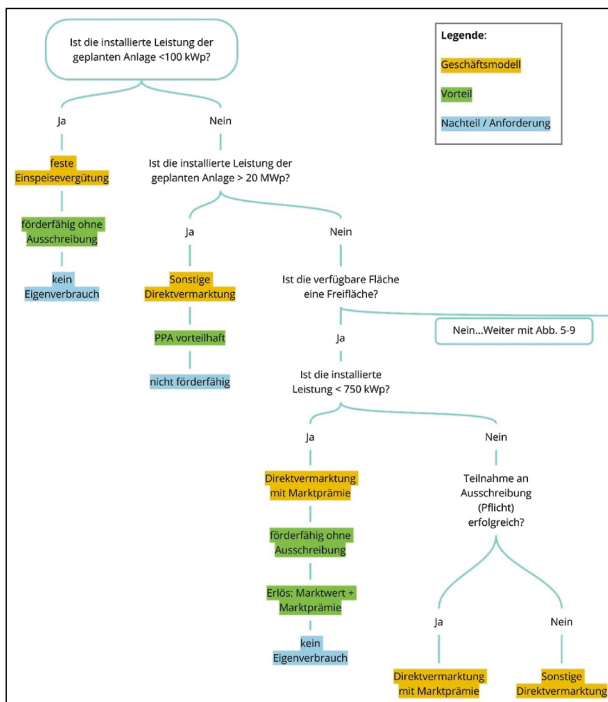


Bild 5-8: Prüfung der Förderfähigkeit nach EEG (1/2)

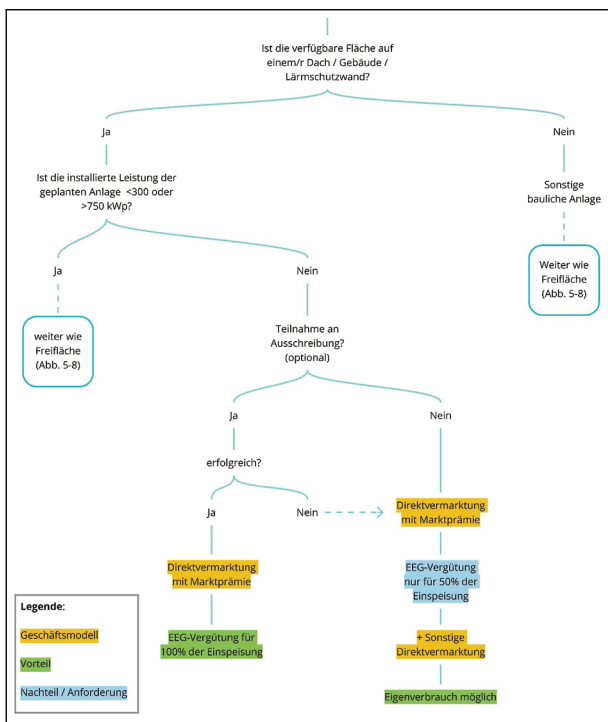


Bild 5-9: Prüfung der Förderfähigkeit nach EEG (2/2)

geprüft und die Vergütung/Marktprämie immer als Alternative oder in Kombination mit anderen Absatzwegen mitbetrachtet werden. Voraussetzung für die Förderfähigkeit ist, dass es sich um eine Neuanlage bzw. eine Anlage handelt, die sich in der Förderphase von 20 Jahren befindet.

### 5.3 Geschäftsmodelle

#### 5.3.1 Eigenversorgung

Die Energieversorgung bundeseigener Liegenschaften auf oder an Verkehrswegen mit vor Ort produziertem EE-Strom ist eine sinnvolle Alternative zur Einspeisevergütung. Insbesondere wenn Bestandsanlagen nach 20 Jahren aus der EEG-Förderung fallen, sollte dieses Modell in Betracht gezogen werden. Auch bei Neuanlagen lohnt sich der Eigenverbrauch, da die Einspeisevergütung sinkt und gleichzeitig die Strombezugskosten aus dem Netz steigen.

Diese Lösung bietet sich etwa für den Betrieb von Straßen-, Autobahnmeistereien, Bahnhofs- und anderen Betriebsgebäuden, von Tunneln, Schiffshebewerken oder Schleusen in Zusammenhang mit Aufdach-PV- oder vor Ort befindlichen Freiflächen-PV-Anlagen an. Auch ein Laden des eigenen Fuhrparks, soweit er elektrisch betrieben wird, ist möglich.

Ziel ist eine wirtschaftliche Energieversorgung der Liegenschaften mit einem hohen Grad an Eigenverbrauch, der den Reststrombezug aus dem Netz minimiert. Der Betreiber reduziert direkt Treibhausgasemissionen und kann gleichzeitig durch eine am Lastprofil ausgerichtete Installation der Anlage das vorgelagerte Verteilnetz entlasten.

Voraussetzung ist, dass notwendige rechtliche Kriterien erfüllt sind und geeignete und ausreichende Flächen für die Errichtung von EE-Anlagen zur Verfügung stehen. Die rechtlichen Voraussetzungen umfassen die Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher sowie deren räumlichen Zusammenhang innerhalb einer Liegenschaft, sodass der Strom nicht durch ein öffentliches Netz geleitet wird (Details dazu unter „Rechtlicher Rahmen“ bzw. Kapitel 6). Sind diese Kriterien erfüllt, ist je nach Anlagengröße eine Reduzierung oder Befreiung von der EEG-Umlage möglich. Überdies entfallen die Stromkostenbestandteile, die im Rahmen der Netznutzung entstehen und ggfs. bei Vorliegen der Voraussetzungen die Stromsteuer (siehe Abschnitt „Wirtschaftliche Chancen“).

In einem Rollenmodell (Bild 5-10) ist das Zusammenspiel der beteiligten Akteure dargestellt, wie eine lokale Eigenversorgung bundeseigener Liegenschaften für unterschiedliche Betriebe grundsätzlich umgesetzt werden kann. Das Modell gibt die wesentlichen Aufgaben wieder, die im Sinne der

Rolle	Beschreibung (Verantwortlichkeit)	Ausführende Partei	Wertsprechen für ausführende Partei
Anlagenbetreiber	Planung, Genehmigung, Installation der PV-Anlage; Betriebsführung; Wartung; (Zentrale) Verwaltung aller Betriebe mit Eigenversorgung: Anmeldung Bundes-netzagentur, Erfüllen der regelmäßigen Meldepflichten, Versicherung	Autobahn GmbH	Reduktion CO <sub>2</sub> -Emissionen; Schnelle Steigerung des Klimaschutz-beitrags durch Ausrollen des Konzepts auf viele Betriebe
Energieverbraucher	Messung Eigenverbrauch; Anpassung Verbrauchs-verhalten, falls möglich; Reststrombezug	Autobahn GmbH	Einsparung Energiekosten
Energieversorgungsunternehmen (EVU)	Lieferung Reststrom	Vertragslieferant	
Verteilnetzbetreiber	Physische Lieferung Reststrom Abrechnung EEG-Umlage/EEG-Vergütung	Örtlicher Verteilnetzbetreiber	
Marktstammdatenregister	Registrierung der EE-Anlage im Marktstammdatenregister	Bundesnetzagentur	
Bundesfinanzbehörde	Ggf. Einzug der Stromsteuer	Hauptzollamt	

Tab. 5-1 Schlüsselrollen und Stakeholder des Geschäftsmodells Eigenversorgung

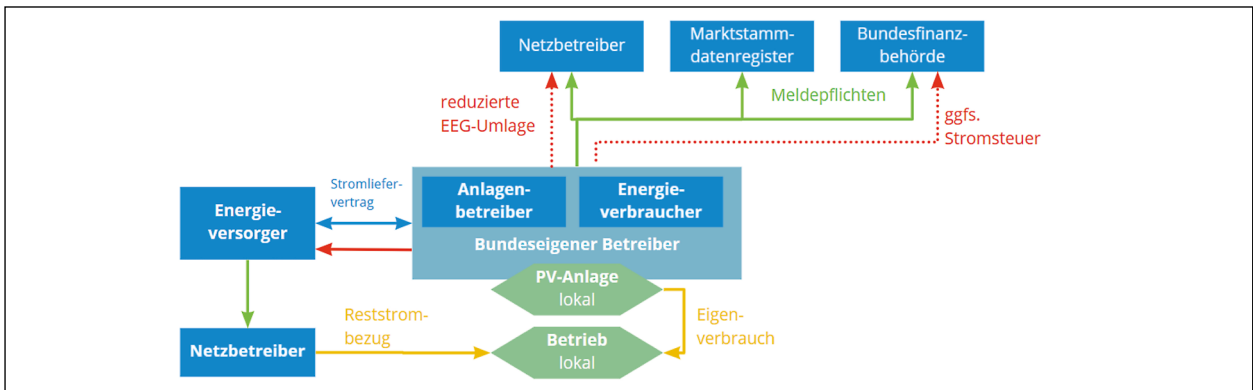


Bild 5-10: Rollenmodell (Value Creation Design) des Geschäftsmodells „Eigenversorgung“

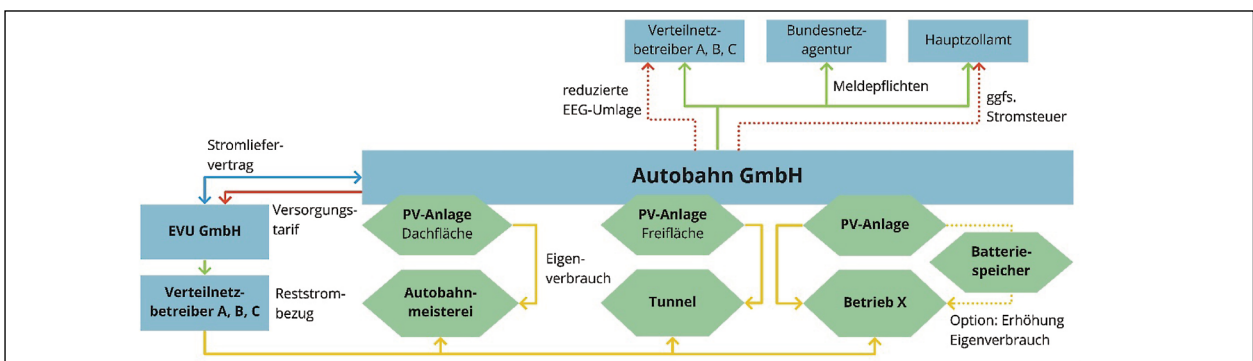


Bild 5-11: Umsetzung des Geschäftsmodells „Eigenversorgung“ durch die Autobahn GmbH als zentraler Akteurin

Wirtschaftlichkeit erfüllt bzw. effizient ausgeführt sein sollten: Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher, Bündelung der Meldevorgänge, minimaler Reststrombezug.

Beispielsweise könnte auf einer Autobahnmeisterei mit eigenen Dachflächen auf diese Weise eine Photovoltaikanlage betrieben werden. Ebenso können Dach- oder Freiflächenanlagen für den Betrieb von Tunneln, Verkehrsleitzentralen und anderen Liegenschaften im Verkehrsbetrieb genutzt werden.

Die Autobahn GmbH agiert jeweils als Betreiber der EE-Erzeugungsanlage und als Verbraucher vor Ort (Bild 5-11). Wenn der selbst produzierte Strom praktisch vollständig im eigenen Betrieb verbraucht wird, können die Einsparungen gegenüber dem Strombezug aus dem Netz voll genutzt werden. Wird die PV-Anlage auf die verfügbare Fläche maximiert, ist der Eigenverbrauchsanteil geringer und es sollte ein geeignetes Modell für die Vermarktung des überschüssigen Stroms gefunden werden (siehe Abschnitt „Wirtschaftliche Chancen“).

**Wirtschaftliche Chancen**

Kostenstruktur:

PV-Dachanlagen weisen in der Regel höhere Investitionskosten als Freiflächenanlagen auf (600-1000 EUR/kWp vs. 500-700 EUR/kWp, vgl. Kapitel 4.2), benötigen aber keine Baugenehmigung und ermöglichen eine Zweifachnutzung von bereits versiegelten Flächen. Die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage hängt von technischen, finanziellen und klimatischen Faktoren ab, die sich in den Stromgestehungskosten niederschlagen. Diese setzen sich zusammen aus Investitionskosten sowie laufenden Kosten für Betriebsführung, Wartung, Reparatur und Versicherung. Eingang in die Kosten finden außerdem die produzierte Strommenge im Jahr der Nutzung, die Nutzungsdauer sowie die Verzinsung. Laut einer Studie des Fraunhofer ISE liegen die Stromgestehungskosten für PV-Dachanlagen der Größe 100 bis 1000 kWp für Süddeutschland zwischen 4,95 und 6,18 €Cent/kWh, für Norddeutschland zwischen 6,77 und 8,46 €Cent/kWh, jeweils bei spezifischen Investitionen zwischen 800 und 1000 EUR/kWp [120].

Die EEG-Umlage (aktuell für 2021: 6,50 ct/kWh) auf selbst verbrauchten Strom wird auf 40 % reduziert, wenn die Kriterien für Eigenversorgung erfüllt sind. Bei Kleinanlagen mit einer installierten Leistung unter 30 kWp bzw. einem Jahresverbrauch unter 30.000 kWh wird der Betreiber von der EEG-Umlage befreit.

Wird Strom ohne Nutzung eines Netzes innerhalb einer energiewirtschaftlichen Kundenanlage erzeugt und verbraucht, fallen die mit einer Netznutzung verbundenen Kosten nicht an. Diese sind:

Konzessionsabgaben, Netznutzungsentgelt und netzseitige Umlagen (KWK-, StromNEV-, Offshore- und Abschaltbare Lasten-Umlage).

Ferner entfällt in der Regel bei Eigenversorgungsmodellen die Stromsteuer. Dies ist jedoch im Einzelfall zu prüfen und mit dem zuständigen Hauptzollamt abzuklären.

Schließlich entfällt aufgrund der Personenidentität zwischen Stromerzeuger und Stromverbraucher die Umsatzsteuer für den selbstverbrauchten Strom, da keine Leistungsbeziehung vorliegt.

In der Gesamtschau ergibt sich damit bei PV-Dachanlagen ein Stromkostenspektrum von 7,55 – 11,06 ct/kWh (ggf. zzgl. 2,05 ct/kWh Stromsteuer), das sich – im Vergleich zum aus dem Netz bezogenen Strom (ca. 32 ct/kWh) – wie in Bild 5-12 zusammensetzt.

Im Kapitel „Projektbeispiele & Pilotprojekte“ wird die Wirtschaftlichkeit beispielhaft für die Autobahnmeisterei Hannover berechnet.

Erlös-konzept:

Neben den Einsparungen bei den Energiebezugskosten können Erlöse durch die Vermarktung des Überschussstroms erzielt werden. In diesem Zusammenhang gibt es mehrere Möglichkeiten:

Förderung nach dem EEG

Die Flächen, die dem Bund für die Errichtung von PV-Anlagen zur Verfügung stehen, sind aufgrund ihrer begrenzten Größe mit hoher Wahrscheinlichkeit förderfähig nach dem EEG. Bis zu einer installierten Leistung von 100 kWp bei Neuanlagen erhält

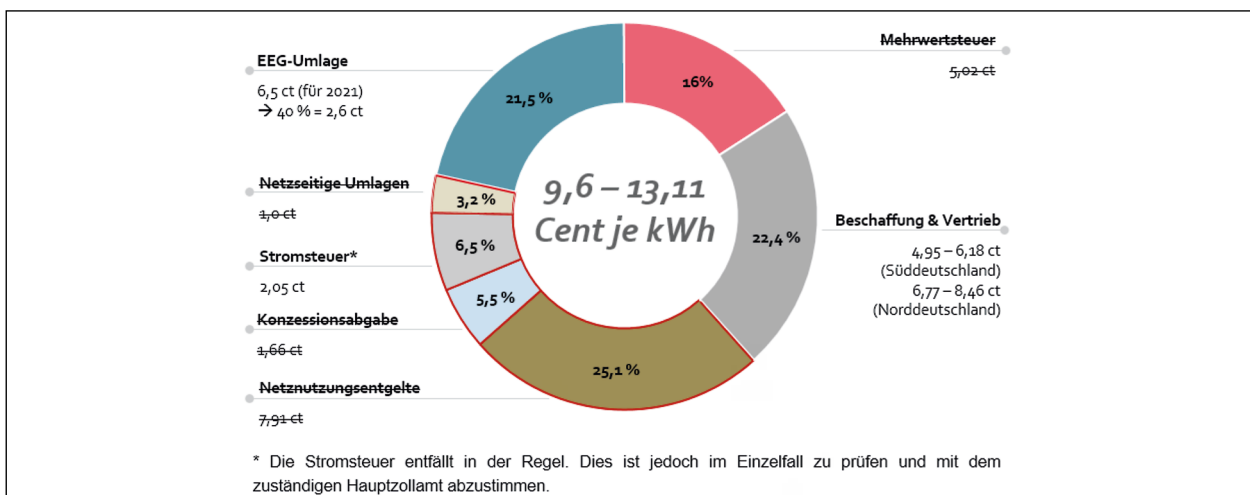


Bild 5-12: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Eigenversorgung



der Betreiber eine feste Einspeisevergütung, darüber muss er den Strom direkt vermarkten. Der Erlös setzt sich dann aus dem an der Börse erzielten Marktwert und der Marktprämie zusammen. Die Marktprämie gleicht die Differenz zwischen dem monatlich schwankenden Marktwert und dem gesetzlich zugesicherten anzulegenden Wert aus. Je nach Anlagengröße und Flächenart ist für die Förderung die erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur notwendig (siehe Entscheidungsbaum „Förderfähigkeit“, Kapitel 5.2).

#### Direktlieferung und regionale Direktvermarktung

Neben der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell sind die Optionen Direktlieferung innerhalb derselben Liegenschaft (Kundenanlage) oder über eine Direktleitung (ohne Netznutzung) und regionale Direktvermarktung (mit Netznutzung) zu prüfen (siehe Entscheidungsbaum „Geschäftsmodelle“, Kapitel 5.2).

#### Sonstige (nicht geförderte) Direktvermarktung

Generell kann der Überschussstrom auch im Rahmen einer sonstigen (nicht geförderten) Direktvermarktung an Marktteilnehmer über das Netz veräußert werden.

#### Einbringen in Bilanzkreis des Bundes

Setzt der Bund das Konzept des eigenen Bilanzkreises um, sollten Betriebe mit Eigenversorgung ihre Anlagen und Verbraucher zur gemeinsamen Koordinierung in den Bilanzkreis aufnehmen. Überschussstrommengen können dann über den Bilanzkreis innerhalb der Teilnehmer am Bilanzkreis vermarktet werden.

#### Mögliche Hemmnisse

- Meldepflichten, Verwaltungsaufwand (siehe Abschnitt „Rechtlicher Rahmen“)
- Aufwendige Messkonzepte zur Erfassung und Abgrenzung von Eigenstrommengen und Drittlieferungen (Beispiele von Dritten auf einer Liegenschaft oder beim Betrieb einer Liegenschaft: Betreiber von Leasinggeräten (ggfs. Bagatellfall, im Einzelnen zu prüfen))
- Möglicherweise negative Auswirkung auf die Einkaufsmacht des Bundes, wenn weniger Energie eingekauft wird. Dies spricht wiederum für die Einrichtung eines eigenen Bilanzkreismanagements (Kapitel 5.4).

#### Varianten und Optionen

- Um die Anforderungen an die Verwaltung effizient abzuwickeln, kann die Autobahn GmbH diese Aufgaben für einzelne Meistereien zentral übernehmen und damit bündeln.
- Der Eigenversorgungsgrad kann durch den Einsatz von Batteriespeichern, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge der eigenen Flotte gesteigert werden. Die Wirtschaftlichkeit muss im Einzelfall geprüft werden. Sinnvoll ist die Einbeziehung von Speicherlösungen, wenn ohnehin eine Modernisierung der Wärmeversorgung oder der Fahrzeugflotte geplant ist.

#### Praxisbeispiele & Pilotprojekte

Projektbeispiele, die sich für das Modell Eigenversorgung eignen:

- PV auf Autobahneinhausung an der A3 zwischen Goldbach und Hösbach (Nutzung des PV-Stroms für eigene Beleuchtung) (Kapitel 3.3.1)
- PV auf Mautstationen in Zimbabwe (Kapitel 3.3.2)
- Alle mit PV ausgestatteten Raststätten, Tankstellen, Ladeeinrichtungen und Parkplätze (Kapitel 3.3.3)
- Alle mit PV ausgestatteten Autobahn- und Straßenmeistereien sowie Tunnel und andere Verkehrseinrichtungen (Kapitel 3.3.3)

Um die in der Praxis denkbaren Umsetzungen nachvollziehbar darstellen zu können, wurden für mehrere Standorte von Verkehrsbetrieben (Autobahnmeistereien, Tunnel, Schleusen) zunächst Belegungspläne erstellt, die anschließend gemeinsam mit Ertragsprognosen auch aus wirtschaftlicher Sicht beleuchtet werden können. Alle Belegungspläne und Berechnungsdaten werden der BAST als zusätzliche Daten zu diesem Bericht zur Verfügung gestellt.

Beispielhaft wurden umfassende Berechnungen und Analysen am Beispiel der Dachfläche einer Autobahnmeisterei in Hannover – Maximalbelegung vollzogen, zu sehen in Bild 5-13.

Die verfügbaren Dachflächen werden rechnerisch mit 555 PV-Modulen, aufgeständert in Ost-West-Ausrichtung, auf einer Fläche von 1.011 m<sup>2</sup> belegt. Die installierte Leistung beträgt 202,58 kWp. Bild 5-13 zeigt die Ergebnisse der Ertragsprognose im Jahresverlauf, Tabelle 5-2 weitere Daten der Be-

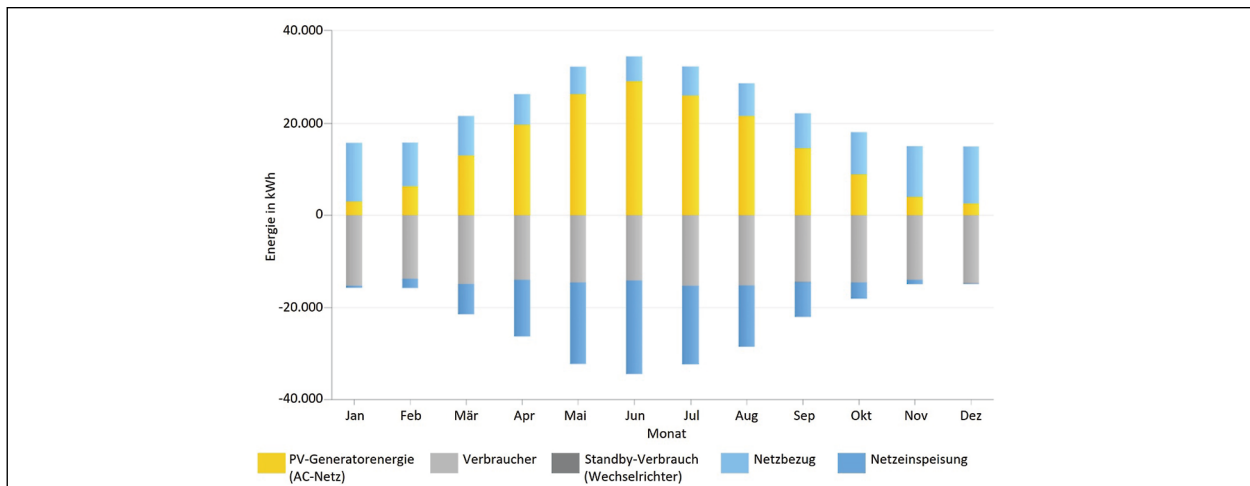


Bild 5-13: Ertragsprognose für eine PV-Dachflächenanlage für die Autobahnmeisterei Hannover

PV-Generatorenergie (AC-Netz)	174.857 kWh/Jahr
Direkter Eigenverbrauch	64.185 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	110.672 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	36,7 %
Spez. Jahresertrag	862,80 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad	89,8 %
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen	104.869 kg/Jahr
Gesamtverbrauch	175.253 kWh/Jahr (davon 74 kWh Standby Wechselrichter)
gedeckt durch PV	64.185 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	111.143 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	36,6 %

Tab. 5-2: Ertragsprognosedaten (berechnet) für PV-Dachanlage für die Autobahnmeisterei Hannover

rechnung. Bei einem gegebenen Verbrauch von rund 175.000 kWh kann ein solarer Deckungsanteil von 36,7 % erreicht werden. Die Investitionssumme beläuft sich auf 141.806 Euro. Bei einem Planungszeitraum von 20 Jahren liegen die Stromgestehungskosten bei 9,32 ct/kWh. Für den Eigenverbrauch wird mit einer Ersparnis von 16,00 ct/kWh gerechnet. Abzüglich der laufenden Kosten ist damit ein jährlicher Rückfluss (vor Steuern) von 8.286 Euro möglich. Die ausführlichen Berechnungsdaten zur Autobahnmeisterei Hannover werden der BASt als zusätzliche Daten zu diesem Bericht zur Verfügung gestellt.

## Rechtlicher Rahmen

### Eigenversorgung:

Der rechtliche Rahmen für die EEG-Eigenversorgung ergibt sich aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Die gesetzliche Definition findet sich in § 3 Nr. 19 EEG 2021 und enthält die Voraussetzungen „Personenidentität, keine Netzdurchleitung und unmittelbarer räumlicher Zusammenhang“. Ferner ist bei der Eigenversorgung die Zeitgleichheit von Stromerzeugung und Stromverbrauch im 15-Minuten-Intervall zu erfüllen (§ 62b Abs. 5 EEG 2021).

Die Meldepflichten eines Eigenversorgers ergeben sich aus § 74a EEG 2021. Initial ist eine Basisdatenmeldung (§ 74a Abs. 1 EEG 2021) und sodann jährlich eine Strommengenmeldung an den zuständigen Netzbetreiber zur Abrechnung der EEG-Umlage zu tätigen. Deren Meldezeitpunkt (28.2. oder 31.5.) ist abhängig davon, ob dritte Letztverbraucher durch den Eigenversorger mit Strom beliefert werden (§ 61j Abs. 1 Ziff. 3 i. V. m. § 74 EEG 2021).

Die Obliegenheit zur Abgrenzung von EEG-umlageprivilegierten und Lieferstrommengen ergibt sich aus § 62b Abs. 1 EEG 2021.

### Stromsteuer:

Die Stromsteuerentstehung für Liefer- und Eigenversorgungsmengen ergibt sich aus § 5 Abs. 1 StromStG.

Eventuell einschlägige Befreiungstatbestände sind § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 a) sowie b) StromStG.

Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben:

Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben fallen nach § 17 Abs. 1 StromNEV, § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV, § 17f EnWG, § 18 AbLaV, § 26 Abs. 1 KWKG, § 1 Abs. 2 KAV nur bei Nutzung eines Netzes und nicht bei einer Kundenanlage an.

### 5.3.2 Direktlieferung

Eine Direktlieferung liegt vor, wenn ein Betreiber einer EE-Anlage/Stromerzeugungsanlage einen Verbraucher mit Strom beliefert, der entweder Nutzer innerhalb derselben Liegenschaft (energiewirtschaftliche Kundenanlage) ist oder über eine Direktleitung mit der Erzeugungsanlage verbunden ist, ohne dass das öffentliche Stromnetz verwendet wird. Durch die Vermeidung der Netznutzung können netzbezogene Entgelte und Abgaben eingespart werden. Betreiber und Verbraucher können über einen Direktliefervertrag frei über den Strompreis – abgesehen von gesetzlichen Abgaben und Umlagen – verhandeln und z. B. einen festen Strompreis vereinbaren, der im Sinne des Erzeugers über dem anzulegenden Wert für die Marktprämie i. S. d. EEG liegt, im Sinne des Verbrauchers unter dem marktüblichen Strombezugspreis. Der EE-Anlagenbetreiber wird selbst zum Energieversorgungsunternehmen. Damit sind mehrere energiewirtschaftliche Regelungen und Pflichten zu erfüllen (siehe Abschnitt „Rechtlicher Rahmen“). Vor diesem Hintergrund wäre noch zu überlegen, ob der Betreiber neben den erzeugten Strommengen auch noch Residualmengen anbietet, um den Stromverbrauch des belieferten Verbrauchers vollständig zu decken. Zwingend ist die vollständige Stromversorgung nicht. Der belieferte Verbraucher kann die benötigten Residualmengen auch selbst von einem anderen Lieferanten beziehen.

Durch die Veräußerung des Stroms an einen ausgewählten Abnehmer auf Basis eines festen Vertragspreises kann der Bund die Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen mit höheren Baukosten (Überdachungen, Lärmschutz) erhöhen. Die dezentrale Versorgung wird unterstützt und es entsteht regionale Wertschöpfung. Der Kunde reduziert Treibhausgasemissionen, das Verteilnetz wird entlastet.

Die Direktlieferung sollte als nächste Option nach der Eigenversorgung in Betracht gezogen werden, wenn etwa eine PV-Dachanlage oder Freiflächenanlage groß genug ist, um neben dem eigenen Betrieb weitere Nutzer auf der Liegenschaft oder in direkter Nachbarschaft mitzuversorgen. Die Lösung bietet sich auch an für PV-Anlagen auf Flächen der Autobahn GmbH, insbesondere Überdachungen, in Zusammenhang mit Betreibern von Raststätten, von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge oder anderen Konzessionsbetrieben. Für PV-Anlagen auf Lärmschutzeinrichtungen sollte eruiert werden, ob es etwa gewerbliche oder kommunale Abnehmer in

unmittelbarer räumlicher Umgebung gibt, die über eine Direktleitung versorgt werden können.

Einige Besonderheiten sind zu beachten: Die Kosten ggfs. für den Bau und für den Unterhalt einer Direktleitung sind abzuwägen gegen die Einsparungen an Netzentgelten und netzseitigen Umlagen. Auch in diesem Zusammenhang ist ggfs. eine Stromsteuerbefreiung möglich. Werden für die Direktleitung öffentliche Verkehrswege genutzt, führt die Leitung z. B. unter einer öffentlichen Straße hindurch, kann eine Konzessionsabgabe anfallen (siehe Abschnitt „Wirtschaftliche Chancen“).

Die Strommengen, die direkt geliefert werden, müssen nicht über einen Bilanzkreis verbucht werden, da kein Netz verwendet wird. Lediglich für die Überschussmengen, die in das Netz eingespeist werden, muss der Anlagenbetreiber in einem Bilanzkreis angemeldet sein. Diese Aufgabe kann er entweder selbst übernehmen, indem er einen eigenen Bilanzkreis führt (siehe Kapitel 5.4), oder er lässt dies durch einen Dienstleister, etwa einen Direktvermarkter, erledigen.

Der Vertrag mit dem zu beliefernden Kunden ist eine Form des Power Purchase Agreements (PPA), in dem Liefermengen, Laufzeit, Preis und Ausfall zwischen beiden Parteien ausgehandelt werden. Er unterscheidet sich gegenüber klassischen PPA, die derzeit von Abnehmern wie beispielsweise der Deutschen Bahn hauptsächlich mit großen EE-Anlagen außerhalb der Förderung (über 20 MW) entwickelt werden, in der Größenordnung. PPA-Lösungen dieser Dimension sind in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt, da die betrachteten Flächen hierfür kein Potenzial aufweisen. Im Vordergrund bei der Direktlieferung steht die Reduzierung von Strompreisbestandteilen durch den räumlichen Zusammenhang (siehe auch Kapitel 7.2).

Für den Stromkunden kann der über entsprechende Zertifikate (Herkunftsnachweise bei nicht geförderten Anlagen i. S. d. § 79 EEG 2021) oder über eine entsprechende Kennzeichnung in der Abrechnung ausgewiesene regionale Grünstrom attraktiv sein, wenn er dies zum Beispiel gegenüber seinen Stakeholdern hervorheben möchte.

Für die Autobahn GmbH lassen sich zwei Hauptanwendungsfälle unterscheiden (Bild 5-14):

Im ersten Fall beliefert die Autobahn GmbH auf dem eigenen Gelände einen anderen Verbraucher. Beispielsweise errichtet die Autobahn GmbH auf einem



Rolle	Beschreibung (Verantwortlichkeit)	Ausführende Partei	Wertversprechen für ausführende Partei
Anlagenbetreiber	Betriebsführung; Wartung; Versicherung; Anmeldung Bundesnetzagentur und Hauptzollamt; Erfüllung der regelmäßigen Meldepflichten	Autobahn GmbH	Auslastung der Anlage
Energieversorgungsunternehmen	Beantragung einer Versorgererlaubnis; Belieferung des Kunden; Erfüllung der steuerrechtlichen Pflichten	Autobahn GmbH	Erlöse durch Stromverkauf, vertraglich zugesicherter Preis; lokale Wertschöpfung
Energieverbraucher	Messung Verbrauch; Anpassung Verbrauchsverhalten, falls möglich; Reststrombezug	z. B. Dritter auf Autobahngelände; Industrieunternehmen, Gemeinde	EE-Strom lokaler Herkunft; stabile Strombezugskosten; Entlastung des Verteilnetzes
Marktstammdatenregister	Registrierung der EE-Anlage im Marktstammdatenregister	Bundesnetzagentur	
Finanzbehörde	Erteilung der Versorgererlaubnis; Steuerrechtliche Prüfung	Hauptzollamt	
Herkunftsnachweisregister	Ausstellung von Herkunftsnachweisen	Umweltbundesamt	

Tab. 5-3: Schlüsselrollen und Stakeholder des Geschäftsmodells Direktlieferung

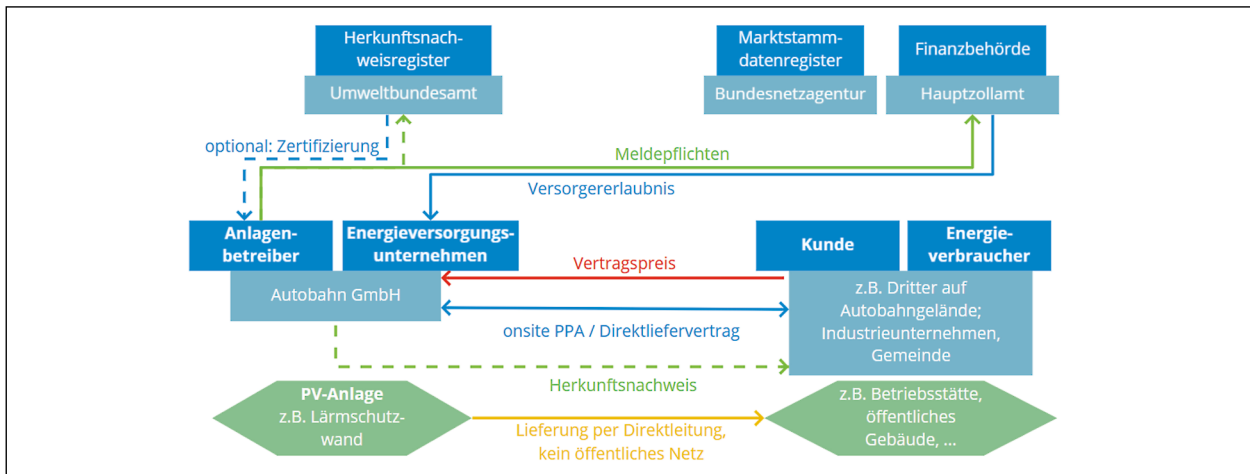


Bild 5-14: Wertschöpfungsmodell des Geschäftsmodells „Direktlieferung“ (Value Creation Design). Dargestellt sind Rollen und Akteure für eine Umsetzung durch die Autobahn GmbH.

Parkplatz mit WC-Anlage eine Parkplatzüberdachung mit Photovoltaik und versorgt damit mehrere E-Ladesäulen, die von einem Dienstleister betrieben werden. Erzeuger und Verbraucher befinden sich auf einem Grundstück, das öffentliche Versorgungsnetz wird für die Stromlieferung aus der PV-Anlage nicht genutzt. Je nach Größe der Anlage lohnt sich eine Registrierung im Herkunftsnachweisregister, so dass der Anbieter des Ladestroms seinen Kunden nachweislich grünen Strom anbieten kann. Der Ladesäulenbetreiber bezieht den Reststrom aus dem öffentlichen Netz bzw. erhöht die Bedarfsdeckung durch einen dezentralen Speicher. Die Möglichkeiten des Netzanschlusses müssen jeweils vor Ort geprüft werden.

Der zweite Fall betrifft EE-Anlagen entlang der Autobahn, die sich nicht auf einem Grundstück mit möglichen Verbrauchern befinden, jedoch in unmittelbarer räumlicher Umgebung.

Finden sich etwa Industriebetriebe oder kommunale Gebäude in der Nähe einer PV-Lärmschutzwand, kann die Autobahn GmbH mit dem Unternehmen oder der Gemeinde die Option der Direktlieferung prüfen. Entlang der Lärmschutzwand kann es auch sinnvoll sein, abschnittsweise mehrere Netzanschlusspunkte bzw. Verbindungen zu Kundenanlagen zu legen.

In beiden Fällen meldet die Autobahn die PV-Anlage an und betreibt diese. Mit dem Direktkunden handelt sie einen Stromliefervertrag aus. Für die Einspeisung von Überschussstrom ins Netz muss weiterhin ein ausreichender Netzanschluss vorhanden sein.

Das Modell der Direktlieferung ist bei entsprechenden räumlichen und technischen Voraussetzungen auch für den Austausch von Energie zwischen unterschiedlichen Verkehrsträgern möglich. So könnte

etwa die Autobahn GmbH Strom an die Deutsche Bahn liefern, siehe Exkurs „Verkehrsträgerübergreifende Direktlieferung“ (Kapitel 6.4.2.3).

### Wirtschaftliche Chancen

Bei den oben genannten Beispielen (PV-Parkplatzüberdachung, PV-Lärmschutzwand) handelt es sich um vergleichsweise teure Bauwerke für PV-Anlagen. Auch der möglicherweise zusätzliche Aufwand für Sicherheit, Wartung und Reparatur entlang von Verkehrswegen muss bei den laufenden Kosten berücksichtigt werden.

Bei der Direktlieferung ohne Nutzung eines Netzes fallen Netznutzungsentgelte und netzseitige Umlagen (KWK-, StromNEV-, Offshore- und Abschaltbare Lasten-Umlage) nicht an.

Bezüglich der Stromsteuer kann auch bei der Direktlieferung in der Regel eine Befreiung genutzt werden. Diese wäre im Einzelfall zu prüfen.

Sollte die Direktleitung auf öffentlichen Verkehrswegen verlegt werden, entsteht in der Regel die Konzessionsabgabe, die an die Kommune vor Ort zu entrichten ist.

Die EEG-Umlage und die Umsatzsteuer fallen hingegen an.

Der Strompreis setzt sich in der Gesamtschau wie in Bild 5-15 dargestellt zusammen.

Eine erste Einschätzung der zu erwartenden Erlöse liefert die Energieagentur Nordrhein-Westfalen mit dem Stromvermarktungsrechner<sup>4</sup>.

Insbesondere für Pilotprojekte in diesem Segment ist abzuwägen, ob Renditeerwartungen im Vorder-

grund stehen oder zunächst die Signalwirkung auf regionaler und Bundesebene in den Vordergrund gestellt wird. Verwaltungsabläufe können mit steigender Anzahl von Projekten effizienter gestaltet werden. Kostensenkungen durch Lerneffekte bei Umsetzung und Betrieb sowie durch Skaleneffekte können mittelfristig die Wirtschaftlichkeit erhöhen.

Parallel zur Direktlieferung, die eine gleichzeitige EEG-Förderung ausschließt, sollte die Direktvermarktung im Marktprämienmodell geprüft werden. Mit den genannten PV-Projekten kann über das zweite Ausschreibungssegment auch für Anlagen über 300 kW ein Anspruch auf Förderung erworben werden (siehe Entscheidungsbaum „Förderfähigkeit“, Kapitel 5.2). Dies kann auch eine Rückfalloption sein, wenn der PPA-Vertrag mit dem Kunden ausläuft.

### Mögliche Hemmnisse

- Kein Abnehmer mit passendem Verbrauchsprofil vorhanden
- Meldepflichten, Verwaltungsaufwand (siehe Rechtlicher Rahmen)
- Umgang mit Reststromversorgung des Kunden
- Netzeinspeisung von Überschussstrom, wenn kein ausreichender Netzanschluss vorhanden ist

### Varianten und Optionen

Um die Direktlieferung als wirtschaftliches Geschäftsmodell für mehr Klimaschutz voranzubringen, könnte die Autobahn GmbH bei potenziellen Kunden dafür werben und beispielsweise Energiepartnerschaften mit Kommunen oder Unternehmen eingehen.

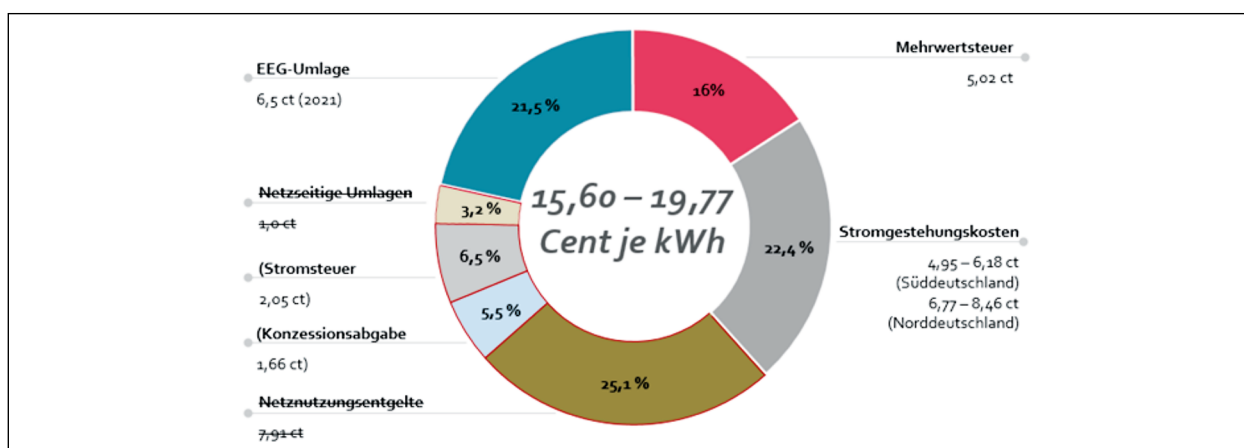


Bild 5-15: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Direktlieferung

<sup>4</sup> <https://www.energieagentur.nrw/finanzierung/stromvermarktung.navi>

Die Verwaltung von Direktlieferverträgen könnte bei den Landesniederlassungen der Autobahn GmbH für mehrere Standorte gebündelt werden, um Verwaltungsaufwand einzusparen.

Überschneidung zum Geschäftsmodell Flächenverpachtung: Eine Direktlieferung kann auch umgekehrt von einem externen Betreiber einer PV-Anlage auf einem Grundstück der Autobahn GmbH an diese selbst (Flächenverpachtung Variante 1) oder an einen Dritten erfolgen (Variante 2, Kapitel 5.3.4).

Bei der Vergabe von Schnellladestandorten an Konzessionäre nach dem neuen Schnellladegesetz sollte geprüft werden, ob die Möglichkeit besteht, den Konzessionär zur Beachtung bestimmter Vorgaben nicht nur bzgl. der Leistung, sondern auch bzgl. des Strombezugs zu verpflichten. Speziell im Hinblick auf bestehende Konzessionsverträge (Tankstellen, Raststätten) ist zu prüfen, ob und unter welchen Voraussetzungen die Bereitstellung von Schnellladeinfrastruktur Gegenstand des Konzessionsvertrags werden kann.

### Praxisbeispiele & Pilotprojekte

- Projekt PV-SÜD könnte sich anbieten für das Modell Direktlieferung, wenn Lieferbedingungen (Direktleitung) zu Tank & Rast-Anlage günstig sind.
- PV auf LSW in Wallersdorf (Energieversorgung des benachbarten Solar-Industrieparks Wallersdorf Nord) (siehe Kapitel 3.3.1)
- PV auf LSW in Neuötting (Versorgung einer nahegelegenen Montessori-Schule) (Kapitel 3.3.1)

### Rechtlicher Rahmen

#### Direktlieferung

Die Vorgaben zur Direktbelieferung von Verbrauchern ergeben sich zunächst aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Gegenüber Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von bis einschließlich 10.000 kWh sind Mindestvertragsinhalte gemäß § 41 EnWG einzuhalten. Zudem sind Stromabrechnungen nach den Maßgaben des § 40 EnWG zu gestalten und die Festlegungen zur Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG zu beachten.

#### Mess- und Eichrecht

Bei der Abrechnung von Strom sind die Vorgaben des Mess- und Eichrechts zu beachten. So sind bei der Abrechnung nach kWh Stromzähler einzusetzen, die über eine Konformitätsbescheinigung nach

der Richtlinie 2004/22/EG über Messgeräte (Measuring Instruments Directive, abgekürzt MID) verfügen.

#### Stromsteuer:

Die Stromsteuerentstehung für Liefermengen ergibt sich aus § 5 Abs. 1 StromStG. Eventuell einschlägiger Befreiungstatbestand ist § 9 Abs. 1 Nr. 3 b) StromStG. Der räumliche Zusammenhang zwischen Erzeugungs- und Entnahmestelle ist in einem Radius von 4,5 km gegeben (§ 12b Abs. 5 StromStV).

Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben:

Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben fallen nach § 17 Abs. 1 StromNEV, § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV, § 17f EnWG, § 18 AbLaV, § 26 Abs. 1 KWKG, § 1 Abs. 2 KAV nur bei Nutzung eines Netzes und nicht bei einer Kundenanlage an.

### 5.3.3 Regionale Direktvermarktung

Hier geht es um die Vermarktung nachweislich regionalen EE-Stroms, mit der Perspektive, eine höhere Vergütung als über die geförderte Direktvermarktung zu erzielen bzw. die Nachfrage nach regionalem Grünstrom zu decken. Dazu müssen standort- und kundenspezifische Bedingungen gegeben sein: Gibt es potenzielle Stromabnehmer im räumlichen Umfeld und sind gleichzeitig die Bedingungen für eine Direktlieferung (Kapitel 5.3.2) ungünstig, kann dennoch ein Stromliefervertrag mit dem Abnehmer angestrebt werden, der die regionale Komponente hervorhebt. Merkmal der regionalen Direktvermarktung ist, dass das öffentliche Stromnetz verwendet wird. Besteht Anspruch auf EEG-Förderung (siehe Entscheidungsbaum „Förderfähigkeit“, Bild 5–8 und Bild 5-9), muss fallspezifisch geprüft werden, ob die freie Vermarktung als Regionalstrom oder die geförderte Direktvermarktung in Verbindung mit Regionalnachweisen i. S. d. § 79a EEG 2021 höhere Erlöse verspricht. Ferner kann die regionale Direktvermarktung eine Ergänzung bei nur teilweise geförderten Anlagen (z. B. PV-Anlage zwischen 300 und 750 kWp, nur 50 % der Einspeisung werden über EEG vergütet) darstellen. Die Förderung ist bei förderfähigen Anlagen im Kontext der regionalen Direktvermarktung eine Rückfalloption, wenn der Liefervertrag mit dem Kunden ausläuft.

Rolle	Beschreibung (Verantwortlichkeit)	Ausführende Partei	Wertversprechen für ausführende Partei
Anlagenbetreiber	Betriebsführung; Wartung; Versicherung; Anmeldung Bundesnetzagentur und Hauptzollamt; Erfüllung der regelmäßigen Meldepflichten	Autobahn GmbH	Erlös durch Vermarktung EE-Strom; regionale Wertschöpfung
Energieverbraucher	Strombezug von Autobahn GmbH oder Regionalem Stromhändler; Messung Verbrauch; Anpassung Verbrauchsverhalten, falls möglich; Reststrombezug	Regionale(s) Unternehmen oder Kommune	EE-Strom regionaler Herkunft; stabile Strombezugskosten
Regionaler Stromhändler (Variante 1)	Abnahme vertraglich vereinbarter Strommengen; Versorgung regionaler Kunden	z. B. Stadtwerke	EE-Ressource für regionales Portfolio; Entlastung des Verteilnetzes
Herkunfts-/ Regionalnachweisregister	Ausstellung von Herkunftsnachweisen (nicht geförderter Strom) bzw. Regionalnachweisen (EEG-geförderter Strom)	Umweltbundesamt	
Bilanzkreisverantwortlicher (Variante 2)	Bilanzkreisbewirtschaftung (siehe Kapitel 5.4)	Autobahn GmbH (Variante 2)	

Tab. 5-4: Schlüsselrollen und Stakeholder des Geschäftsmodells Regionale Direktlieferung

Für den Stromkunden kann der über entsprechende Zertifikate (Herkunftsnachweise bei nicht geförderten Anlagen i. S. d. § 79 EEG 2021 | Regionalnachweise für geförderten Anlagen i. S. d. § 79a EEG 2021) oder über eine entsprechende Kennzeichnung in der Abrechnung ausgewiesene regionale Grünstrom attraktiv sein, wenn er dies zum Beispiel gegenüber seinen Stakeholdern hervorheben möchte.

Die Lösung bietet sich für die Autobahn GmbH für alle Arten von EE-Erzeugungsanlagen an. Voraussetzung ist, dass potenzielle Stromkunden in näherer Umgebung an einem Stromliefervertrag mit regionaler Komponente interessiert sind. Der erzeugungsnahe Verbrauch von Energie entlastet Netze, minimiert Übertragungsverluste, fördert regionale Wertschöpfung und die Akzeptanz für die EE-Anlagen vor Ort.

Die Vermarktung kann über einen Stromhändler erfolgen, der auf regionale Quellen bei der Stromversorgung setzt (Variante 1). So werben viele Stadtwerke bei ihren Kunden mit einem speziellen Tarif, bei dem regionaler Strom aus Erneuerbaren Energien garantiert wird.<sup>5</sup> Die Autobahn GmbH kann aber auch selbst als Stromlieferant (gegenüber Gewerbe oder Verbraucher) auftreten und den eigenen Strom selbst vermarkten (Variante 2a und 2b). In diesem Kontext würde es sich anbieten, falls der Bilanzkreis Autobahn (Kapitel 5.4) umgesetzt wird, diesen zu nutzen. Zwingend ist dies jedoch nicht. Die Autobahn GmbH kann sich auch fremder Bilanzkreise bedienen, wenn die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen hierzu bereit sind.

Die Varianten 1 und 2a stellen eine Form des Power Purchase Agreements (PPA) dar. In Variante 1 wird der Stromliefervertrag mit einem Stromhändler (merchant PPA), in Variante 2a mit dem verbrauchenden Unternehmen (corporate PPA) direkt geschlossen. In Variante 2b würde die Autobahn GmbH einen einfachen Stromliefervertrag mit dem Verbraucher über den PV-Strom abschließen. Dieser Vertrag könnte auch so ausgestaltet werden, dass die Autobahn GmbH zusätzlich weiteren Strom aus anderen Quellen an den Verbraucher verkauft, um dessen Gesamtbedarf vollständig zu jeder Tages- und Nachtzeit zu decken (siehe auch Kapitel 7.3).

In den folgenden Bildern sind die Beziehungen zwischen den beteiligten Parteien bei der regionalen Direktvermarktung über einen regionalen Stromhändler (Bild 5-16) sowie über das Modell Bilanzkreis (Bild 5-17) dargestellt.

Die erste Variante unterteilt sich in zwei mögliche Ausgestaltungen.

In der ersten Ausgestaltung betreibt die Autobahn GmbH eine PV-Anlage, etwa auf einer Lärmschutzwand entlang einer Bundesautobahn, die einer nahe gelegenen Gemeinde Lärmschutz bietet. Die Autobahn GmbH schließt mit dem örtlichen Stadtwerk einen Stromliefervertrag über die Abnahme des PV-Stroms. Die Autobahn GmbH nimmt für diesen Strom keine EEG-Förderung in Anspruch. Das Stadtwerk selbst und beispielsweise die Gemeinde regeln ihrerseits die Abnahme derselben Energiemengen in einem eigenen Vertrag, etwa für den Betrieb von öffentlichen Gebäuden. Die Herkunft des

<sup>5</sup> <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regionale-gruenstromkennzeichnung>

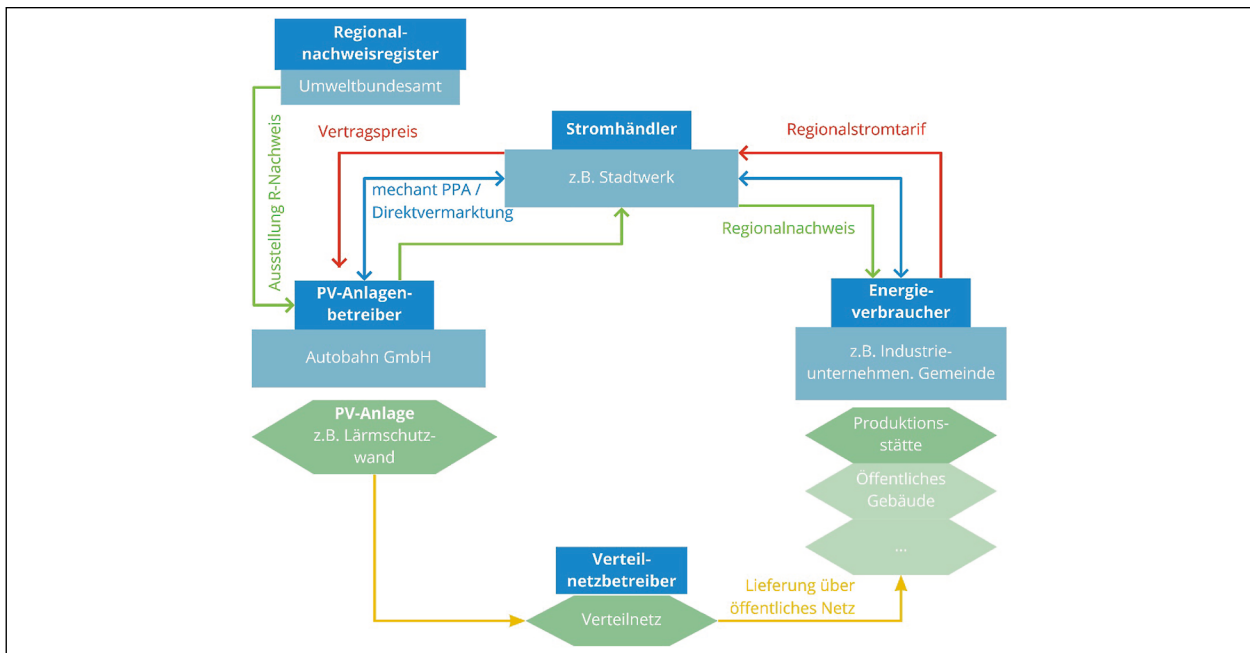


Bild 5-16: Wertschöpfungsmodell (Value Creation Design) des Geschäftsmodells „Regionale Direktvermarktung“, Variante 1 „Regionalstromhändler“

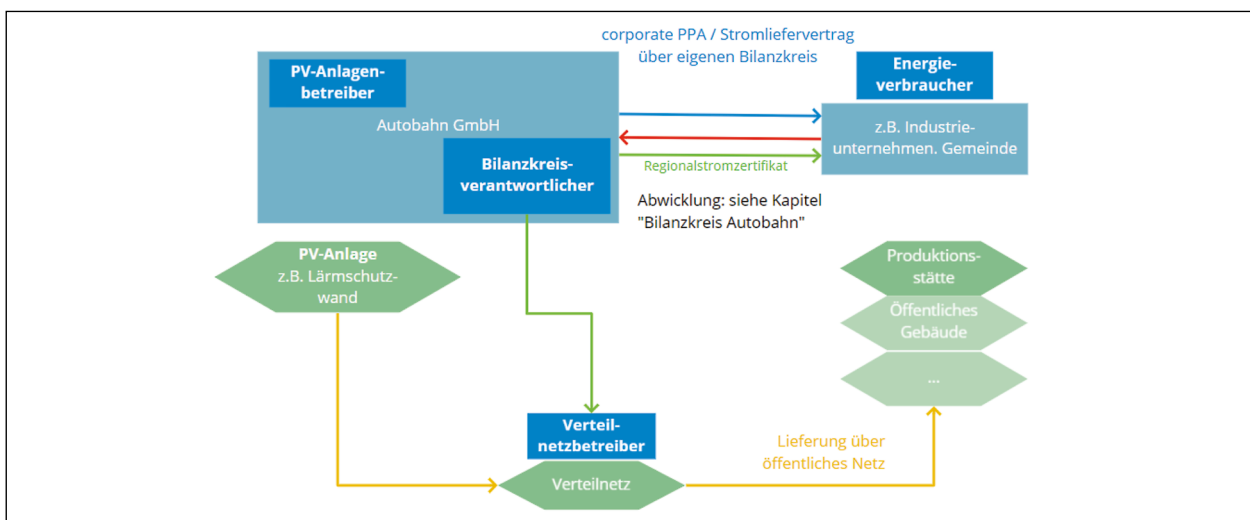


Bild 5-17: Wertschöpfungsmodell (Value Creation Design) des Geschäftsmodells „Regionale Direktvermarktung“, Variante 2 „eigener Bilanzkreis“

Stroms wird in der Abrechnung vom Stadtwerk im Rahmen der Stromkennzeichnung dann als Strom von der benachbarten PV-Anlage ausgewiesen.

In der zweiten Ausgestaltung nimmt die Autobahn GmbH im Unterschied zur ersten Ausgestaltung die geförderte Direktvermarktung i. S. d. EEG für den PV-Strom in Anspruch und das örtliche Stadtwerk ist in dieser Konstellation der Direktvermarkter. Die Autobahn GmbH als PV-Anlagenbetreiber registriert sich beim Umweltbundesamt für das Regionalnachweisregister (§ 79a EEG 2021). Die ausgestellten Regionalnachweise für den erzeugten PV-Strom werden dann auf Basis des Liefervertrags an

die Stadtwerke übertragen. Die Regionalnachweise kann dann das Stadtwerk gegenüber der belieferten Gemeinde als Dokumentation des Regionalstroms nutzen und entsprechend in der Abrechnung den Strom als regional ausweisen.

Die Autobahn GmbH muss für einzelne Anlagen die Regionalnachweise beim Regionalnachweisregister, einem Zusatzangebot des Herkunftsnachweisregisters, beantragen<sup>6</sup>. Sie muss standortspezifisch mit einem entsprechenden Stromhändler einen Vertrag aushandeln.

<sup>6</sup> [https://www.hknr.de/Uba\\_Herkunftsnachweisregister\\_des\\_Umweltbundesamtes](https://www.hknr.de/Uba_Herkunftsnachweisregister_des_Umweltbundesamtes)

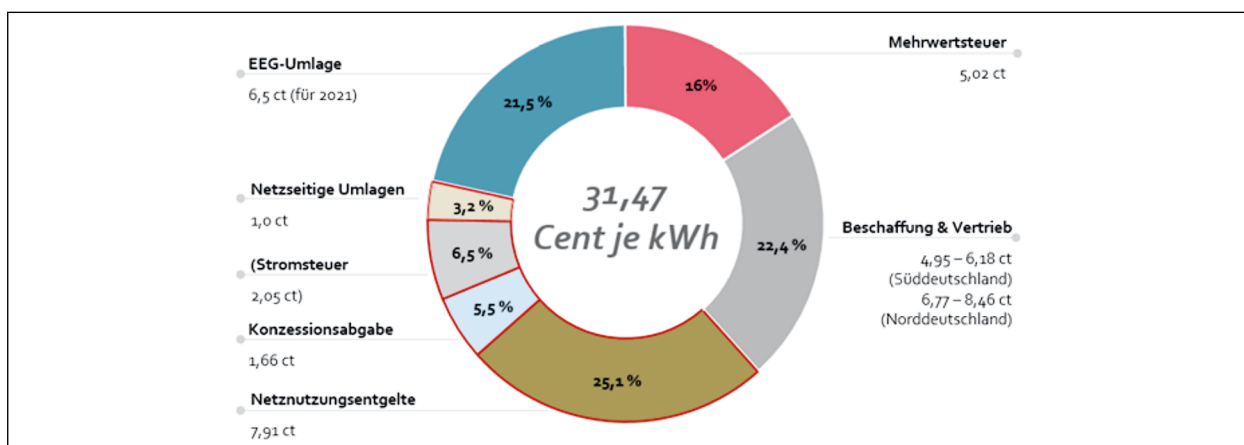


Bild 5-18: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Regionale Direktvermarktung

Die zweite Variante sei hier nur kurz skizziert, da dieses Modell stark überlappt mit dem Managementkonzept eines bundeseigenen Bilanzkreises „Autobahn“. Wie in Variante 1 geht es um die Belieferung regional ansässiger Unternehmen oder öffentlicher Betriebe. Die Autobahn GmbH übernimmt hierbei selbst die Aufgaben der Direktvermarktung, indem sie mit den Verbrauchern eigene Stromlieferverträge, sogenannte corporate PPAs abschließt.

Das Modell der Regionalen Direktvermarktung ist bei entsprechenden räumlichen Voraussetzungen auch für den Austausch von Energie zwischen unterschiedlichen Verkehrsträgern möglich. So könnte etwa die Autobahn GmbH Strom an die Deutsche Bahn liefern, siehe Exkurs „Deutsche Bahn Energie als möglicher Abnehmer von PV-Strom“ (am Ende dieses Kapitels) sowie Exkurs „Verkehrsträgerübergreifende Direktvermarktung“ (Kapitel 6.4.3.4).

### Wirtschaftliche Chancen

Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit sollte genau geprüft werden, ob eine gezielt regionale Versorgung Vorteile bringt. Über den betriebswirtschaftlichen Nutzen hinaus spielen möglicherweise auch Effekte wie ein positives Image oder der Aufbau von Vertriebskapazitäten eine Rolle.

In Bezug auf die Strompreiszusammensetzung ergeben sich aufgrund der Netznutzung im Vergleich der regionalen Direktvermarktung zu anderen Stromprodukten keine signifikanten Unterschiede. Lediglich eine Stromsteuerbefreiung wäre zu prüfen, die eine Einsparung von 2,05 ct/kWh ergeben würde.

### Mögliche Hemmnisse

- Es muss ein geeigneter Netzanschluss vorhanden sein. Bei Lärmschutzeinrichtungen sind

ggfs. mehrere Anschlüsse entlang des Bauwerks sinnvoll.

- Verwaltungsaufwand für regionalen Vertrieb: Vertragsgestaltung für verschiedene Ausgestaltungsvarianten, Beantragung von Herkunfts- oder Regionalnachweisen

### Varianten und Optionen

Um die regionale Direktvermarktung als wirtschaftliches Geschäftsmodell für mehr Klimaschutz voranzubringen, könnte die Autobahn GmbH bei potenziellen Kunden dafür werben und beispielsweise Energiepartnerschaften mit Kommunen oder Unternehmen eingehen.

Die zentrale Verwaltung von Stromlieferverträgen für mehrere Standorte wäre ein weiterer Schritt zu einem eigenen EE-Verbund bei der Autobahn GmbH und könnte im Rahmen einer eigenen Bilanzkreisbewirtschaftung effizient abgewickelt werden. Für Variante 2 ist die Führung eines Bilanzkreises ohnehin notwendig. Diese sowie weitere Aufgaben des Stromhandels kann die Autobahn GmbH schrittweise selbst übernehmen, um damit Synergien bei der Bewirtschaftung eines größeren Portfolios von EE-Anlagen zu heben. Das Konzept dazu ist ausführlich in Kapitel 5.4 beschrieben.

Will eine ortsansässige Kommune oder ein Unternehmen sich auch bei der Errichtung und dem Betrieb der Anlage engagieren, ist wiederum das Modell der Flächenverpachtung (Kapitel 5.3.4) in Betracht zu ziehen.

Für die regionale Direktvermarktung hervorzuheben ist, dass die Herkunft des EE-Stroms nachgewiesen und beim Handel nutzbringend eingesetzt wird.

### Praxisbeispiele & Pilotprojekte

Ein Projekt wie in Variante 1 beschrieben könnte als Pilotprojekt an einem Standort mit entsprechenden Voraussetzungen (Lärmschutzeinrichtung, benachbarte Kommune) umgesetzt werden, um Lerneffekte für Planung, Genehmigung, Vertragsgestaltung, Betrieb und Verwaltung bei allen beteiligten Parteien zu erzielen. Ein konkretes Projektbeispiel ist die PV-Anlage auf der LSW in Münsingen, Schweiz (Kapitel 3.3.1). Der erzeugte Strom wird an der Ökostrombörse der „Energistadt“ Münsingen gehandelt.

### Rechtlicher Rahmen

Stromlieferung an Stromhändler (ohne geförderte Direktvermarktung)

Die Stromlieferung eines Anlagenbetreibers an einen Stromhändler unterliegt allgemeinen Regelungen, d. h. insbesondere allgemeinem Vertragsrecht (AGB Wettbewerbsrecht usw.).

Strombelieferung von Letztverbrauchern

Besonderheiten bei der Belieferung von Verbrauchern ergeben sich aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Gegenüber Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von bis einschließlich 10.000 kWh sind Mindestvertragsinhalte gemäß § 41 EnWG einzuhalten. Zudem sind Stromabrechnungen nach den Maßgaben des § 40 EnWG zu gestalten und die Festlegungen zur Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG zu beachten. Im Übrigen gilt allgemeines Vertragsrecht (AGB-Recht, Wettbewerbsrecht usw.).

Stromsteuer:

Die Stromsteuerentstehung für Liefermengen ergibt sich aus § 5 Abs. 1 StromStG.

Eventuell einschlägiger Befreiungstatbestand ist § 9 Abs. 1 Nr. 3 b) StromStG. Der räumliche Zusammenhang zwischen Erzeugungs- und Entnahmestelle ist in einem Radius von 4,5 km gegeben (§ 12b Abs. 5 StromStV).

Geförderte Direktvermarktung und Regionalnachweisregister:

Die gesetzlichen Vorgaben zur geförderten Direktvermarktung und zum Regionalnachweisregister ergeben sich aus den §§ 19, 20, 48 und 79a EEG 2021.

### Exkurs: Die Deutsche Bahn als möglicher Abnehmer von PV-Strom [121]

Die DB Energie ist der fünftgrößte Energieversorger in Deutschland. Sie betreibt einerseits das bundesweite 16,7 Hz-Bahnstromnetz und andererseits eine Vielzahl von 50 Hz-Verteilnetzen. Dabei wird über das Bahnstromnetz mittels Hochspannung (110 kV) die elektrische Energie zur Traktion der Züge übertragen. Die elektrifizierten Eisenbahnstrecken mit dem Spannungsniveau 15 kV haben eine Länge von 19.715 km. Über Verteilnetze, die als Arealnetze in der Nieder- und Mittelspannung angelegt sind, werden Bahnhöfe und Bahnanlagen versorgt (Liegenschaften). Der Gesamtumsatz der DB Energie beläuft sich auf rund 2,7 Milliarden € pro Jahr. Dies umfasst u. a. die Traktionsenergie der Züge sowie die Versorgung der Liegenschaften. Der Jahresverbrauch im Bahnstromnetz umfasst rund 10 T/Wh und in den Liegenschaften rund 1,5 T/Wh. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Traktionsenergie des DB-Konzerns beträgt zurzeit 62 %. Die Deutsche Bahn AG will bis 2038 einen EE-Anteil an der Traktionsenergie von 100 % erreichen. Dieses Ziel ist an den Kohleausstieg geknüpft. Darüber hinaus ist es das Ziel der Deutschen Bahn AG, bis 2040 klimaneutral zu sein.

### Potenzial für PV an der Schiene

Für die Errichtung von PV-Modulen an oder auf Eisenbahnbetriebsmitteln gelten hohe Sicherheits- und Technikanforderungen. Bisherige Erfahrungen mit PV-Anlagen auf Lärmschutzwänden zeigen, dass diese sehr stark verschmutzt werden. Ein Hemmnis für den Bau kann eine mitunter komplexe Gemengelage am jeweiligen Standort sein: Unklarheit der Zuständigkeit der Behörde (Eisenbahnbundesamt oder Landesbaubehörde), technische Voraussetzungen, räumliche Lage, jeweilige Sicherheitsanforderungen etc. Manchmal ist nur eine Baugenehmigung notwendig, manchmal ein Planfeststellungsverfahren.

Es gibt bereits Erfahrung mit Flächenverpachtungen. Dabei geht es in der Regel um Einspeisung mit EEG-Vergütung, die Bahn tritt dabei selbst nicht als Abnehmer des erzeugten Stroms auf.

### Erfahrungen mit PPA

Zur Deckung des Energiebedarfs aus Erneuerbaren Quellen spielen PPA-Verträge eine zunehmende Rolle. Die DB Energie hat seit 2019 bereits 13 PPA-Verträge abgeschlossen, die eine Energie-



menge von 15 TWh umfassen. Um Risiken zu minimieren, wird eine Strategie der Vielfalt verfolgt:

- Energieträger: Windenergie (Onshore und Offshore) nimmt etwas mehr als die Hälfte ein, Solarenergie ca. 27 %, Wasserkraft ca. 21 %.
- Einspeiseregionen: national, europäisch
- Laufzeiten: 1, 5, 10, 15, 20 Jahre, der Schwerpunkt liegt bei 5 und 10 Jahren.
- Preisgestaltung: fix, floating, gestaffelt. Je mehr Risikoübernahme durch DB Energie, umso niedriger muss der Preis sein.
- Unterschiedliche Kontrahenten

Die Beschaffung erfolgt prinzipiell über EU-weite Vergaben, Handelsmärkte und bilaterale Verhandlungen.

Die DB hat bereits umfassende Erfahrungen mit mittel- bis langfristigen PPAs. Eine Risikosteuerung über Hedging ist jedoch nur maximal für einen Fünf-Jahres-Zeitraum möglich. Noch ist wenig Liquidität am PPA-Markt vorhanden. Der gesetzliche Rahmen ist noch zu sehr auf die EEG-Vergütung ausgerichtet, die weiterhin von den Anbietern als sicherer Erlösrahmen bevorzugt wird, sobald ein Anspruch besteht. Der Markt wird dadurch zu wenig angeregt. Um Rahmenbedingungen für PPAs zu verbessern, werden Standards bei der Vertragsgestaltung als hilfreich angesehen.

#### **Chancen und Risiken der Beschaffung von EE-Strom**

Die DB beschafft zurzeit EE nur aus Anlagen, die größer als 20 MW sind. Angesichts des damit einhergehenden hohen personellen und technischen Aufwands ist es für die DB Energie zu aufwändig, den Bedarf aus kleineren Anlagen zu decken. Auch werden die damit verbundenen Transaktionskosten für Einkauf und Bilanzierung als zu hoch angesehen.

PPA-Verträge aus aggregierten Kleinanlagen wären ggf. eine Beschaffungsoption. Dies könnte z. B. über einen Intermediär erfolgen. Eine weitreichende Digitalisierung würde helfen, Kleinanlagen gesammelt zu nutzen. Benötigt würden etwa handelbare Standardprodukte für Regionen.

#### **Einspeisung von EE-Strom in das Bahnstromnetz**

Einspeisungen in das Bahnstromnetz sind grundsätzlich möglich. Technische Voraussetzung wäre freilich, dass die Stromerzeugungsanlagen über technische Einrichtungen verfügen (z. B. Umrichter), um den für den Bahnbetrieb erforderlichen 16,7 Hz-Strom einspeisen zu können.

#### **Dezentrale Tank- und Ladeinfrastrukturen**

Die Entwicklung und Erprobung alternativer Antriebssysteme spielt vor dem Hintergrund nicht elektrifizierbarer Strecken eine Rolle für die Bahn. Auf einzelnen Strecken werden bereits Wasserstoffzüge und batteriebetriebene Züge pilothaft eingesetzt bzw. vorbereitet und wissenschaftlich begleitet.

Der künftige Bedarf für dezentrale Tank- oder Ladeinfrastrukturen wird als deutlich zunehmend eingeschätzt, er lässt sich aber noch nicht quantifizieren. Die Nachfrage nach dezentral bereitgestelltem Grünstrom könnte hierdurch steigen.

#### **5.3.4 Flächenverpachtung**

Falls die Autobahn GmbH über Flächen verfügt, die sie gerne für die Erzeugung von Erneuerbarem Strom verwenden, aber nicht selbst betreiben möchte, kommt die Option der Flächenverpachtung an einen Anlagenbetreiber infrage. Ein privater oder öffentlicher Betreiber errichtet eine PV-Anlage auf der verpachteten Fläche und beliefert entweder die Autobahn GmbH (Variante 1) oder Dritte (Variante 2) mit dem erzeugten Strom. Andere Optionen, wenn die Autobahn GmbH Anlagenbetreiber bleibt und einzelne Dienstleistungen wie Anlagenerrichtung und Finanzierung oder technische Betriebsführung an einen Dritten abgibt (Varianten 3a und 3b), werden im Weiteren nicht betrachtet, weil in diesem Fall die Autobahn GmbH andere, zuvor beschriebene Vergütungs- und Vermarktungsmodelle verfolgen kann.

Die Verpachtungskonditionen inklusive Pachtentgelt, Dauer, Nutzungsanforderungen werden in einem Pachtvertrag zwischen der Autobahn GmbH und dem Anlagenbetreiber geregelt. In einem Stromliefervertrag wird die Stromlieferung an die Autobahn GmbH als Verbraucher (Variante 1) inklusive Strompreis, Liefermengen, Laufzeit und Ausfall festgelegt.



Das Geschäftsmodell der Flächenverpachtung weist eine besondere Attraktivität auf, wenn zur Verfügung stehende Flächen für die EE-Stromerzeugung primär schnell erschlossen werden und der Aufwand des Anlagenbetriebs und der Stromvermarktung größtenteils vermieden werden sollen. Dabei kommt die Variante 1 der Eigenversorgung nahe. Der Unterschied besteht darin, dass die Anlage von einem Dritten betrieben wird und dieser Strom an die Autobahn GmbH liefert. Der Strompreis setzt sich wie oben bei Direktlieferung beschrieben zusammen (Stromgestehungskosten, EEG-Umlage, Mehrwertsteuer, ggfs. Stromsteuer und Konzessionsabgabe). Die Überschussmengen, die auf dem Betriebsgelände der Autobahn GmbH nicht verbraucht werden, können über den Markt verkauft, an einen anderen Kunden geliefert oder, falls die Anlage förderfähig ist, gegen die EEG-Vergütung ins öffentliche Netz eingespeist werden. Bei der Variante 2 ist die Stromlieferung an die Autobahn GmbH nicht vorgesehen, alle anderen Vertriebsoptionen kommen aber ins Spiel (Eigenverbrauch des Anlagenbetriebers, Direktlieferung, Direktvermarktung, Netzeinspeisung).

Durch die Verlagerung der wirtschaftlichen Risiken der Errichtung und des Betriebs von Energieerzeugungsanlagen auf einen Dritten kann die Autobahn GmbH neue zukunftsweisende Konzepte erproben

und durch Ausschreibungen passende Partner finden, die diese Konzepte umsetzen. Ein Beispiel dafür ist die Errichtung der PV-Anlage auf der Autobahneinhausung an der A3 zwischen Goldbach und Hösbach. Die Autobahndirektion Nordbayern hat die Verpachtung des Daches der Einhausung ausgeschrieben, worauf sich viele, auch etablierte Marktteilnehmer beworben haben und somit die Errichtung der ersten PV-Anlage auf einer Autobahneinhausung in Deutschland initiiert. Dank des optimalen Designs ist der Energieertrag hoch und der Anlagenbetreiber erzielt beachtliche Gewinne aus der EEG-Vergütung, die damals (2007) noch wesentlich höher ausfiel als 2021.

Für das Geschäftsmodell Flächenverpachtung sind zwei Haupt-Anwendungsfälle zu unterscheiden, bei denen die Autobahn GmbH nicht der Anlagenbetreiber ist (Bild 5-19).

Im ersten Fall (Variante 1) wird der erzeugte Strom hauptsächlich oder ausschließlich an die Autobahn GmbH verkauft. Beispielsweise verpachtet die Autobahn GmbH das Dach einer Autobahnmeisterei an einen Dritten und verbraucht den PV-Strom von Aufdachanlagen selbst. Der Fall tritt ebenfalls ein, wenn auf einem Lärmschutzwall PV-Anlagen von einem Dritten errichtet werden und der Strom in einem naheliegenden Betriebsgebäude der Autobahn GmbH

Rolle	Beschreibung (Verantwortlichkeit)	Ausführende Partei	Wertversprechen
Anlagenbetreiber	Betriebsführung; Wartung; Vertragsabschluss mit den Stromverbrauchern/Direktvermarkter; Anmeldung Bundesnetzagentur und Hauptzollamt, Erfüllen der regelmäßigen Meldepflichten, Versicherung	Eine private oder öffentliche Partei	Gesicherte Stromabnahme durch Autobahn GmbH (Variante 1); Auslastung der Anlage
Energieversorgungsunternehmen	Beantragung einer Versorgererlaubnis; Belieferung des Kunden; Erfüllung der steuerrechtlichen Pflichten	Eine private oder öffentliche Partei	Erlöse durch Stromverkauf, vertraglich zugesicherter Preis; lokale Wertschöpfung
Energieverbraucher	Messung Verbrauch; Anpassung Verbrauchsverhalten, falls möglich; Reststrombezug	Autobahn GmbH (Variante 1); z. B. ein Industrieunternehmen (Variante 2)	EE-Strom lokaler Herkunft; stabile reduzierte Strombezugskosten; Entlastung des Verteilnetzes
Pächter	Nutzung der Fläche wie im Pachtvertrag geregelt; Entrichtung des Pachtentgeltes	Eine private oder öffentliche Partei	Nutzung vorhandener Flächen
Verpächter	Auswahl des Pächters, ggf. in einer Ausschreibung; Pachtvertragsschluss	Autobahn GmbH	Zusatzerlös; Erschließung der Flächen für EE-Stromerzeugung
Marktstammdatenregister	Registrierung der EE-Anlage im Marktstammdatenregister	Bundesnetzagentur	
Finanzbehörde	Erteilung der Versorgererlaubnis; Steuerrechtliche Prüfung	Hauptzollamt	
Herkunftsnachweisregister	Ausstellung von Herkunftsnachweisen	Umweltbundesamt	

Tab. 5-5: Schlüsselrollen und Stakeholder des Geschäftsmodells Flächenverpachtung

verbraucht wird. Die Überschussstrommengen, falls sie anfallen, kann der Anlagenbetreiber an einen anderen Kunden direkt verkaufen, über einen Direktvermarkter vertreiben oder ins Netz einspeisen, je nachdem was rechtlich infrage kommt und maximalen Erlös erbringt. Diverse Dienstleistungsverträge für Betriebsführung, Wartung, Versicherung etc. werden von dem Anlagenbetreiber ausgehandelt und geschlossen. Die wirtschaftlichen Vorteile, die sich aus dem Betrieb der PV-Anlage ergeben, liegen bei dem Anlagenbetreiber. Durch den räumlichen Zusammenhang kommt es zur Reduktion von Strompreisbestandteilen wie Netzentgelten, netzseitigen Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgaben.

Im zweiten Fall (Variante 2) tritt die Autobahn GmbH nur noch als Verpächter auf und bekommt den auf den verpachteten Flächen erzeugten Strom nicht. Diese Konstellation findet sich in den Best-Practice Beispielen, wie PV-Anlagen auf der Autobahneinhausung an der A3 und auf dem Lärmschutzwall in Töging, wo der Strom ins Netz eingespeist wird. Die wirtschaftlichen Vorteile aus dem Betrieb der PV-Anlage und Stromvermarktung liegen beim Anlagenbetreiber.

### Wirtschaftliche Chancen

Wenn man hohe Anfangsinvestitionen in Energieerzeugungsanlagen nicht aufbringen und dabei

brachliegende Flächen, die für Energieerzeugung geeignet sind, nutzen möchte, stellt die Flächenverpachtung ein attraktives Geschäftsmodell dar. In der Variante 1 profitiert man zum einen vom Pachtentgelt, zum anderen von reduzierten Strombezugskosten im Vergleich zum Netzbezug. Das Pachtentgelt kann relativ hoch ausfallen. Beispielsweise bekommt das Autobahnamt für die Verpachtung des Lärmschutzwalls in Töging 1,5 % der Einspeisevergütung. Daten zum tatsächlichen Energieertrag liegen nicht vor. Wenn man mit einem Durchschnittswert für PV-Lärmschutzwälle rechnet, kassiert der Anlagenbetreiber zwischen etwa 330.000 Euro (wenn die Anlage als Freiflächenanlage angesehen wird) und 410.000 Euro (wenn die Anlage einer Dachflächenanlage gleichgestellt wird) pro Jahr. Die Einnahmen des Autobahnamts belaufen sich auf 5.000 bis 6.000 Euro im Jahr, also 100.000 bis 120.000 Euro über den Förderzeitraum.

Bei der Belieferung der Autobahn GmbH innerhalb einer Liegenschaft oder über eine Direktleitung und ohne Nutzung des vorgelagerten Netzes fallen Netznutzungsentgelte und netzseitige Umlagen (KWK-, StromNEV-, Offshore- und Abschaltbare Lasten-Umlage) nicht an.

Bezüglich der Stromsteuer kann in diesem Kontext in der Regel eine Befreiung genutzt werden. Diese wäre im Einzelfall zu prüfen.

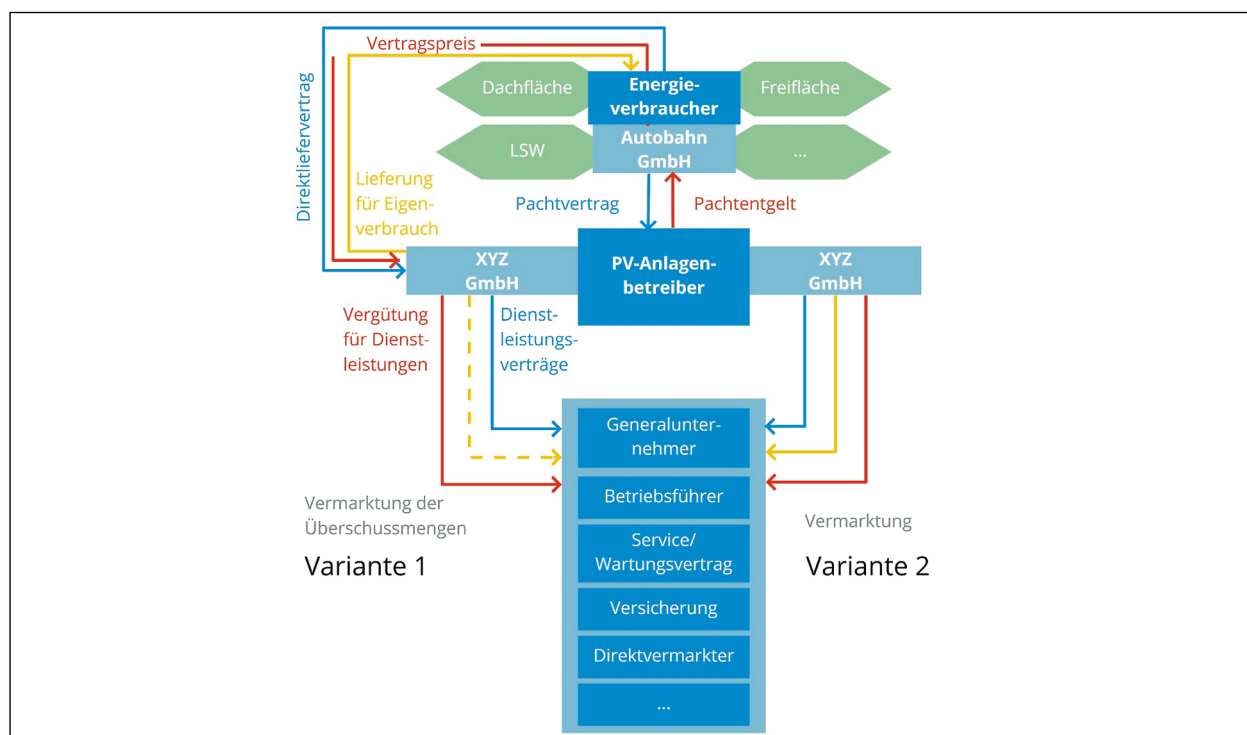


Bild 5-19: Wertschöpfungsmodell (Value Creation Design) des Geschäftsmodells „Flächenverpachtung“, Variante 1 „Direktlieferung an die Autobahn GmbH“ und 2 „Vermarktung an Dritte“

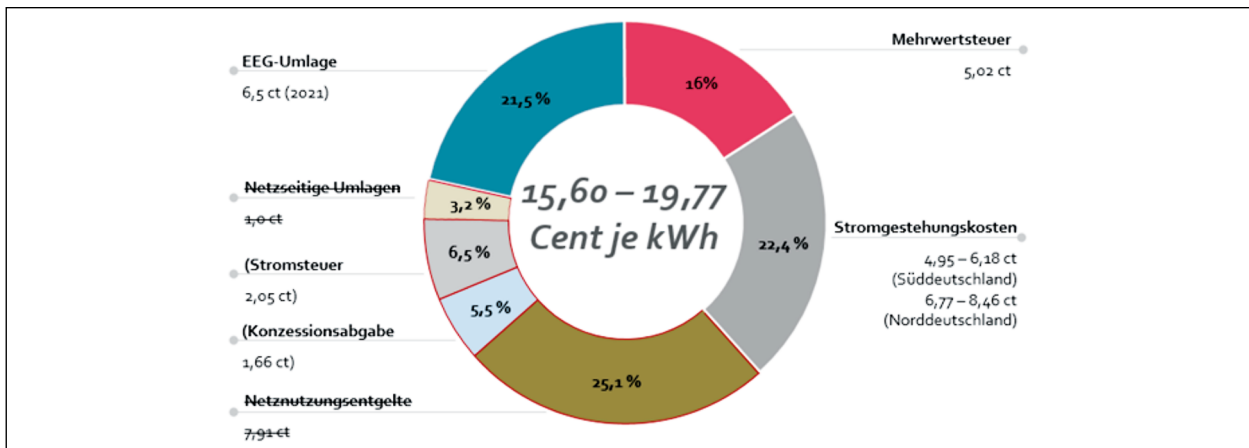


Bild 5-20: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Flächenverpachtung. Da der Preis unabhängig davon ist, wer Erzeuger und wer Verbraucher ist, ergibt sich der gleiche Preis wie bei der Direktlieferung

Sollte die Direktleitung auf öffentlichen Verkehrswegen verlegt werden, entsteht in der Regel die Konzessionsabgabe, die an die Kommune vor Ort zu entrichten ist.

Die EEG-Umlage und die Umsatzsteuer fallen hingegen an.

Der Strompreis setzt sich in der Gesamtschau wie in Bild 5-20 dargestellt zusammen:

### Mögliche Hemmnisse

- Die Verpachtungskonditionen können sich im Nachhinein als ungünstig (bspw. Pachtentgelt zu niedrig, der Pächter hält sich nicht an Vertragsbedingungen) ergeben.
- Zu hoher Strompreis im Stromliefervertrag bei Variante 1
- Keine Lern- und Skaleneffekte bei Umsetzung und Betrieb von EE-Projekten an und auf Verkehrsträgern, dadurch kein Wissenserwerb und Kostensenkungen. Das gesamte Know-how und wirtschaftliche Vorteile bleiben beim Anlagenbetreiber.
- Es kann sich im Nachhinein herausstellen, dass der eigene Betrieb aus wirtschaftlichen und anderen Perspektiven doch profitabler gewesen wäre.

### Varianten und Optionen

Um zielgerichtet zur Realisierung von innovativen Projekten zu verhelfen, kann die Autobahn GmbH Ausschreibungen zur Flächenverpachtung so ausgestalten, dass Pächter verpflichtet ist, innovative Technologien bei der Stromerzeugung einzusetzen.

Im Idealfall erklärt sich eine ortsansässige Kommune oder ein Unternehmen bereit, die Anlage im Rahmen einer langfristigen nachhaltigen Energiepartnerschaft mit der Autobahn GmbH zu errichten und zu betreiben.

Überschneidung zum Geschäftsmodell Direktlieferung: Wenn die Autobahn GmbH als Energielieferant die Kunden auf dem eigenen Gelände oder über eine Direktleitung ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes mit Strom beliefert (Kapitel 5.3.2).

### Praxisbeispiele & Pilotprojekte

- Verpachtung von Parkplatzüberdachungen an Investoren für Einrichtung und Betrieb von PV-Aufdächanlagen. Der erzeugte Strom wird vor Ort für Ladeinfrastruktur, Beleuchtung und ggf. Zwischenspeicherung in einem Batteriespeicher und Netzeinspeisung verwendet.
- Verpachtung von Dach- und Freiflächen der Deutschen Bahn AG an EE-Anlagenbetreiber, inklusive Vermietung von Dächern von Bahnhofsgebäuden und Bahnsteigüberdachungen an Dritte zur Solarstromerzeugung im Rahmen des Dachvermietungsmodells.
- Best-Practice Beispiele (für Details siehe Kapitel 3.3.1): PV auf Lärmschutzwall in Töging an der A94, PV auf Autobahneinhausung an der A3 zwischen Goldbach und Hösbach

### Rechtlicher Rahmen

Pachtvertrag:

Die Vorgaben für den Pachtvertrag ergeben sich im Wesentlichen aus dem BGB (§§ 581 ff. BGB).

## Stromlieferung an die Autobahn GmbH

Die Vorgaben zur Stromlieferung an die Autobahn GmbH als Verbrauchern ergeben sich zunächst aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Gegenüber Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von bis einschließlich 10.000 kWh sind Mindestvertragsinhalte gemäß § 41 EnWG einzuhalten. Zudem sind Stromabrechnungen nach den Maßgaben des § 40 EnWG zu gestalten und die Festlegungen zur Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG zu beachten. Im Übrigen gilt allgemeines Vertragsrecht (AGB-Recht, Wettbewerbsrecht usw.).

### Mess- und Eichrecht

Bei der Abrechnung von Strom sind die Vorgaben des Mess- und Eichrechts zu beachten. So sind bei der Abrechnung nach kWh Stromzähler einzusetzen, die über eine Konformitätsbescheinigung nach der Richtlinie 2004/22/EG über Messgeräte (Measuring Instruments Directive, abgekürzt MID) verfügen.

### Stromsteuer:

Die Stromsteuerentstehung für Liefermengen ergibt sich aus § 5 Abs. 1 StromStG.

Eventuell einschlägiger Befreiungstatbestand ist § 9 Abs. 1 Nr. 3 b) StromStG. Der räumliche Zusammenhang zwischen Erzeugungs- und Entnahmestelle ist in einem Radius von 4,5 km gegeben (§ 12b Abs. 5 StromStV).

Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben:

Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben fallen nach § 17 Abs. 1 StromNEV, § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV, § 17f EnWG, § 18 AbLaV, § 26 Abs. 1 KWKG, § 1 Abs. 2 KAV nur bei Nutzung eines Netzes und nicht bei einer Kundenanlage an.

## 5.4 Bilanzkreis Autobahn

### 5.4.1 Wesen des Bilanzkreismanagements

Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Energiemengenkonto. Er stellt die Verbindung dar zwischen der virtuellen Welt des Stromhandels und der physischen Welt der Energieerzeugung und des -verbrauchs dar und soll damit auch einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Mithilfe der Bilanzkreise wird sichergestellt, dass nur genau die Energie verkauft oder ge-

liefert werden kann, die produziert oder gefördert wurde und dass jeder Energielieferant seine benötigten Mengen auch exakt entweder auf den Energiemärkten oder über eigene Erzeugung bzw. Förderung beschafft hat.

Dementsprechend gilt:  $\text{Summe Einspeisungen} + \text{Summe Käufe} = \text{Summe Verkäufe} + \text{Summe Auspeisungen}$ .

Verbleibende Ungleichgewichte werden durch den Bilanzkreisadministrator des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) ausgeglichen (= Ausgleichsenergie) und verrechnet (als Käufe oder Verkäufe). Wirtschaftliches Ziel des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) ist es, den Ausgleichsenergiebedarf bzw. die damit zusammenhängenden Kosten und Risiken zu minimieren.

Die Bilanz wird für jede einzelne Viertelstunde erstellt und die Abweichungen dementsprechend in jeder einzelnen Viertelstunde ermittelt. Zu beachten ist dabei, dass obwohl das deutsche Stromnetz in vier Regelzonen aufgeteilt ist, die Abweichungen de facto über alle vier Regelzonen wirtschaftlich saldiert werden können, da in allen vier Regelzonen einheitliche, regelzonenübergreifende Bilanzausgleichsenergiepreise (reBAP) verrechnet werden. Auch wenn also ein Bilanzkreisverantwortlicher grundsätzlich zu einer möglichst ausgeglichenen Viertelstunden-Leistungsbilanz in jeder einzelnen Regelzone verpflichtet ist, gleichen sich gegenläufige Prognosefehler in den verschiedenen Regelzonen im wirtschaftlichen Ergebnis aus.

#### 5.4.1.1 Aufgaben des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)

Im Wesentlichen lassen sich drei Hauptaufgaben eines BKV unterscheiden:

- Prognoseerstellung

Am Vortag ist für jede Viertelstunde des Folgetages ein Wert zu prognostizieren – sei es für den Verbrauch aller Verbraucher im Bilanzkreis, sei es für alle Einspeiser oder für alle entsprechenden Saldi. Dies ist analytisch sehr anspruchsvoll, da sowohl geeignete mathematische Prognosemodelle als auch ihre Parametrierung initial auszuwählen als auch im laufenden Betrieb weiterentwickelt werden müssen. Zudem sind oftmals auch sehr kurzfristige Anpassungen notwendig, das funktioniert nur mit einem entsprechendem Automatisierungsgrad.

- Fahrplanmanagement

Dies betrifft die buchhalterische Abwicklung der Prognosen und der dazugehörigen Handelsgeschäfte und ist einerseits Tagesgeschäft, andererseits aber auch untertägig aufgrund kurzfristig eingehender neuer Prognosen. Insofern ist hier buchhalterische Präzision unter einem kontinuierlich hohen Zeitdruck gefragt.

- Bilanzkreisabrechnungsprüfung

Bei dieser Kontrollfunktion ist ein sehr hohes Datenvolumen aus verschiedenen internen und externen Datenquellen zu bewältigen, inkl. möglicher Änderungen ex-post bei extern vorgegebenen kurzen Reaktionszeiten.

Bilanzkreisverträge als Geschäftsgrundlage zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen und dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber werden von der Bundesnetzagentur vorgegeben (zuletzt mit Beschluss vom 12.04.2019) und sind dementsprechend standardisiert und nicht verhandelbar. Sie stehen auf den Seiten der Übertragungsnetzbetreiber zum Download bereit.

Analog werden alle wesentlichen Prozesse detailliert von der Bundesnetzagentur vorgegeben und regelmäßig aktualisiert. Für das Bilanzkreismanagement (BKM) von besonderer Relevanz sind dabei die „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS, aktuell gültige Fassung vom 11.12.2019) und „Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom)“ (MPES).

Zur Umsetzung dieser Prozesse stehen leistungsfähige technische Lösungen bereit, die von zahlreichen Akteuren mit einem hohen Standardisierungs- und Automatisierungsgrad für unterschiedliche Wertschöpfungstiefen angeboten werden.

In jeder der vier Regelzonen bestehen über 2.000 Bilanzkreise; eine Übersicht über aktuell aktive Bilanzkreise sind auf den Webseiten der jeweiligen ÜNBs abrufbar. Dabei liegt die Anzahl der bilanzkreisverantwortlichen Unternehmen deutlich niedriger, allerdings führen nahezu alle BKVs mehrere Bilanzkreise in den jeweiligen Regelzonen. Dies hat teilweise regulatorische Gründe, so ist z. B. im EEG die Zahlung der Marktprämie an die sortenreine Bilanzierung ausschließlich von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas geknüpft. Ebenso gibt es für Netzbetreiber die Auflage (sofern jeweils vorhanden), die Netzverluste, selbst aufgenommene EEG-Mengen (also ohne Direktvermarktung) sowie Differenzen aus der Bilanzierung von

synthetischen Lastprofilen jeweils in separaten Bilanzkreisen zu führen, was bei größeren Netzbetreibern automatisch zu mindestens drei Pflicht-Bilanzkreisen führt.

Andererseits ist es aus organisatorischen und Transparenzgründen (auch bedingt durch das hohe Datenvolumen) oftmals sinnvoll, verschiedene Geschäftsarten separat zu führen, v. a. Vertriebsgeschäft und Eigenhandel. In diesen Fällen werden in der Regel die Bilanzkreise miteinander verbunden und alle Abweichungen in einen Hauptbilanzkreis überführt und dort saldiert. Die Pflicht zur Ausgeglichenheit der Viertelstunden-Leistungsbilanz bezieht sich in diesen Konstellationen jeweils auf den Hauptbilanzkreis.

Folgende Beispiele für Bilanzkreisstrukturen seien hier erwähnt. E.ON energie Deutschland listet in der TransnetBW Regelzone 67 Bilanzkreise, von denen Stand 22.05.21 acht beendet wurden und nicht mehr aktiv sind. Die TransnetBW führt selbst 28 Bilanzkreise (alle aktiv). Bei der Trianel, einer größeren Stadtwerkekooperation aus Aachen, sind es 40 (davon neun beendete). Die höchste Anzahl an Bilanzkreisen in der Regelzone TransnetBW hat die Südweststrom, eine Stadtwerke-Kooperation aus Tübingen mit 247 angemeldeten Bilanzkreisen (davon 85 beendete), was verdeutlicht, dass Bilanzkreise als Vehikel zur Schaffung von Transparenz in einem komplexeren Portfolio durchaus hilfreich sein können.

Zudem sind auch ursprünglich nicht-energiewirtschaftliche Player als BKV aktiv. Naturgemäß ist das jeweilige Geschäftsmodell bzw. der Bedarf homogener und dementsprechend die Anzahl der gemanagten Bilanzkreise geringer, bspw. VW Kraftwerke (Energietochter des Autobauers aus Wolfsburg) mit drei Bilanzkreisen, oder Vonovia und Urbania (beide aus der Immobilienbranche), das Bundesamt für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr oder die GALERIA Karstadt Kaufhof GmbH mit jeweils einem Bilanzkreis.

#### 5.4.1.2 Bilanzkreismanagement für Erneuerbare Energien

Prinzipiell gelten für EE-Anlagen die gleichen Regeln im BKM wie oben beschrieben mit folgenden Besonderheiten:

- Die hohe Wetterabhängigkeit erschwert Prognosen von PV- und Windeinspeisung, lokal diffe-

renzierte Wetterprognosen haben dabei einen hohen Stellenwert. Aufgrund der Direktvermarktung sind allerdings bereits umfassende Expertise und Tools im Markt verfügbar.

- Schnelle Reaktionen auf Wetterumschwünge und Prognoseänderungen sind erforderlich => 24h-Betrieb; allerdings bieten zahlreiche nationale und internationale Player Unterstützung und Dienstleistungen an.

Zusätzliche Aspekte über das reine Bilanzkreismanagement hinaus sind zu berücksichtigen, hierzu sind übergreifende Kompetenzen erforderlich. Dazu zählen folgende Punkte:

- Zur Sicherung der Marktprämie ist die Zuordnung des Zählpunktes bzw. der Marktlotation zu einem sortenreinen EE-Bilanzkreis erforderlich. Dies ist kein BKM-Prozess im engeren Sinne, sondern eher ein Vorläuferprozess.
- In aller Regel werden auch die anderen EE-Anlagen (außerhalb des Marktprämienmodells/MPM) in einem separaten (Sub-)Bilanzkreis geführt. Dieser dient im Wesentlichen der Transparenz, die Abrechnung und der Ausgleich werden hingegen gesamtheitlich im Hauptbilanzkreis inkl. aller sonstigen Anlagen (inkl. MPM) und Handelsgeschäfte durchgeführt.
- Zur wirtschaftlichen Optimierung v. a. im Hinblick auf Eigenverbrauchspotenziale ist die Kenntnis der rechtlichen/regulatorischen Anforderungen in Kombination mit der (mess-) technischen Situation vor Ort und den Verbrauchsstrukturen erforderlich.

Insgesamt sind die Anforderungen an das BKM für EE-Anlagen höher als für einen einfachen Lieferanten-Bilanzkreis; dafür lassen sich hier aber auch zusätzliche Synergien und Vermarktungsmöglichkeiten erschließen.

#### 5.4.2 Bilanzkreisstruktur und Rollenmodell

Das gesamte Autobahn-Areal umfasst zahlreiche Verbraucher und Einspeiser. Bei den Verbrauchern sind zu unterscheiden:

- eigene Betriebsanlagen mit Eigenverbrauch und evtl. Reststrombezug
- eigene Betriebsanlagen mit Direktlieferung via Direktleitung und evtl. Reststrombezug
- eigene Betriebsanlagen mit 100 % Fremdbezug

- Betriebsanlagen Dritter mit Direktlieferung via Direktleitung

Bei den Einspeisern sind entsprechend zu unterscheiden:

- Anlagen für den Eigenverbrauch (+ evtl. Überschussstrom)
- Anlagen für die Direktlieferung (+ evtl. Überschussstrom)
- Anlagen für die Vermarktung (v. a. EEG, PPA, ...)
- Ggf. sonstige Erzeugungsanlagen, z. B. KWK.

Für eine deutschlandweite Bilanzkreisbewirtschaftung des Autobahn-Areals stellen sich u. a. folgende Fragen: Was genau wären hier die Kern- bzw. Pflichtaufgaben des Bilanzkreisverantwortlichen? Wie könnte eine Bilanzkreisstruktur hierfür aussehen? Was könnte der BKV an Aufgaben zusätzlich übernehmen und warum sollte er das tun?

Von den drei oben beschriebenen Hauptaufgaben eines BKV im engeren Sinne sind Fahrplanmanagement und Bilanzkreisabrechnungsprüfung als Prozesse zu den Übertragungsnetzbetreibern durch die Bundesnetzagentur detailliert beschrieben und reguliert und bieten dementsprechend auch kaum Gestaltungsspielräume.

Eine mögliche Bilanzkreisstruktur „Autobahn“ könnte wie in Bild 5-21 dargestellt aussehen.

Verpflichtend ist in dieser Struktur dabei die separate Führung eines EEG MPM-Bilanzkreises, der Rest kann abhängig vom Volumen und innerorganisatorischen Anforderungen gruppiert werden. Dabei besteht die Möglichkeit, bei veränderten Anforderungen die Bilanzkreisstruktur sowie auch die Zuordnung der jeweiligen Anlagen zu den Bilanzkreisen anzupassen. D. h. die Struktur könnte initial schlanker aussehen und mit einem wachsenden Portfolio sukzessive differenzierter ausfallen.

Im Fall von Eigenverbrauch muss die exakte messtechnische Erfassung und Abbildung von Rest- bzw. Überschussstrom zwischen den beteiligten

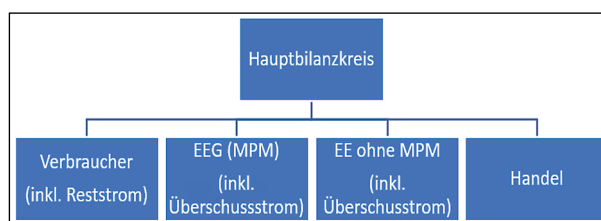


Bild 5-21: Mögliche Bilanzkreisstruktur Autobahn



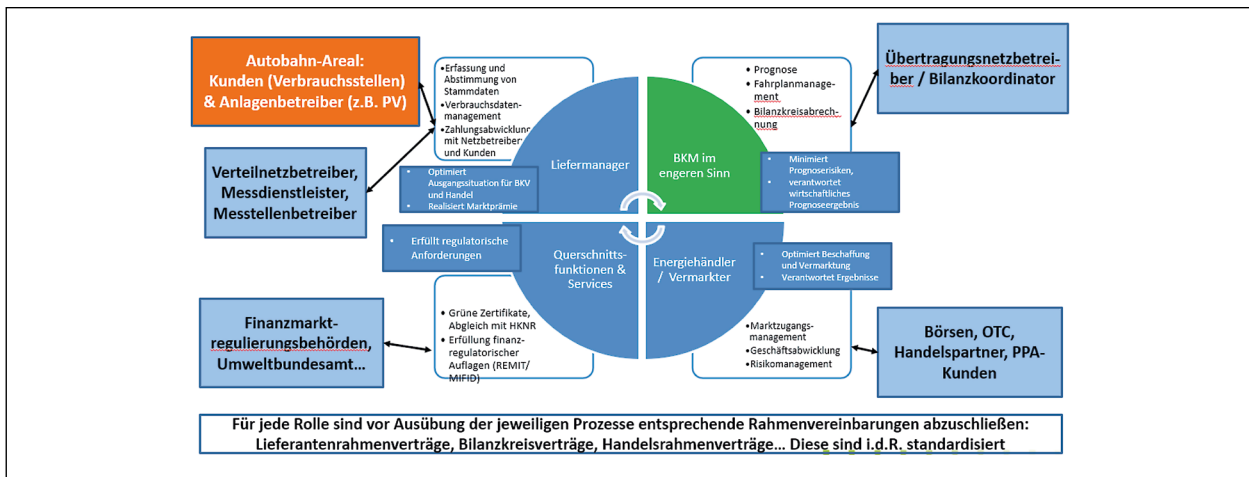


Bild 5-22: Rollen, Aufgaben und Geschäftspartner des Full-Service BKV

Parteien (Kunde, Anlagenbetreiber, Direktvermarkter und VNB, MSB/MDL<sup>7</sup>) abgestimmt werden. In der Regel werden bei einer saldierenden Messung die Mengen den Vorzeichen entsprechend in sog. Marktlokationen aufgeteilt und den jeweiligen Bilanzkreisen zugeordnet.<sup>8</sup>

Im Gegensatz zu den mehrheitlich regulierten Schnittstellenprozessen zu den Netzbetreibern besteht bei der Prognose ein großer wirtschaftlicher Hebel mit hohen Gestaltungs- und Optimierungsmöglichkeiten. Diese betreffen sowohl das eigentliche Prognoseverfahren als auch Qualität, Umfang und Geschwindigkeit der vorgelagerten Prozesse. Hierzu gehören insbesondere die Auswahl der Wetterdatendienstleister, Wahl der Prognosemodelle, Geschwindigkeit und Häufigkeit der Prognoseanpassungen sowie Sicherung der Qualität der historischen Daten inkl. Ersatzwertbildung.

Eine wichtige Grundlage wird in der Rolle des Liefermanagers in der Kommunikation mit dem Verteilnetzbetreiber (inkl. MSB/MDL) und dem Anlagenbetreiber geschaffen. Dies ist erforderlich, um initial eine korrekte Stammdatengrundlage zu schaffen und auch bei Änderungen beizubehalten. An dieser Stelle werden mit der korrekten Zuordnung zu den Bilanzkreisen auch die Weichen für eine etwaige Förderung nach dem MPM gestellt.

Im laufenden Betrieb wird schließlich die Sicherstellung schneller und korrekter Datenflüsse ein Erfolgsfaktor. Dies betrifft sowohl die Schnittstelle zur Netzseite als auch zum Anlagenbetreiber, da dieser

meist Online-Daten bereitstellt. Auch hier ist die gesamte Kommunikation mit den Akteuren auf der Netzseite reguliert und standardisiert, wesentliche Regelwerke sind hier GPKE (Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität), MPES (Marktprozesse für Einspeisestellen) und WiM (Wechselprozesse im Messwesen).

Als weitere Rolle hat der Energiehandel einen hohen Stellenwert, da naturgemäß eine gute Prognose nur bedingt nützlich ist, wenn sie nicht oder übersteuert im Energiegroßhandelsmarkt umgesetzt wird. Beispielhaft führen im Kurzfristbereich veränderte Wetterprognosen zu einem veränderten Einspeiseverhalten. Da Veränderungen oftmals nicht nur eine einzelne Anlage betreffen, sondern weite Teile Deutschlands, wirken sich diese dementsprechend massiv auf das Preisniveau aus. Je langsamer man reagiert, desto teurer wird es. Und auch im Langfristhandel sind gute Datengrundlagen und gute Prognoseerkenntnisse ein Erfolgsfaktor für die wirtschaftlichen Ergebnisse.

In der Praxis hat dies dazu geführt, dass die meisten erfolgreichen Akteure in der Energiewirtschaft die Rollen Liefermanager, BKV im engeren Sinne und Energiehändler/Vermarkter aus einer Hand erbringen, um die vorhandenen Potenziale zu heben. Bild 5-22 gibt einen Überblick über Rollen, Aufgaben und Geschäftspartner eines solchen Full-Service-BKV:

<sup>7</sup> Messstellenbetreiber/Messdienstleister

<sup>8</sup> Eine Saldierung auf Endkundenebene, bei der Eigenerzeugung bzw. Direktlieferung und Verbrauch gegeneinander aufgerechnet werden, ist nicht zwingend notwendig, aber allgemein üblich. Alternativ ist aber auch eine getrennte Erfassung im Lieferanten- und Vermarkterbilanzkreis rechtlich zulässig.

### 5.4.3 Nutzen und Kosten eines eigenen Bilanzkreises

#### 5.4.3.1 Nutzen

Die Führung eines eigenen Bilanzkreises eröffnet zunächst zwei Ansätze der Kosteneinsparung:

- Kosteneinsparung durch Insourcing und damit verbunden die Saldierung des eigenen Verbrauchs- und EE-Erzeugungsportfolios; alternativ dazu kombinierte Vergabe von Verbrauchs- und EE-Erzeugungsportfolio durch optimierte Ausschreibung/optimierten Dienstleistungszuschnitt → Hebung von Synergien durch Saldierung
- Kosteneinsparung durch geringere Dienstleistungsentgelte und Risikoaufschläge bei Saldierung gegenüber separater Beauftragung von Liefermanagement und Energiehandel.

Die folgenden beiden Beispiele demonstrieren die möglichen Kosteneinsparungen in einem Bilanzkreis durch Saldierung von Erzeugung und Verbrauch. Dabei ist neben dem reinen Portfolioeffekt

auch ein signifikanter Einspareffekt bei der Prognose von Erzeugung und Verbrauch zu beachten:

Beide Beispiele zeigen, dass unabhängig davon, ob im ersten Schritt noch ein Dienstleister mit der Umsetzung beauftragt wird oder ob diese Prozesse perspektivisch von der Autobahn GmbH in Eigenleistung erbracht werden, erhebliche Einsparpotenziale in einer übergreifenden Betrachtung von EE-Erzeugung und Verbrauch bestehen gegenüber einer isolierten Herangehensweise. In einem größeren Portfolio werden die prozentualen Einsparpotenziale tendenziell schrumpfen, die absoluten Beiträge hingegen wachsen. Der wirtschaftliche Effekt wird aber vermutlich nicht ausreichen, um bspw. die Lücke zwischen EEG-Förderung und PPA-Vermarktung vollständig zu schließen, allerdings wäre der Effekt bei einem entsprechend größeren Portfolio erheblich.

Ein größeres Portfolio würde zudem bessere Vermarktungschancen auf den heutigen und künftigen Flexibilitätsmärkten eröffnen, aktuell vor allem auf den Regelenergiemärkten. Die Aggregation von Anlagen zu „virtuellen Kraftwerken“ wird hier seit Jahren von vielen Akteuren praktiziert, um das

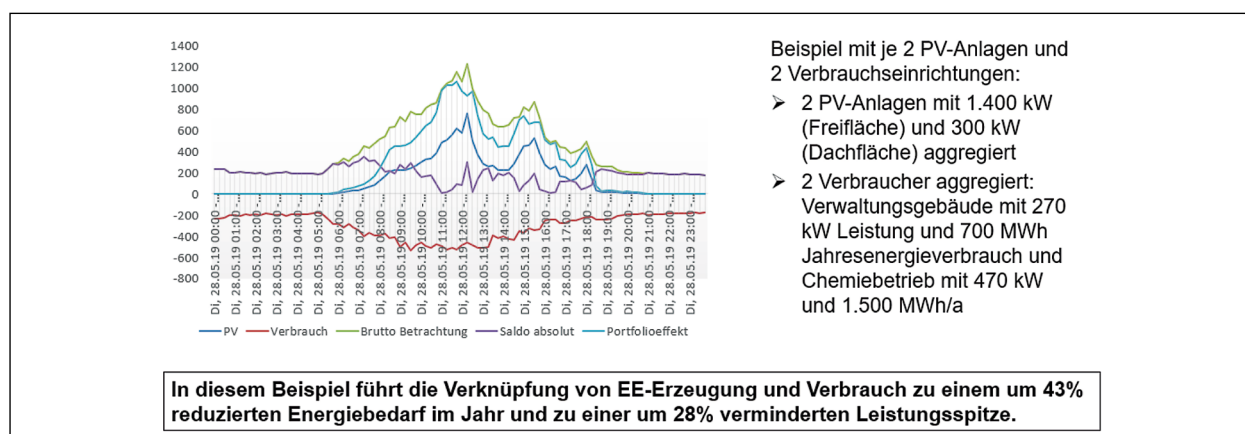


Bild 5-23: Portfolioeffekt aus der Kombination von EE-Erzeugung und Verbrauch

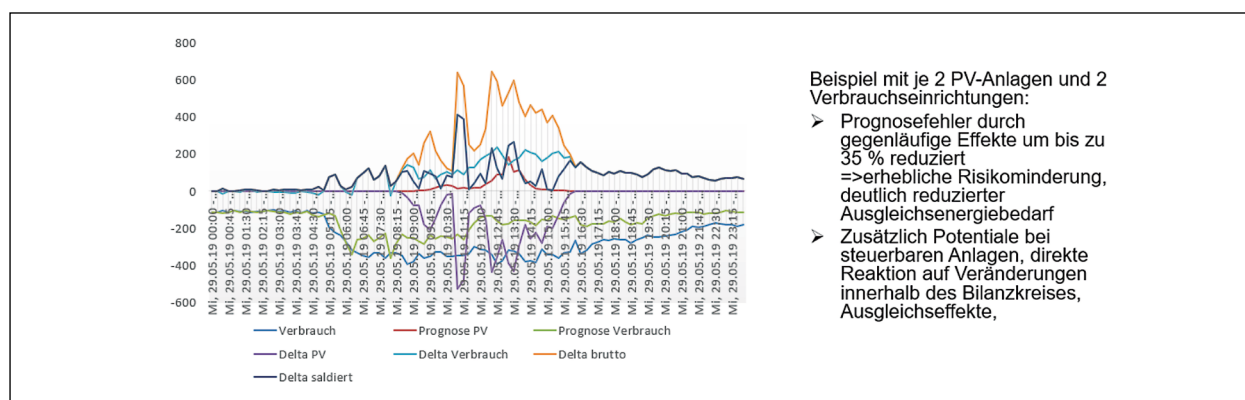


Bild 5-24: Saldierungseffekt EE-Erzeugung und Verbrauch bei Prognose



schwankende Dargebot von Wind- und Solaranlagen auszugleichen. Während PV-Anlagen selbst allenfalls beim Angebot negativer Regelenergie eine Rolle spielen könnten, wären v. a. KWK-Anlagen bei entsprechender Flexibilisierung umfassender vermarktbare.

Schließlich liegen weitere Chancen eines Bilanzkreises „Autobahn“ in einer starken ökologischen Positionierung in Verbindung mit einer positiven Außenwirkung. Dies wäre als Greenlabeling zwar derzeit prinzipiell auch über Zertifikate darstellbar. Ungeförderter Strom aus neuen Anlagen in Deutschland genügt allerdings höchsten Qualitätsansprüchen im Gegensatz zu bspw. Strom aus abgeschriebenen Bestandsanlagen aus dem europäischen Ausland. Perspektivisch werden sich hier zudem voraussichtlich die Anforderungen an grünen Strom erhöhen, bspw. dadurch, dass die Betrachtung nicht mehr auf Jahresbasis erfolgt, sondern analog der Bilanzierungsperiode im BKM auf Viertelstundenbasis. Hier kann dann das BKM erfolgsentscheidend werden.

**Exkurs: Bietet ein Bilanzkreis „Autobahn“ Anreize für den Ausbau von EE-Anlagen auf den dafür geeigneten Flächen?**

Die Rationalität eines Bilanzkreises liegt wie ausgeführt in erster Linie darin, vorhandene Kosteneinsparpotenziale zu erschließen. Gleichwohl wird ein Bilanzkreisverantwortlicher, der als Full Service BKV auch die Rolle des Vermarkters übernimmt (s. o.), einen Anreiz haben, Portfolioeffekte aususchöpfen und Nachfrageopportunitäten zu nutzen, die sich aus regionalen Bezügen zu Kommunen, Stadtwerken oder Industrieunternehmen ergeben können. Insofern sollte die Dynamik, die sich aus einer Bilanzkreisverantwortung im Hinblick auf aktive Zubauinitiativen von Anlagen auf den zur Verfügung stehenden Flächen entwickeln kann, nicht unterschätzt werden. Allerdings spricht vieles dafür, diese Dynamik durch explizite Zielsetzungen für den EE-Ausbau auf dem Autobahnareal zu unterstützen.

**5.4.3.2 Zusätzliche Potenziale einer aktiven Bilanzkreisbewirtschaftung des Autobahn-Areals**

Eine zunehmende Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität bietet für eine umfassende

Energie-, Wärme- und Mobilitätswende zahlreiche Anknüpfungspunkte:

- Erhebliches Potenzial durch Übergang vom klassischen Verbrennungsmotor zur Elektromobilität, hohe Zuwächse an flexiblen Stromtankstellen, zumindest teilweise auch inkl. Zwischenspeichern, damit auch weitere Optimierungsmöglichkeiten
- Erhebliches Potenzial für die Erschließung von Flexibilitätsoptionen auf dem Autobahn-Areal für einen dezentraleren Angebots-Nachfrageausgleich und ein netzentlastendes dezentrales Netzlastmanagement (z. B. durch Laststeuerung/Energiemanagement, Speicheroptionen etc.)
- Erhebliche, momentan noch nicht quantifizierbare Chancen für neue EE-Projekte, die durch das BKM u. U. deutlich früher wirtschaftlich werden (Stromspeicher, PtX-Anlagen etc.)

Über die aufgezeigten Nutzenpotenziale bietet ein eigener Autobahn-Bilanzkreis weitere Chancen und Potenziale u. a. in folgenden Bereichen:

a) Technologischer Fortschritt

- Kurzfristig erheblicher Energiemehrbedarf durch Stromtankstellen absehbar, in Kombination mit Speichern prädestiniert für fluktuierende EE-Erzeuger
- Mittelfristig zusätzliche Chancen durch Wasserstoffnutzung, u. a. als Energiespeicher z. B. auch für Stromtankstellen

b) Regulatorische Änderungen

Nahezu im Jahresrhythmus ändern sich die Spielregeln für

- Bilanzkreismanagement
- EEG inkl. Eigenverbrauch und Direktvermarktung
- Sonstige energiewirtschaftliche Regelungen (Marktprozesse, CO<sub>2</sub>-Regularien...)

Mit der Verbindung von Erzeugung und Verbrauch bestehen erweiterte Reaktionsmöglichkeiten, die zusätzliche Chancen bieten und immer mindestens den jeweiligen Einzellösungen ebenbürtig sind:

c) Weitere Verkehrsinfrastruktur

Es ergeben sich Möglichkeiten auch über das Autobahn-Areal hinaus:

- Bei der Deutschen Bahn existieren erhebliche Potenziale: Große Flächen, große Verbraucher oft auch in unmittelbarer Nähe der potenziellen EE-Erzeugungsanlagen etc.
- Flächen auch bei der Wasserschifffahrt, z. B. Schifffahrtskanäle, kombinierbar mit Verbrauchern (z. B. Schleusenanlagen)

#### 5.4.3.3 Aufwand und Personal

Um als BKV im oben beschriebenen Umfang tätig werden zu können, sind eine IT-Infrastruktur inkl. dazugehöriger Prozesse sowie das entsprechende Personal erforderlich. Die Kosten sind sehr stark von der gewählten Wertschöpfungstiefe abhängig. Für eine schlanke Ausstattung starten die initialen externen IT-Kosten im hohen fünfstelligen Bereich und sind - abhängig von den Anforderungen - nach oben offen. Im laufenden Betrieb fallen i. d. R. Lizenzkosten in der üblichen Größenordnung an.

Personalaufbau ist immer ein Schlüsselthema, aufgrund der weit verbreiteten Fusionen in der Energiewirtschaft bestehen aber für einen Arbeitgeber der öffentlichen Hand momentan und in der kurzfristigen Zukunft gute Rekrutierungsmöglichkeiten, zumal die beschriebene Aufgabenstellung anspruchsvoll und entsprechend attraktiv ist.

#### 5.4.3.4 Fazit

Die Kosteneinsparungen und die zusätzlichen Potenziale einer aktiven Bilanzkreisbewirtschaftung eines Bilanzkreises Autobahn sind deutlich höher einzuschätzen als der damit verbundene Aufwand. Gleichwohl handelt es sich um eine anspruchsvolle Aufgabe mit vielen Facetten, in die man sukzessive hineinwachsen sollte. Am Markt steht dafür ein breites Angebot an Dienstleistern zur Verfügung, die dabei unterstützen können.

#### 5.4.4 Schrittweises Vorgehen und Empfehlung

Weite Teile der Aufgaben des Full-Service-BKV sind reguliert und standardisiert und dementsprechend sind IT-Tools, die diese Prozesse unterstützen, ebenso verfügbar wie Dienstleister, die genau diese Services anbieten. Um sich anfangs nicht zu überfordern, wäre initial ein Fokus auf die Projektierung von Anlagen angeraten. Sollte die Autobahn GmbH in der Perspektive ein Bilanzkreismanagement für das gesamte bundesdeutsche Autobahn-Areal an-

streben, wäre dies ein guter erster Schritt und sicher auch politisch gut kommunizierbar.

Parallel dazu sollte der Know-how-Aufbau vorangetrieben werden. Wenn die ersten Anlagen in Betrieb gehen, wird sich eine eigenständige Bewirtschaftung noch nicht rechnen; sinnvollerweise sollte in dieser Phase auf einen BKV-Dienstleister zurückgegriffen werden. Währenddessen könnte die Autobahn GmbH Know-how über zwei Wege aufbauen:

- über die inhaltliche energiewirtschaftliche Zusammenarbeit mit dem BKV-Dienstleister
- durch den Aufbau einer eigenen energiewirtschaftlichen Datenbank, um das eigene Portfolio besser kennen zu lernen und v. a. um Potenziale schneller zu identifizieren, bspw. verbrauchsnahe, für PV nutzbare Flächen - auch um absehbare Strommehrbedarfe für Ladestationen zu decken und ggf. einen alternativ notwendigen Netzausbau einzusparen

Das eigentliche Insourcing sollte in einem zweiten Schritt mit dem Liefermanagement und der Bilanzkreisverantwortung im engeren Sinne starten.

Der Energiehandelsteil hingegen unterliegt insbesondere im Terminmarkt hohen finanzregulatorischen Anforderungen und würde vermutlich nicht zum Kerngeschäft der Autobahn GmbH als BKV passen. Eine Abwicklung der EEG-Einspeisung ausschließlich im Kurzfristmarkt (ohne PPA, ohne Langfristbeschaffung für den eigenen Bedarf) ist aber prinzipiell möglich und wird auch durch gängige Tools unterstützt. Dennoch würden wir zu diesem Zeitpunkt der Autobahn GmbH empfehlen, die ersten beiden Schritte zum eigenen Bilanzkreismanagement zu beschreiten und den Energiehandelsteil an einen Dienstleister zu vergeben.

#### 5.5 Fazit

Folgende wirtschaftlich-organisatorische Gestaltungsmöglichkeiten für die Erzeugung, Nutzung und Vermarktung von Energie aus Erneuerbaren Quellen an Verkehrsträgern wurden im vorliegenden Kapitel analysiert:

- Eigenversorgung von Liegenschaften des Bundes mit Erneuerbaren Energien
- Direktlieferung

- Regionale Direktvermarktung
- Flächenverpachtung

Alle Geschäftsmodelle bis auf die Eigenversorgung eignen sich bei entsprechenden räumlichen und technischen Voraussetzungen für den Austausch von Energie zwischen unterschiedlichen Verkehrsträgern. Sie lassen sich teilweise untereinander kombinieren. Ist die Anlage förderfähig, ist je nach Ausgestaltung eine Kombination mit der EEG-Vergütung für eingespeiste Strommengen möglich.

Ein Entscheidungsbaum hilft den Betreibern der Verkehrsträger, für eine gegebene Fläche die wirtschaftlich und administrativ geeignete Form der Vermarktung von Strom aus eigenen Photovoltaik-Anlagen bzw. der für Anlagen geeigneten Flächen zu finden.

Bei der Eigenversorgung, etwa von Autobahnmeistereien, steht die wirtschaftliche Energieversorgung der Liegenschaften des Betreibers selbst im Mittelpunkt. Sind einige notwendige Voraussetzungen wie Personenidentität zwischen Stromerzeuger und Stromverbraucher innerhalb einer Liegenschaft erfüllt, können Kostenvorteile gegenüber dem Strombezug aus dem öffentlichen Netz genutzt werden.

Versorgt ein Betreiber einen anderen Abnehmer innerhalb derselben Liegenschaft oder in direkter Nachbarschaft, greift das Modell der Direktlieferung. Durch die Vermeidung der Netznutzung können netzbezogene Entgelte und Abgaben eingespart werden. Interessant ist dies z. B. für die Kooperation mit Tank- und Rastanlagen oder Betreibern von Ladeinfrastruktur.

Bei der regionalen Direktvermarktung wird nachweislich regionaler EE-Strom an Verbraucher im räumlichen Umfeld unter Verwendung des öffentlichen Stromnetzes vermarktet. Über den betriebswirtschaftlichen Nutzen hinaus spielen auch Effekte wie Green Labelling oder der Aufbau von Vertriebskapazitäten eine Rolle. Die Deutsche Bahn als Abnehmer ist unter den aktuellen Voraussetzungen mit kleinteiligen dezentralen Strommengen unwahrscheinlich, künftig jedoch denkbar.

Das Geschäftsmodell der Flächenverpachtung ist attraktiv, wenn zur Verfügung stehende Flächen für die EE-Stromerzeugung primär schnell erschlossen werden und der Aufwand des Anlagenbetriebs und der Stromvermarktung größtenteils vermieden werden sollen. Die Autobahn GmbH kann hier als direkt

belieferter Abnehmer auftreten oder die Vermarktung der Energie vollständig dem Anlagenbetreiber überlassen.

Ob Renditeerwartungen erreicht werden, ist für Pilotprojekte zu prüfen. Im Vordergrund steht ggfs. zunächst die Signalwirkung auf regionaler und Bundesebene. Verwaltungsabläufe können mit steigender Anzahl von Projekten effizienter gestaltet werden. Kostensenkungen durch Lerneffekte bei Umsetzung und Betrieb sowie durch Skaleneffekte können mittelfristig die Wirtschaftlichkeit erhöhen.

Die Bewirtschaftung eines eigenen Bilanzkreises „Autobahn“ für die bundeseigenen Erzeuger und Verbraucher vereint als Managementkonzept die verschiedenen Vermarktungsoptionen unter einem Dach und eröffnet Kosteneinsparungen neue Wege. Erzeugung und Verbrauch werden gemeinsam saldiert, Prognosen verbessert, ein größeres Portfolio würde zudem bessere Vermarktungschancen auf heutigen und künftigen Flexibilitätsmärkten eröffnen, aktuell vor allem auf den Regelenergiemärkten. Weitere Chancen eines Bilanzkreises „Autobahn“ liegen in einer starken ökologischen Positionierung in Verbindung mit einer positiven Außenwirkung. Zusätzliche Potenziale sind vor allem mit der wachsenden Sektorkopplung, regulatorischen Änderungen und Einbindung weiterer Verkehrsinfrastrukturen verbunden.

## 6 Analyse der gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Umsetzung der Konzepte und Ideen für die Nutzung Erneuerbarer Energien durch die öffentliche Hand

Im vorliegenden Kapitel werden anknüpfend an die in Kapitel 5 entwickelten Geschäftsmodelle die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen für die Erzeugung, Nutzung und Vermarktung von Energie aus Erneuerbaren Quellen am Verkehrsträger „Straße“ – inklusive der möglichen Hemmnisse und Hindernisse, Gestaltungsmöglichkeiten sowie gegebenenfalls notwendige Änderungen am Gesetzgebungsrahmen – näher betrachtet.

Während die im Kapitel 6.4 beschriebenen energie- und vergütungsrechtlichen Rahmenbedingungen (insb. des EEG und des EnWG) auch für den Be-

trieb von Erneuerbare-Energie-Anlagen an den Verkehrsträgern „Wasserstraße“ und „Schiene“ Geltung beanspruchen können, sind die rechtlichen Voraussetzungen für die Errichtung von EE-Anlagen an Wasserstraßen oder Schienenwegen nicht ohne Weiteres übertragbar und bedürfen einer vertieften Betrachtung, die im Rahmen der vorliegenden Studie nicht geleistet werden kann. Der Untersuchung des Potenzials von Photovoltaik entlang der Schieneninfrastruktur widmet sich ein eigenes 14-monatiges Forschungsprojekt des Deutschen Zentrums für Schienenverkehrsforschung (DZSF) beim Eisenbahn-Bundesamt (EBA) [122]. Mit der Integration von Erneuerbare-Energie-Anlagen in bestehende Wasserstraßen stellen sich ebenfalls rechtliche Fragen betreffend das Wasserstraßen-, Bau- und Planungs- sowie Umweltrecht. Insbesondere gilt es zu klären, welche Genehmigungen und Erlaubnisse nach Bundeswasserstraßengesetz (WaStrG) und Wasserhaushaltsgesetz (WHG) einzuholen sind und ob aufgrund der wasserrechtlichen Bestimmungen ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen bzw. ein Rückgriff auf bereits bestehende Planfeststellungsbeschlüsse möglich ist.

Es werden die rechtlichen Rahmenbedingungen des Einsatzes von Erneuerbaren Energien an den Fernstraßenwegen des Bundes untersucht. Dazu wird in einem ersten Schritt die Zuständigkeit des Bundes für Bau und Unterhaltung der Bundesautobahnen näher betrachtet. Sodann werden die rechtlichen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Errichtung von Erneuerbare-Energie-Anlagen am Verkehrsträger „Straße“ untersucht. In diesem Zusammenhang werden auch mögliche bestehende rechtliche Hindernisse und Hemmnisse aufgezeigt.

## 6.1 Die Verwaltung der Bundesautobahnen

Der Bund nimmt auf breiter Front zu unterschiedlichsten Zwecken am Wirtschaftsleben teil. Dazu hält er auch mittelbar oder unmittelbar Anteile an Unternehmen aus verschiedenen Bereichen. Dabei gilt, dass der Bund nur unter den Voraussetzungen des § 65 Bundeshaushaltsordnung (BHO) seine Aufgaben durch eine Beteiligung an einem privat-rechtlich organisierten Unternehmen erfüllen kann. Insbesondere muss ein wichtiges Bundesinteresse bestehen und die Beteiligung zur Verfolgung eines wichtigen fachpolitischen Zieles beitragen. Die im

Rahmen der vorliegenden Untersuchung näher zu betrachtenden Beteiligungen im Verkehrsinfrastrukturbereich an der Autobahn GmbH des Bundes verantwortet das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur.

Die maßgebliche Verfassungsreform im Jahr 2017 löste die Verwaltung der Bundesautobahnen aus dem bisherigen System der Bundesauftragsverwaltung durch die Länder heraus und überantwortete sie dem Bund (vgl. Art. 90 Abs. 2 GG). Seit dem 01.01.2021 werden die Bundesautobahnen in Bundeseigenverwaltung verwaltet. Für die sonstigen Bundesfernstraßen besteht die Bundesauftragsverwaltung fort. Ein Wechsel in die bundeseigene Verwaltung ist jedoch fakultativ – auf Antragstellung der Länder – möglich.

Die Reform des Art. 90 GG sah weiter vor, dass sich der Bund „zur Erledigung seiner Aufgaben“ auch einer Gesellschaft privaten Rechts bedienen kann. Von dieser Option hat der Bund Gebrauch gemacht und eine Infrastrukturgesellschaft in der Rechtsform der GmbH – die Autobahn GmbH des Bundes (Gegründet mit notariell beurkundetem Vertrag vom 13. September 2018 als „Infrastrukturgesellschaft des Bundes für Autobahnen und andere Bundesfernstraßen mbH“, mit Gesellschafterbeschluss vom 14. Dezember 2018 in „Die Autobahn GmbH des Bundes“ umfirmiert.) – errichtet.

„Gegenstand der Gesellschaft privaten Rechts sind die übertragenen Aufgaben des Bundes der Planung, des Baus, des Betriebs, der Erhaltung, der vermögensmäßigen Verwaltung und der Finanzierung der Bundesautobahnen“ (vgl. § 5 I 1 Infrastrukturgesellschaftserrichtungsgesetz sowie § 2 des Gesellschaftsvertrags für die Infrastrukturgesellschaft des Bundes für Autobahnen und andere Bundesfernstraßen [123]).

Dazu wurde der Autobahn GmbH die Ausführung von Aufgaben der Straßenbaulast im Sinne von §3 des Bundesfernstraßengesetzes übertragen. Alleiniger Gesellschafter der Autobahn GmbH ist der Bund, vertreten durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Mit dem Übergang der Autobahnverwaltung in die Bundesverwaltung zum 01.01.2021 ging auch die Vorhabenträgerschaft auf den Bund über und die Autobahn GmbH konnte ihren Betrieb aufnehmen.

Mit der Übernahme der Verantwortung für

- Planung,

- Bau,
- Betrieb,
- Erhaltung,
- Finanzierung,
- und vermögensmäßige Verwaltung von Bundesautobahnen

kann die Autobahn GmbH auch den Einsatz von EE-Anlagen an Bundesautobahnen realisieren.

Zu den Bundesautobahnen gehören nach § 1 Abs. 4 des Bundesfernstraßengesetzes (FStrG) der Straßenkörper, insbesondere auch Brücken, Tunnel, Dämme und Lärmschutzanlagen – und damit insbesondere auch diejenigen Anwendungen die im Kapitel 4 (Projekte auf Lärmschutzwänden, Lärmschutzwällen, Einhausungen/Überdachungen) detailliert untersucht wurden. Daneben gehören auch das Zubehör, wie Verkehrseinrichtungen und -anlagen aller Art (auch hier sind etwa Photovoltaikanwendungen auf Signalanlagen o. ä. denkbar) sowie die Nebenanlagen zu den Autobahnbestandteilen. Nebenanlagen sind ausweislich der gesetzlichen Legaldefinition solche Anlagen, die überwiegend den Aufgaben der Straßenbauverwaltung der Bundesfernstraßen dienen, z. B. Straßenmeistereien, Gerätehöfe, Lager, Lagerplätze, Entnahmestellen, Hilfsbetriebe und -einrichtungen. Unbewirtschaftete Rastanlagen ohne Servicebetriebe (i. d. R. WC-Gebäude, sowie Park- und Erholungsflächen) sind in den Straßenkörper derart einbezogen, dass sich mit ihm eine unselbstständige Einheit bilden und damit ebenfalls zu den Nebenanlagen zählen (vgl. hierzu [124] Kapitel 6, Rn. 65). Ähnliches gilt auch für bewirtschaftete Rastanlagen, die als Nebenbetriebe i. S. d. FStrG (vgl. § 15 Abs. 1 FStrG, der explizit Tankstellen, bewachte Parkplätze sowie Raststätten als Beispiele für Nebenbetriebe nennt) zu qualifizieren sind. Ausgenommen in diesem Zusammenhang sind allerdings die Bereiche, die im Wege einer Konzession vergeben wurden. Ein Beispiel hierfür ist Servicekonzession mit der Autobahn Tank & Rast Gruppe GmbH & Co. KG über insbesondere den Betrieb von 360 Tankstellen sowie rund 400 Raststätten einschließlich circa 50 Hotels.

Wird unterstellt, dass alle im Kapitel 4 untersuchten Umsetzungsmöglichkeiten auf Verkehrseinrichtungen an Bundesautobahnen, an/auf Nebenanlagen und -betrieben errichtet werden sollen und diese nach § 1 Abs. 4 Nr. 1 FStrG der Bundesautobahn als Bestandteil zugerechnet werden, handelt es

sich dann wohl um Planung-, Bau-, Betriebs- und Finanzierungsprojekte im Zuständigkeitsbereich der Autobahn GmbH des Bundes, gegebenenfalls unter Vorbehalt der Genehmigung durch das Fernstraßenbundesamt (FBA).

## 6.2 Die Verwaltung der sonstigen Bundesstraßen

Wie ausgeführt, werden nur die Bundesautobahnen seit 1.1.2021 in Bundeseigenverwaltung geführt, wobei sich der Bund für zahlreiche Aufgaben wiederum der Autobahn GmbH bedient, nicht aber die sonstigen Bundesstraßen. Sie unterliegen weiter der Bundesauftragsverwaltung durch die Länder.

Soweit nun die Länder im Rahmen der Bundesauftragsverwaltung die sonstigen Bundesstraßen im Auftrag des Bundes verwalten (s. Art. 90 Abs. 3 GG), üben sie zwar eine sogenannte Wahrnehmungskompetenz aus. Die Sachkompetenz bleibt aber beim Bund. Auch das Vermögen bleibt beim Bund. Dies bedeutet auch, dass etwa im Bereich des fiskalischen Handelns, um das es sich vorliegend handelt, da die Länder keine Gesetze vollziehen oder sonst hoheitlich handeln, sondern Rechtsbeziehungen auf der Ebene des Privatrechts eingehen, die Länder auch im Auftrage des Bundes Verträge schließen. Auch die Einnahmen aus der Produktion erneuerbarer Energien an sonstigen Bundesstraßen, die von den Ländern verwaltet werden, fallen nicht den Ländern zu, sondern dem Bund. Nicht die Länder werden in diesem Fall unternehmerisch tätig, sondern der Bund, wahrgenommen durch die Länder. Sie werden nur im Rahmen der Bundesauftragsverwaltung für den Bund tätig. Deshalb kommt es auch nicht darauf an, ob die Länder in Landesgesetzen Restriktionen für unternehmerische Tätigkeiten unterliegen, etwa nach den Landeshaushaltsordnungen. Auch die Einnahmen fließen dem Bund zu. Dies ist konsequent, da dieser auch die Verwaltungsausgaben zu tragen hat (Art. 104a Abs. 2 GG).

Was nun die Zulässigkeit der Betätigung des Bundes, der die Länderverwaltung im Rahmen der Bundesauftragsverwaltung entsprechend anweisen müsste, bei dem Betrieb von EE-Anlagen unter eigenständiger, über eine bloße Eigenversorgung hinausgehender EE-Produktion und -Vermarktung betrifft, so ist der Fall ebenso zu betrachten wie ein

Fall, in dem der Bund selbst diese Tätigkeit wahrnehmen würde.

Die BHO enthält mit § 26 BHO eine Bestimmung über Bundesbetriebe, die aber nur die Aufstellung des Wirtschaftsplanes usw. regelt, nicht die Voraussetzungen der Zulässigkeit derselben. Lediglich bei Beteiligungen an Unternehmen in Privatrechtsform stellt § 65 Abs. 1 BHO eine Reihe von Voraussetzungen auf.

Wendet man diese entsprechend an, so wäre insbesondere zu verlangen, dass „ein wichtiges Interesse des Bundes vorliegt und sich der vom Bund angestrebte Zweck nicht besser und wirtschaftlicher auf andere Weise erreichen lässt“.

Die energetische Nutzung von Flächen an Bundesstraßen wird man m. E. durchaus als von einem wichtigen Interesse getragen ansehen können.

Diese Bundesbetriebe würden allerdings in den Fällen der Bundesauftragsverwaltung nur die Ausschüttungen, die die Länder abzuführen hätten, zu verwalten haben, die eigentliche operative Tätigkeit läge bei den Ländern, die zu diesem Behufe entweder privatrechtliche Gesellschaften einschalten könnten oder ihrerseits Landesbetriebe (meist nach § 26 der jeweiligen LHO) nach den Landeshaushaltsordnungen nutzen.

### 6.3 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung von Erneuerbare-Energie-Anlagen am Verkehrsträger Straße

Die Entwicklung von Projekten zur Nutzung Erneuerbarer Energien am Verkehrsträger „Straße“ berührt eine Vielzahl rechtliche Fragestellungen. Dabei sind zunächst die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung von Anlagen näher zu betrachten.

Im Zusammenhang mit dem Verkehrsträger Straße sind einerseits den straßenrechtlichen Anforderungen des Bundesfernstraßengesetzes sowie andererseits den baurechtlichen Anforderungen Genüge zu tun.

Die zu untersuchenden Fragen seien hier einmal grafisch anhand des Beispiels der Errichtung einer Photovoltaik-Lärmschutzwand an einer Bundesautobahn dargestellt (Bild 6-1).

#### 6.3.1 Genehmigungsrechtliche Anforderungen nach dem FStrG

Bei der Errichtung einer EE-Anlage handelt es sich um eine Maßnahme, die genehmigungsrechtlichen Anforderungen nach dem FStrG genügen muss.

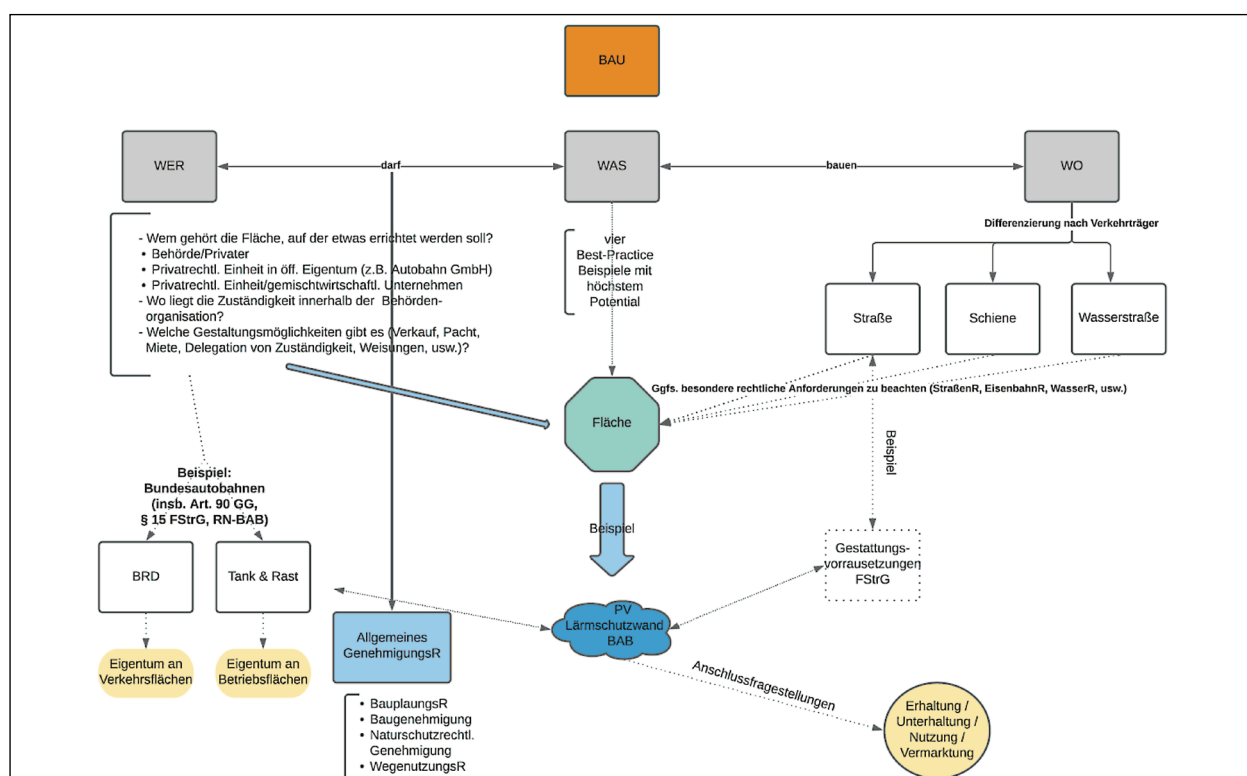


Bild 6-1: Überblick über rechtliche Fragestellungen bei der Errichtung von Erneuerbare-Energie-Anlagen am Verkehrsträger „Straße“

### Widmung der Bundesautobahn

Um zu bestimmen, ob und gegebenenfalls welche Voraussetzungen für die Errichtung einer EE-Anlage am Verkehrsträger „Straße“ zu erfüllen sind, sind zunächst Widmung und Zweckbestimmung der Bundesautobahn zu bestimmen.

Rechtsgrundlage für die Widmung ist § 2 Abs. 4 FStrG. Aus den der Straße dienenden Grundstücken, ihren Bestandteilen, dem Zubehör und der Rechtsbeziehung, die zur Erhaltung und Nutzung der Straße erforderlich sind, entsteht durch die Widmung die öffentliche Sache der Straße als Sachgesamtheit des Öffentlichen Rechts (vgl. hierzu [124] Kapitel 7 Rn. 7 ff.). Zudem wird die Straße durch die Widmung in eine der gesetzlich vorgesehenen Straßenklassen, hier die Klasse der Bundesautobahn, eingestuft. Diese Einstufung konkretisiert die öffentliche Zweckbestimmung.

In der Folge der Widmung eröffnet sich der Allgemeinheit der Gemeingebrauch, die Straße kann nun also zum Verkehr genutzt werden. Zudem ist es der zuständigen Verwaltungsbehörde erlaubt, Sondernutzungen an der Straße einzuräumen.

### Sondernutzung

Gemeingebrauch oder Sondernutzung

Fraglich ist, ob es sich bei der Errichtung einer EE-Anlage um eine Nutzung der Autobahn im Sinne des Gemeingebrauchs oder um eine Sondernutzung handelt. Bewegt sich die Nutzung im Rahmen der Widmung, handelt es sich um einen zulässigen Gemeingebrauch der Straße. In Übereinstimmung mit der üblichen Zweckbestimmung einer Straße – „Die Straße dient dem Verkehr.“ – wird als Gemeingebrauch nur ein Gebrauch zum Verkehr anerkannt (vgl. hierzu [124] Kapitel 24 Rn. 5 ff.). Nur soweit sich also eine Straßennutzung als im Verkehr Sinne darstellt, kann sie unter den Gemeingebrauch fallen.

Verkehr im engeren Sinne meint die Benutzung der Straßenoberfläche durch Personen, Fahrzeuge oder Tiere zur Ortveränderung. Der Verkehr zur Überwindung von Entfernungen ist also die bedeutendste Funktion der Straße. Demgegenüber wird der Raum unter und über der Fahrbahn häufig auch in erheblichem Umfang zur Unterbringung von Leitungen (auch zum Transport von Energie) dienstbar gemacht. Dabei handelt es sich jedoch nie um einen Gemeingebrauch ([124] Kapitel 24 Rn. 6).

Selbiges dürfte auch für die Errichtung einer EE-Anlage auf einer Lärmschutzwand oder einem Lärmschutzwall oder gar im Falle der Überdachung/Einhausung gelten. Während der Anlageträger – die Lärmschutzanlage – selbst als Bestandteil der Fernstraße nach § 1 Abs. 4 Nr. 1 FStrG zu qualifizieren und der Straße damit funktional zugeordnet ist – schließlich dient eine Lärmschutzanlage der Verringerung des vom Verkehr der Autobahn ausgehenden Lärms -, weist die EE-Anlage selbst gerade keinen solchen funktionalen Zusammenhang auf. Ihr fehlt der verkehrstypische Bezug. Ihre Errichtung dürfte damit regelmäßig nicht von der Widmung der Autobahn umfasst sein.

In eine ähnliche Richtung dürfte auch die durch das Hamburgische Straßenrecht aufgezeigte Lösung weisen. Das HWG ist das einzige deutsche Straßengesetz, das eine konkrete Festlegung dazu enthält, was nicht mehr zum Gemeingebrauch einer Straße zählt (vgl. hierzu [124], Kapitel 24, Rn. 24).

§ 16 Abs. 2 HWG bestimmt, „zum Gemeingebrauch gehört nicht die Benutzung eines Weges zu anderen Zwecken, insbesondere zur Gewerbeausübung“. Der Begriff der „Gewerbeausübung“ sollte dabei möglichst weit verstanden werden. Da die dezentrale Energieerzeugung immer auch als gewerbliche Tätigkeit einzustufen ist, streitet auch die ratio legis des Hamburgischen Straßenrechts (das natürlich im Falle der Autobahn nicht direkt zur Anwendung kommen, aber durchaus richtungsweisend sein kann) für eine Einstufung der Errichtung von EE-Anlagen als Sondernutzung.

Begreift man den Verkehrsbegriff jedoch weit und stellt darauf ab, dass auch eine EE-Anlage an/auf/in der Nähe einer Bundesautobahn dem Verkehr dienen kann – ihn unter Umständen sogar erst ermöglicht, schließlich kann der dort dezentral erzeugte Strom, beispielsweise zum Antrieb von Elektrofahrzeugen oder zum Betrieb von Verkehrszeitanlagen genutzt werden – lässt sich begründen, dass eine solche EE-Anlage (jedenfalls auch) dem Verkehr dient.

Reformvorschlag: Die vorherigen Ausführungen zeigen: Eine Bestimmung des Gemeingebrauchs ist nicht völlig unzweifelhaft möglich. Hier wäre eine Anpassung der Gesetzeslage zu erwägen, denkbar wäre etwa eine Überarbeitung und Aufnahme der Errichtung von EE-Anlagen in Richtlinien für die Benutzung der Bundesfernstraßen in der Baulast des

Bundes (Nutzungsrichtlinien) – und damit eine zweifelsfreie Qualifizierung als Gemeingebrauch.

### **Sondernutzungserlaubnis**

Geht man davon aus, dass es sich bei der Errichtung einer EE-Anlage um eine Sondernutzung handelt, bedarf einer straßenbehördlichen Gestattung dieser Sondernutzung nach § 8 Abs. 1 FStrG (sog. Sondernutzungserlaubnis). Die Befugnis zur Sondernutzung wird in der Regel durch eine öffentlich-rechtliche Sondernutzungserlaubnis erteilt. Über die Gewährung der Sondernutzungserlaubnis entscheidet die zuständige Behörde nach pflichtgemäßem Ermessen und wägt hierbei zwischen den Anforderungen des Gemeingebrauchs einerseits – insbesondere Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs- und den auf die Sondernutzung gerichteten (öffentliche) Interessen ab (vgl. hierzu [124] Kapitel 26, Rn. 23 ff.).

Zuständige Behörde für die Erteilung der Sondernutzungserlaubnis ist das FBA. Stehen keine Belange der Sicherheit und Leichtigkeit der Erteilung entgegen, dürfte regelmäßig unproblematisch von der Erteilung einer Sondernutzungserlaubnis ausgegangen werden.

### **Straßenrechtliche Anbaubeschränkungen**

Bauliche Anlagen an Bundesautobahnen unterliegen bestimmten Anbauverboten. § 9 Abs. 1 FStrG verbietet die Errichtung von Hochbauten jeder Art in einer Entfernung bis zu 40 Meter (sog. Anbauverbotszone). Diese fernstraßenrechtliche Anbaubeschränkung dient dem besonderen Schutzbedürfnis der Straße als sicherem Verkehrsweg (vgl. hierzu [124] Kapitel 28, Rn. 44, 45).

Daneben bedarf die Errichtung und Änderung sowohl von Hochbauten als auch sonstiger baulicher Anlagen (soweit kein Anbauverbot i. S. d. § 9 Abs. 1 FStrG besteht) der Zustimmung des Fernstraßen-Bundesamtes, wenn bauliche Anlagen längs der Bundesautobahnen in einer Entfernung bis zu 100 Meter gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn errichtet, erheblich geändert oder anders genutzt werden sollen.

Bauliche Anlagen i. S. d. des § 9 FStrG sind solche, die nach ihrer Art, Nutzung oder Lage die durch § 9 FStrG geschützten Belange berühren können, also abstrakt-generell geeignet sind, die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, Ausbauabsichten oder Belange der Straßenbaugestaltung zu beeinträchtigen (vgl. [124] Kapitel 28, Rn. 47, mwN). Dazu ge-

hören alle Hoch- und Tiefbauten (Masten, Pfosten, Gräben, Leitungen...). Hochbauten sind bauliche Anlagen, die sich über die Erdgleiche erheben, auf das Maß der Erhebung kommt es jedoch nicht an. Entscheidend ist, ob das Bauwerk nach seinem Erscheinungsbild und seiner Nutzung geeignet ist, die Sicht zu behindern oder die Aufmerksamkeit auf sich zu lenken (vgl. OVG Rheinland-Pfalz, 18.05.1972 - 1 A 32/71, zitiert nach juris). Der weitere Begriff der baulichen Anlage umfasst alle Anlagen, die aus Baustoffen und Bauteilen hergestellt und mit dem Erdboden verbunden sind.

Damit dürfte es sich auch bei EE-Anlagen um eine bauliche Anlage i. S. d. § 9 FStrG handeln. Wurden solche Anlagen also nicht bereits im Planfeststellungsverfahren berücksichtigt, besteht innerhalb des 40 m-Streifens (in dem sich etwa Lärmschutzwände und -wälle üblicherweise befinden, ggf. auch Parkplatzflächen) ein Anbauverbot. Ferner gilt eine Anbaubeschränkungszone für einen 100 m-Streifen (wichtig auch für Freiflächenanlagen) gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn.

Mit § 9 Abs. 7 FStrG halten die straßenrechtlichen Regelungen jedoch auch eine Möglichkeit zur Überwindung der Anbaubeschränkung bereit. Danach greifen Anbauverbot oder -beschränkung nicht, wenn der für Anlagenerrichtung notwendige Bebauungsplan unter Mitwirkung des Straßenbaulastträgers zustande gekommen ist und mindestens die Begrenzung der Verkehrsflächen sowie an diesen gelegene überbaubare Grundstücksflächen enthält.

Ferner kann das Fernstraßenbundesamt unter den Voraussetzungen des § 9 Abs. 8 FStrG eine Ausnahme bzw. Befreiung von Anbauverbot erteilen. Immer dann, wenn die Durchführung des Anbauverbots im Einzelfall zu einer offenbar nicht beabsichtigten Härte führen würde und die Abweichung mit den öffentlichen Belangen vereinbar ist oder wenn Gründe des Wohls der Allgemeinheit die Abweichungen erfordern. Die Tatbestandsmerkmale beider Alternativen stellen unbestimmte Rechtsbegriffe mit Raum für eine Beurteilung durch die Verwaltung dar (vgl. hierzu [124] Kapitel 28 Rn. 64 ff; HERBER argumentiert hier ferner, dass es sich nicht um eine Kann-, sondern eine Muss-Vorschrift handele, die keinen Raum für eine Ermessensentscheidung der zuständigen Behörde lasse: Bei Vorliegen der Tatbestandsvoraussetzungen ist die Behörde also verpflichtet eine Ausnahme zu erteilen). Ob eine solche Ausnahme bei EE-Anlagen vorliegt oder nicht,



kann nicht zweifelsfrei beurteilt werden und ist in Abstimmung mit dem FBA zu erörtern. Allerdings erscheint es durchaus vertretbar, das Vorliegen eines Ausnahmetatbestands etwa mit Klimaschutzinteressen der Allgemeinheit zu rechtfertigen und damit eine Befreiung zum Wohl der Allgemeinheit anzunehmen.

Für Anlagen auf Lärmschutzwällen, Lärmschutzwänden, Brücken, Tunnel und Verkehrszeichenanlagen – die dem Straßenkörper i. S. d. § 1 Abs. 1 FStrG zuzurechnen und damit keine baulichen Anlagen i. S. d. § 9 FStrG sind – dürfte außerdem gelten, dass das Anbauverbot nicht greift und diese beschränkungsfrei errichtet werden können.

**6.3.2 Baurechtliche Anforderungen an die Errichtung von EE-Anlagen**

Bei der Errichtung einer EE-Anlage handelt es sich um eine Maßnahme, die baurechtlichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen genügen muss.

Im Einzelnen zu beachten sind:

- Die Anforderungen des Bauplanungs- und des Bauordnungsrechtes.

- Im Einzelfall Anforderungen des Raumordnungsrechtes.

Im Einzelfall Anforderungen des Bauneben- und Fachplanungsrechtes: hier sind gegebenenfalls Vorgaben des Denkmalschutzrechtes, des Immissionsschutzrechtes, des Wasserrechtes sowie sonstige naturschutzrechtliche Vorgaben zu beachten.

**6.3.2.1 Überblick**

Die Anforderungen sind vielfältig und unterscheiden sich stark nach Art und Umfang der zu errichtenden EE-Anlage.

In Tabelle 6-1 soll daher ein grob vereinfachender, schematischer Überblick zur ersten Orientierung gegeben werden.

**6.3.2.2 Bauplanungsrecht**

Die Planung von Bundesfernstraßen erfolgt grundsätzlich nach dem FStrG. Nach § 17 FStrG dürfen Bundesfernstraßen nur dann gebaut oder geändert werden, wenn der Plan vorher festgestellt wurde. Der Planfeststellungsbeschluss konzentriert bis auf

	Lärmschutzwand	Lärmschutzwall	Freiflächenanlage	Dachflächenanlage	Einhausung/Überdachung
Planfeststellungsbeschluss bzw. Bebauungsplan erforderlich	Errichtung der Anlage vom Planfeststellungsbeschluss (Randbereich um die BAB) erfasst, alt.: nachfolgender Bebauungsplan oder Änderung des Planfeststellungsbeschlusses	Errichtung der Anlage vom Planfeststellungsbeschluss (Randbereich um die BAB) erfasst, alt.: nachfolgender Bebauungsplan oder Änderung des Planfeststellungsbeschlusses	PV-Freiflächenanlagen im Außenbereich sind keine privilegierten Vorhaben, daher grds. Bauverbot, Bebauungsplan Sondergebiet Photovoltaik erforderlich, alt.: Durchführung eines Plangenehmigungs-/Planfeststellungsverfahrens	Errichtung der Anlage vom Planfeststellungsbeschluss (Randbereich um die BAB) erfasst, alt.: örtlicher Bebauungsplan	Errichtung der Anlage vom Planfeststellungsbeschluss (Randbereich um die BAB) erfasst, alt.: nachfolgender Bebauungsplan oder Änderung des Planfeststellungsbeschlusses
Baugenehmigung	Grds. Genehmigungspflichtig, keine Genehmigung erforderlich, wenn sich die Planfeststellung auch auf die Anlage erstreckt	Grds. Genehmigungspflichtig, keine Genehmigung erforderlich, wenn sich die Planfeststellung auch auf die Anlage erstreckt	Grds. Genehmigungspflichtig	Grds. Genehmigungs-frei (anders aber: Größe, örtliche Gestaltungssatzungen...)	Grds. Genehmigungspflichtig, keine Genehmigung erforderlich, wenn sich die Planfeststellung auch auf die Anlage erstreckt
	Ggf. in Abhängigkeit der jeweiligen Landesbauordnung zu prüfen				
NatSchR. Genehmigung	notwendig, falls Fläche naturschutzrechtlich relevant				
BImSchG. Genehmigung	In Abhängigkeit von der EE-Anlage zu beurteilen, PV-Anlagen sind keine genehmigungspflichtigen Vorhaben i. S. d. BImSchG				
DenkmalschutzR. Genehmigung	Ggf. in Abhängigkeit des einschlägigen Landesrechts zu prüfen				

Tab. 6-1: Überblick baurechtlicher Anforderungen an die Errichtung von EE-Anlagen

wenige Ausnahmen alle Genehmigungen, Ausnahmen und Befreiungen, die für die Zulassung des Infrastrukturvorhabens erforderlich sind und legt für das Planungsvorhaben abschließend die Zulässigkeit der Bodennutzung fest (vgl. hierzu [125] Rn. 3680 ff).

Gegenstand der Planfeststellung ist in erster Linie die Gestaltung der Straße als bauliche Anlage. Die Planfeststellung erstreckt sich auf das Straßengrundstück, den Straßenkörper (inklusive der Verkehrsanlagen, Brücken, Tunnel, Dämme, Böschungen etc.), das Zubehör (Lärmschutzanlagen, Verkehrs- und Schutzeinrichtungen, Bepflanzung, Mauteinrichtungen) sowie Nebenanlagen und Nebenbetriebe (insbes. Betriebsgehöfte sowie Tank- und Rastanlagen).

Somit sollte in einem ersten Schritt ermittelt werden, ob ein Vorhaben – beispielsweise der Bau einer Photovoltaikanlage auf einem Lärmschutzwall – von dem (bestehenden) Planfeststellungsbeschluss bereits erfasst ist oder eine Planfeststellungspflicht nach § 17 FStrG auslöst. Dazu ist zu bestimmen, ob das Vorhaben eine Änderung einer bestehenden Bundesfernstraße zum Gegenstand hat. Regelmäßig dürfte es sich bei der Errichtung von Erneuerbare-Energie-Anlagen am Verkehrsträger „Straße“ jedoch nicht um eine Änderung i. S. v. § 17 FStrG handeln, denn als typische Änderungen gelten die bauliche Erweiterung oder erhebliche bauliche Umgestaltung einer Bundesfernstraße (vgl. hierzu [126] § 17 Rn. 8 ff). Denn die Bundesautobahn bzw. der zu ihr gehörende Lärmschutzwall wird nicht dadurch geändert, dass auf ihm eine Photovoltaikanlage errichtet wird. Vielmehr handelt es sich bei der Errichtung der Photovoltaikanlage um eine über den Gemeingebrauch hinausgehende Sondernutzung der Bundesautobahn, deren Zulässigkeit lediglich an die Erlaubniserteilung durch den Straßenbaulastträger geknüpft ist, aber gerade keine Planfeststellung erfordert. Ein Planfeststellungserfordernis dürfte daher regelmäßig nicht bestehen.

Schließlich ist zu ermitteln, ob ein Vorhaben bereits von der bestehenden Planfeststellung umfasst ist. Dies dürfte regelmäßig ebenfalls zu verneinen sein, da die Errichtung von EE-Anlage meist im Planfeststellungsverfahren (noch) nicht festgestellt wurde.

Somit dürfte die Errichtung einer EE-Anlage am Verkehrsträger Straße regelmäßig als Vorhaben i. S. v. § 29 BauGB, das in formeller und materieller

Hinsicht damit dem allgemeinen Baurecht unterfällt, zu qualifizieren sein. Zwar haben nach § 38 BauGB die überörtlichen Fachplanungsvorhaben Vorrang – sog. Fachplanungsvorbehalt – und die §§ 29 bis 37 BauGB sind bei der Zulassung von Fachplanungsvorhaben von überörtlicher Bedeutung nicht anzuwenden.

Die Vorrang- und Sperrwirkung des § 38 BauGB ist allerdings sachlich auf solche Vorhaben begrenzt, die im inhaltlichen Widerspruch zum planfestgestellten Vorhaben stehen. Aus diesem Vorbehalt der fernstraßenrechtlichen Fachplanung gegenüber dem allgemeinen Bauplanungsrecht folgt, dass fernstraßenfremde bauliche Anlagen eben dann nicht zugelassen werden dürfen, wenn und soweit sie sich mit der besonderen Zweckbestimmung einer planfestgestellten Anlage nicht in Einklang bringen lassen. Damit besteht aber gerade kein absoluter sachlicher Vorrang der Fachplanung vor der Bauleitplanung, sondern (nur) ein relativer. Lässt sich die Errichtung einer EE-Anlage also mit der Zweckbestimmung einer planfestgestellten Anlage in Einklang bringen, fällt die Anlage auch nicht unter den Planfeststellungsvorbehalt des Fernstraßenrechts i. S. d. § 38 BauGB.

Zwar dürfte es sich bei der Errichtung von EE-Anlagen – etwa einer Photovoltaikanlage auf einer Lärmschutzwand – regelmäßig um eine fernstraßenfremde Nutzung handeln. Diese steht jedoch nicht im Widerspruch zur Zweckbestimmung der Autobahn im Allgemeinen und der Zweckbestimmung des Lärmschutzwalls im Besonderen (insbes. wird die Funktionsfähigkeit der Lärmschutzwand nicht beeinträchtigt). Für solche fachplanungsfremden Nutzungen können dann auch im Wege der Bauleitplanung Festsetzungen auf planfestgestellten Flächen getroffen werden (vgl. hierzu [124] Kapitel 35 En. 198).

Entscheidend für die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit eines Vorhabens ist die Qualifizierung des Gebietes, in das das Vorhaben fällt. Unter Berücksichtigung der im Kapitel 4 untersuchten Projekte (Lärmschutzwände, Lärmschutzwälle, Freiflächenanlagen, Dachanlagen, Einhausungen/ Überdachungen und Carports) dürfte es sich regelmäßig um Vorhaben im unbeplanten Außenbereich i. S. d. § 35 BauGB handeln (grds. sind solche Vorhaben natürlich auch auf Flächen, die mittels Bebauungsplans ausgewiesen wurden oder sich im ungeplanten Innenbereich befinden, möglich, dies ist in räumlicher Nähe zum Verkehrsträger „Bundesfern-

straße“ jedoch nur schwerlich vorstellbar). Nur die in § 35 Abs. 1 BauGB genannten Vorhaben sind im Außenbereich als privilegierte Vorhaben zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen. Andere als die privilegierten Vorhaben sind nur dann zulässig, wenn – wie § 35 Abs. 2 BauGB klarstellt – öffentliche Belange nicht beeinträchtigt werden und die Erschließung gesichert ist. Wann eine Beeinträchtigung in diesem Sinne vorliegt, führt § 35 Abs. 3 BauGB weiter aus.

Während es sich bei Dachanlagen (etwa auf Straßenmeistereidächern) regelmäßig um privilegierte Vorhaben i. S. d. § 35 Abs. 1 Nr. 8 BauGB handeln dürfte – danach sind Vorhaben, die der Nutzung solarer Strahlungsenergie in, an und auf Dach- und Außenwandflächen von zulässigerweise genutzten Gebäuden dienen, wenn die jeweilige Anlage dem Gebäude baulich untergeordnet ist sog. privilegierte Vorhaben –, dürften Freiflächenanlagen keine privilegierten Vorhaben darstellen. Hier bedarf es eines Flächennutzungs-/Bebauungsplanes, in dem die Solarfreifläche als „Gebiet für Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien, wie Photovoltaiknutzung“ ausgewiesen wurde. Anreize hierzu bietet auch die jüngste EEG-Novelle 2021, die die solare Nutzungsfläche entlang von Autobahnen und Schienenwegen von 110 auf 200 m erweitert. Ebenfalls genutzt werden können Flächen, die bereits versiegelt sind, etwa Deponien und Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung.

### 6.3.2.3 Bauordnungsrecht

#### Formell-baurechtliche Anforderungen

Nach § 4 FStrG haben

„Die Träger der Straßenbaulast [...] dafür einzustehen, dass ihre Bauten allen Anforderungen der Sicherheit und Ordnung genügen. Behördlicher Genehmigungen, Erlaubnisse und Abnahmen durch andere als die Straßenbaubehörden bedarf es nicht. Straßenbaubehörde im Sinne dieses Gesetzes ist auch das Fernstraßen-Bundesamt, soweit dem Bund die Verwaltung einer Bundesfernstraße zusteht.“

Weitere formell-baurechtliche Anforderungen bestehen damit nicht. Eine Baugenehmigung bedarf es damit jedenfalls dann nicht, wenn die „Bauten von der Genehmigungsfreistellung des § 4 FStrG umfasst sind. Zu den Bauten i. S. d. § 4 FStrG gehören zunächst die Bundesfernstraßen selbst. Da-

neben gehören dazu auch alle in § 1 Abs. 4 FStrG zu den Bundesfernstraßen gehörend aufgezählten Bestandteilen des Straßenkörpers (Tunnel, Lärmschutzanlagen, Stützmauern, Nebenanlagen und Nebenbetriebe).

Einer Baugenehmigung bedarf es ferner nicht, soweit die Bauten in der Planfeststellungsbeschluss enthalten sind. Denn der Planfeststellungsbeschluss konzentriert bis auf wenige Ausnahmen alle Genehmigungen, Ausnahmen und Befreiungen, die für die Zulassung des Infrastrukturvorhabens erforderlich sind und legt für das Planungsvorhaben abschließend die Zulässigkeit der Bodennutzung fest. Bei der Planfeststellung sind die bauordnungsrechtlichen Anforderungen an bauliche Anlagen als Planungsleitsätze zu berücksichtigen. Mit der Feststellung des Plans wird zugleich auch über die für die Ausführung des Plans erforderliche Genehmigung, Befreiung oder Ausnahme von baurechtlichen Vorschriften entschieden (vgl. hierzu [124] Kapitel 35 Rn. 101 ff).

Insbesondere für die nicht-typischen Bauten der Straßenbauverwaltung, insbes. für Gebäude sowie nicht der Erfüllung der Straßenbaulast dienenden Bauten (Hallen, Masten, Wohngebäude...) sind den bauordnungsrechtlichen Anforderungen Genüge zu tun. Die Vorgaben des Bauordnungsrechts ergeben sich jeweils aus der für das Vorhaben maßgeblichen Landesbauordnung und betreffen insbesondere Abstandsflächen, die Standsicherheit und das sog. Verunstaltungsverbot. Daneben dürfen Grundstücke regelmäßig nur dann bebaut werden, wenn sie nach Lage, Form, Größe und Beschaffenheit für die Bebauung mit einer EE-Anlage geeignet sind.

Nach der Systematik der Landesbauordnungen ist ein Genehmigungsverfahren grundsätzlich durchzuführen, wenn für ein bestimmtes Vorhaben nicht ausdrücklich eine andere Regelung getroffen wurde. Alle Landesbauordnungen enthalten Regelungen dazu, welche Bauvorhaben keiner Baugenehmigung bedürfen, also verfahrensfrei sind. Bedeutsam ist dies insbesondere bei der Errichtung von Dach- und Freiflächenanlagen: Während für die Errichtung von Solarenergieanlagen in, auf und an Dach- und Außenwandflächen in der Regel keine Baugenehmigung erforderlich ist, braucht es für die Errichtung einer gebäudeunabhängigen Solarenergieanlage eine Baugenehmigung, wenn sie höher als 3 m und länger als 9 m ist. Praktisch bedeutsam ist es dennoch, die Bestimmungen der jeweiligen Landesbauordnung stets im Einzelnen zu prüfen.

Denn beim Bauordnungsrecht handelt es sich um Landesrecht, dessen Anforderungen von Bundesland zu Bundesland trotz vieler Gemeinsamkeiten im Einzelnen (terminologisch und inhaltlich) variieren. Im Vorfeld der Errichtung bzw. des Aufbaus sollten daher genaue Informationen über die jeweils

einzuhaltenden Vorgaben eingeholt werden. (Beispiel: So kann eine grundsätzlich verfahrensfreie Solaranlage in und an Dach- und Außenflächen nach einer gemeindlichen Gestaltungssatzung für bestimmte Standorte ausgeschlossen werden.)

Bundesland	Vorgaben der Landesbauordnung
Baden-Württemberg	Verfahrensfrei sind nach Anhang Nr. 3 c) zu § 50 Abs.1 LBO „Anlagen zur photovoltaischen und thermischen Solarnutzung auf oder an Gebäuden sowie eine damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt der Gebäude; gebäudeunabhängige Anlagen nur bis 3m Höhe und einer Gesamtlänge bis zu 9m“
Bayern	Verfahrensfrei sind nach Art. 57 Abs. 1 Nr. 3 BayBO folgende Energiegewinnungsanlagen: Solarenergieanlagen und Sonnenkollektoren: aa) in, auf und an Dach- und Außenwandflächen sowie, soweit sie in, auf oder an einer bestehenden baulichen Anlage errichtet werden, die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt der Anlage; bb) gebäudeunabhängig mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m, Kleinwindkraftanlagen mit einer freien Höhe bis zu 10 m, Blockheizkraftwerke.
Berlin	Verfahrensfrei sind gem. § 61 Abs. 1 Nr. 3 BauO Bln folgende Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien: Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen, ausgenommen bei Hochhäusern, sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m, Windenergieanlagen bis zu 10 Meter Höhe und einem Rotordurchmesser bis zu drei Metern außer in reinen Wohngebieten.
Brandenburg	Verfahrensfrei sind nach § 61 Abs. 1 S. 3 BbgBO folgende Anlagen zur Benutzung Erneuerbarer Energien: Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen ausgenommen bei Hochhäusern sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 Meter und einer Gesamtlänge bis zu 9 Meter, Windenergieanlagen bis zu 10 Meter Höhe gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche und einem Rotordurchmesser bis zu 3 Meter außer in reinen Wohngebieten.
Bremen	Verfahrensfrei sind gem. § 61 Abs. 1 Nr. 3 BremLBO Solarenergieanlagen und Sonnenkollektoren in, an und auf Dach- und Außenwandflächen ausgenommen bei Hochhäusern sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3m und einer Gesamtlänge bis zu 9m, Windenergieanlagen bis zu 10m Höhe gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche und einem Rotordurchmesser bis zu 3m in Gewerbe- und Industriegebieten sowie im Außenbereich, wenn sie einem nach § 35 Abs. 1 BauGB zulässigen Vorhaben dienen;
Hamburg	Verfahrensfrei sind nach Anlage 2 I 2a zu § 60 HBauO folgende Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien: Solaranlagen in, an und auf Dachflächen außer bei Hochhäusern sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m, Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche und einem Rotordurchmesser bis zu drei Metern außer in reinen Wohngebieten sowie Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe bis zu 15 m über Geländeoberfläche in festgesetzten Gewerbe- und Industriegebieten und im Hafennutzungsgebiet;
Hessen	Genehmigungsfrei sind nach der Anlage zu § 63 HBO Solaranlagen (3.9) in, an und auf Dach- und Außenwandflächen, ausgenommen bei Hochhäusern, sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes (3.9.1) sowie gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 m unter dem Vorbehalt des Abschnitts V Nr. 1 (3.9.2)
Mecklenburg-Vorpommern	Verfahrensfrei sind nach § 61 Abs. 1 Nr. 3 LBauO M-V Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen, ausgenommen bei Hochhäusern, sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m, Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe, gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche und einem Rotordurchmesser bis zu 3 m, außer in reinen, allgemeinen und besonderen Wohngebieten und in Mischgebieten“.
Niedersachsen	Verfahrensfrei sind nach Anhang 2.3 zu § 60 Abs. 1 NBauO Solarenergieanlagen und Sonnenkollektoren mit nicht mehr als 3 m Höhe und mit nicht mehr als 9 m Gesamtlänge, außer im Außenbereich, sowie in, an oder auf Dach- oder Außenwandflächen von Gebäuden, die keine Hochhäuser sind, angebrachte Solarenergieanlagen und Sonnenkollektoren,

Tab. 6-2: Verfahrensfreie Errichtung von Anlagen – Ländervergleich

Bundesland	Vorgaben der Landesbauordnung
Nordrhein-Westfalen	Verfahrensfrei sind nach § 62 Abs. 1 Nr 3 BauO NRW Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen (ausgenommen Hochhäuser) gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3m und einer Gesamtlänge je Grundstücksgrenze bis zu 9m Kleinwindanlagen bis zu 10m Anlagenhöhe, außer in reinen, allgemeinen und besonderen Wohngebieten sowie Mischgebieten in Serie hergestellte Blockheizkraftwerke und Brennstoffzellen sowie Wärmepumpen unter den Voraussetzungen des Satz 2 und des §42 Abs. 7 Satz 3.
Rheinland-Pfalz	Verfahrensfrei sind nach § 62 Abs. 1 Nr. 2 e) LBauO Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie in, an und auf Dach- und Außenwandflächen ausgenommen bei Hochhäusern sowie damit verbundene Nutzungsänderungen baulicher Anlagen; gebäudeunabhängige Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m in Gewerbe- und Industriegebieten; die Halbsätze 1 und 2 gelten im Außenbereich nur, wenn sie einem nach § 35 Abs. 1 BauGB zu lässigen Vorhaben dienen; ausgenommen sind Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie auf oder an Kulturdenkmälern sowie in der Umgebung von Kultur- und Naturdenkmälern.
Saarland	Verfahrensfrei sind nach § 61 Abs. 1 Nr. 3 LBO Solaranlagen in, an und auf Dach- oder Außenwandflächen sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 12 m, gebäudeunabhängige Windkraftanlagen und Windkraftanlagen auf Dächern, jeweils bis zu 10 m Höhe gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche, sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes
Sachsen	Verfahrensfrei sind gem. § 61 Abs. 1 Nr. 3 SächsBO Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen, ausgenommen bei Hochhäusern, sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m, Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe, gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche und einem Rotordurchmesser bis 3 m, außer in reinen Wohngebieten.
Sachsen-Anhalt	Verfahrensfrei sind nach § 60 Abs. 1 Nr. 3 BauO LSA Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen ausgenommen bei Hochhäusern sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, Windkraftanlagen bis zu einer Gesamthöhe von 10 m und einem Rotordurchmesser bis zu 3 m in Gewerbe- und Industriegebieten, wobei sich die Gesamthöhe nach § 6 Abs. 8 Satz 3 bestimmt.
Schleswig-Holstein	Verfahrensfrei sind nach § 63 Abs. 1 Nr. 3 LBO Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen, ausgenommen bei oberirdischen Gebäuden der Gebäudeklassen 4 und 5 sowie Hochhäusern und die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 2,75 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m, Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche und einem Rotordurchmesser bis zu drei Meter in Kleinsiedlungs-, Kern-, Gewerbe- und Industriegebieten sowie in vergleichbaren Sondergebieten und im Außenbereich, soweit es sich nicht um geschützte Teile von Natur und Landschaft im Sinne des § 20 Absatz 2 des Bundesnaturschutzgesetzes oder um Natura 2000-Gebiete im Sinne von § 7 Absatz 1 Nummer 8 des Bundesnaturschutzgesetzes handelt soweit sie nicht an Kulturdenkmälern oder in deren Umgebungsschutzbereich angebracht oder aufgestellt werden.
Thüringen	Verfahrensfrei sind nach § 60 Abs. 1 Nr. 3 ThürBO Solaranlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen, ausgenommen bei Hochhäusern, sowie die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt des Gebäudes, gebäudeunabhängige Solaranlagen mit einer Höhe bis zu 3 m und einer Gesamtlänge bis zu 9 m, Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe, gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche und einem Rotordurchmesser bis zu 3 m, außer in reinen Wohngebieten und im Außenbereich, soweit es sich um geschützte Teile von Natur und Landschaft im Sinne des § 20 Abs. 2 des Bundesnaturschutzgesetzes in der jeweils geltenden Fassung oder § 26a Abs. 2a des Thüringer Gesetzes für Natur und Landschaft in der jeweils geltenden Fassung handelt.

Tab. 6-2: Fortsetzung

### **Materiell-baurechtliche Anforderungen**

Nach § 4 S. 1 FStrG haben die Straßenbaulastträger dafür einzustehen, dass ihre Bauten allen Anforderungen der Sicherheit und Ordnung genügen. Nähere gesetzliche Ausgestaltungen enthält das FStrG (insbes. im Unterschied zu den Bauordnungen der Länder) kaum. Den Zielen der Sicherheit und Ordnung versucht jedoch das Regelwerk des BMVI Rechnung zu tragen. Im jährlichen Rundschreiben der Abteilung Straßenbau finden sich Bestimmungen zur Straßenplanung, Straßenunterhaltung und dem Straßenbetriebsdienst [127]. Insbesondere sind auch die sog. anerkannten Regeln der Technik oder Baukunst zu beachten.

#### **6.3.2.4 Baunebenrecht**

Neben dem Einholen einer Baugenehmigung kann für den Bau einer EE-Anlage die Einholung weiterer Genehmigungen erforderlich sein: In Betracht kommen insbesondere Genehmigungen nach dem Bundesimmissionsschutzrecht, dem Wasserrecht, dem Bundesnaturschutzrecht oder dem Denkmalschutzrecht.

Durch die Gesetzgebung der Länder sind Denkmäler unter besonderen Schutz gestellt. In unterschiedlicher Weise binden Gesetze Maßnahmen, die ein Denkmal zerstören, beseitigen, wesentlich umgestalten oder in seinem Erscheinungsbild beeinträchtigen, an eine Genehmigung oder Erlaubnis. Auch diese Genehmigungen oder Erlaubnisse entfallen neben einer straßenrechtlichen Planfeststellung (s. o.).

Ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungserfordernis besteht regelmäßig nicht. Denn Photovoltaikanlagen haben nach Ansicht des Gesetzgebers kein Gefährdungspotenzial im immissionsschutzrechtlichen Sinne, insbesondere gehen keine maßgeblichen Lärm-, Geruchs- oder Lichtemissionen von den Anlagen aus (vgl. 4. BImSchV).

Auch die Belange des Natur- und Landschaftsschutzes sind regelmäßig zu berücksichtigen, denn mit Straßenbauvorhaben können erhebliche Eingriffe in die Landschaft verbunden sein. Daher müssen auch Veränderungen an bestehenden Straßen, wenn sie mit einer wesentlichen Umgestaltung des Straßenkörpers verbunden sind, naturschutzrechtliche Belange berücksichtigen. Ferner ist die Festsetzung von Natur- und Landschaftsschutzgebieten zu beachten. Da Naturschutz und Landschaftsschutzverordnungen in der Regel den Bau von Stra-

ßen jedoch nicht zulassen, besteht hier regelmäßig nur geringes Konfliktpotenzial. Im Übrigen sind naturschutzrechtliche Belange ebenfalls im Rahmen der Planfeststellung bzw. der Bauleitplanung (etwa für Freiflächenanlagen) zu berücksichtigen und über die Vermeidung, den Ausgleich und den Ersatz nach den Vorschriften des BauGB ist damit im jeweiligen Plan zu entscheiden (naturschutzrechtliche Eingriffsregelung).

Straßenbaumaßnahmen sind außerdem geeignet, wasserrechtliche oder waldrechtlich relevante Tatbestände zu verwirklichen. Der Schutz der Gewässer und des Waldes ist daher bei der Planung ebenfalls angemessen zu berücksichtigen. Beim Bau von EE-Anlagen ist jedoch nur in den seltensten Fällen mit Eingriffen in den Wasserhaushalt oder die Waldnutzung zu rechnen.

Eine geringe Relevanz haben daneben auch bodenschutzrechtliche Aspekte: diese könnten dann einmal Berücksichtigung finden, wenn die Anlage auf altlastenverdächtigen Flächen errichtet werden sollte.

## **6.4 Rechtliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von Erneuerbare-Energie-Anlagen an Verkehrsträgern**

Im Folgenden sind die im Kapitel 5 beschriebenen Geschäftsmodelle in Bezug auf ihre rechtlichen Voraussetzungen näher zu betrachten. Dazu werden zunächst die rechtlichen Rahmenbedingungen der verschiedenen Modelle aufgezeigt. In einem kurzen Exkurs werden sodann die Möglichkeiten einer verkehrsträgerübergreifenden Nutzung des dezentral erzeugten Stromes, insbesondere im Rahmen der Direktlieferung sowie der Direktvermarktung, aufgezeigt. In einem letzten Schritt geben die Ausführungen dem geeigneten Leser noch einmal kurz und bündig die notwendigen Umsetzungsschritte zur Realisierung des gewählten Geschäftsmodelles an die Hand.

### **6.4.1 Eigenversorgung**

Der Begriff der Eigenversorgung beschreibt – grob zusammengefasst – die Nutzung von selbst erzeugtem Strom durch den Betreiber der Stromerzeugungsanlage vor Ort in selbst betriebenen Stromverbrauchern. Die wirtschaftliche Attraktivität

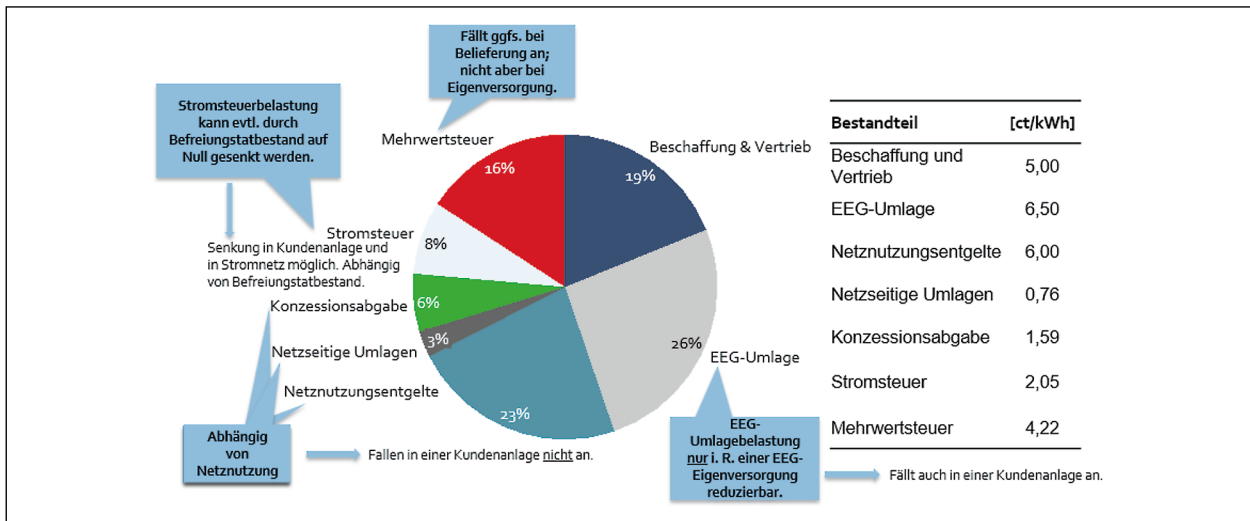


Bild 6-2: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Eigenversorgung

des Geschäftsmodells der Eigenversorgung beruht auf dem teilweisen oder vollständigen Entfallen von Umlagen, Abgaben, Entgelten und Steuern. Namentlich sind dies:

- EEG-Umlage,
- Stromsteuer,
- Mehrwertsteuer,
- Netzentgelte und
- sonstige netzseitige Umlagen (Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, §19 StromNEV-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten)

**6.4.1.1 Voraussetzungen der Eigenversorgung**

Ein Eigenversorgungsmodell der Stromnutzung kommt nur dann in Betracht, wenn die im Folgenden dargestellten Voraussetzungen vorliegen.

Der Begriff der Eigenversorgung wird in § 3 Nr. 19 EEG 2021 legal definiert:

„Eigenversorgung‘ [ist] der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.“

Hieraus leiten sich folgende drei Voraussetzungen ab, die für eine Eigenversorgung erfüllt sein müssen und im Folgenden näher dargestellt werden:

- Keine Durchleitung durch ein Netz

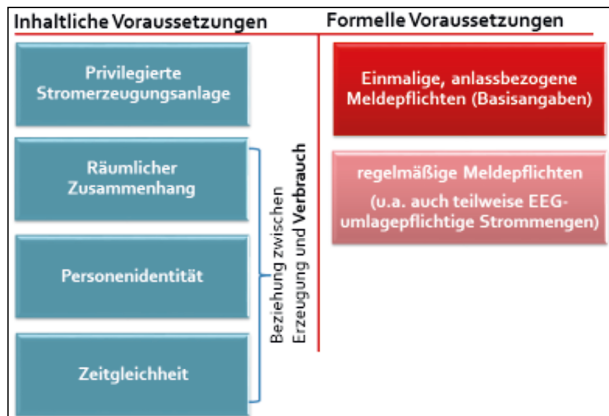


Bild 6-3: Voraussetzungen der Eigenversorgung

- Räumliches Näheverhältnis
- Personenidentität

Darüber hinaus sind im Hinblick auf die Messung und auf die Zeitgleichheit zwischen Erzeugung und Verbrauch die weiteren Voraussetzungen nach § 62b Abs. 1 und 5 EEG 2021 sowie formelle Voraussetzungen bei Meldepflichten zu beachten.

**Keine Durchleitung durch ein Netz**

Unter einem Netz ist nach § 3 Nr. 35 EEG 2021

„die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung“

zu verstehen. Der Begriff bezieht sich in Abgrenzung zur Kundenanlage (§ 3 Nr. 24a und b EnWG) auf das Netz der allgemeinen Versorgung, d. h. auf das Stromnetz des örtlichen Netzbetreibers. Dies bedeutet, dass der in einer dezentralen Erzeugungsanlage wie z. B. einer PV-Anlage auf dem Dach einer Autobahnmeisterei erzeugte Strom auf

dem Weg zur Nutzung in Verbrauchseinrichtungen des Eigenversorgers nicht in das örtliche Stromnetz eingespeist und hierüber verteilt werden darf. Zwischen Erzeugungsanlage und Verbrauchseinrichtung dürfen sich keine Netzbetriebsmittel befinden.

### Räumliches Näheverhältnis

Der Begriff des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ wird im EEG 2021 nicht weiter definiert. Hinsichtlich der Auslegung werden in der Praxis verschiedene Auffassungen vertreten [128]. In der Gesetzesbegründung findet sich zum wortgleichen § 3 Nr. 19 EEG 2017, dass dieser der Vorgängernorm (§ 5 Nr. 12 EEG 2014) entspricht [129]. Dementsprechend kann weiterhin zur Orientierung auf die bisherige Praxis der Clearingstelle EEG|KWKG, die bisherige Rechtsprechung und den (rechtlich unverbindlichen) Leitfaden der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Eigenversorgung [130] zurückgegriffen werden. Auf letzteren nimmt die BNetzA auch im Leitfaden Messen und Schätzen [131] ausdrücklich Bezug.

Nach Auffassung der BNetzA

„[dürfte] [e]in unmittelbarer räumlicher Zusammenhang [...] regelmäßig jedenfalls dann gegeben sein, wenn sich die Stromerzeugungsanlage und die Verbrauchsgeräte des potentiellen Eigenversorgers in bzw. auf demselben Gebäude befinden. Auch auf demselben Grundstück oder auf demselben, räumlich zusammengehörigen und überschaubaren Betriebsgelände wird typischer Weise noch von einem unmittelbaren räumlichen Zusammenhang auszugehen sein, sofern dieser nicht durch störende Hindernisse (wie z. B. nicht vom Eigenversorger selbst genutzte Gebäude oder Betriebseinrichtungen) unterbrochen wird.“

(BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 36 [130])

Des Weiteren führt die BNetzA aus, dass

„[...] der unmittelbare Zusammenhang je nach den Gesamtumständen vor Ort beispielsweise durch öffentliche Straßen, Schienentrassen, Bauwerke, Grundstücke sowie andere bauliche oder natürliche Hindernisse wie beispielsweise Flüsse oder Waldstücke unterbrochen sein [kann].

Wird der Zusammenhang durch unterbrechende Elemente gestört, so kann die Störung in engen Grenzen durch räumlich-funktional stark verbindende

Bauwerke mit offensichtlicher, funktional verbindender Bedeutung, wie bspw. Förderbänder, überwunden werden. Verbindungen z. B. über gemeinsam genutzte Versorgungseinrichtungen wie z. B. Strom- oder Telekommunikationsleitungen reichen dagegen nicht aus.“

(BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 36 [130])

### Personenidentität von Anlagenbetreiber und Letztverbraucher

Personenidentität i. S. d. EEG 2021 liegt vor, wenn die natürliche oder juristische Person, die den Strom selbst verbraucht, zugleich auch die Stromerzeugungsanlage, in der dieser Strom erzeugt wird, selbst betreibt. Die Personenidentität wird allgemein strikt formal betrachtet, d. h. es ist z. B. nicht ausreichend, wenn es sich bei dem Anlagenbetreiber beispielsweise um eine Tochtergesellschaft eines Unternehmens und bei dem Letztverbraucher um eine andere Tochtergesellschaft desselben Unternehmens handelt (BGH, Urt. v. 21.12.2009, VIII ZR 35/09).

Zur Bestimmung des jeweiligen Betreibers der Stromerzeugungsanlage und des Betreibers der elektrischen Verbrauchsgeräte, in denen der (Letzt-) Verbrauch des erzeugten Stroms stattfindet, kommt es nach der BNetzA „darauf an,

- wer die tatsächliche Herrschaft über die elektrischen Verbrauchsgeräte [/Stromerzeugungsanlagen] ausübt,
- wer ihre Arbeitsweise [Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch] eigenverantwortlich bestimmt und
- wer das wirtschaftliche Risiko trägt.“

(BNetzA, Leitfaden Messen und Schätzen, S. 16 [131])

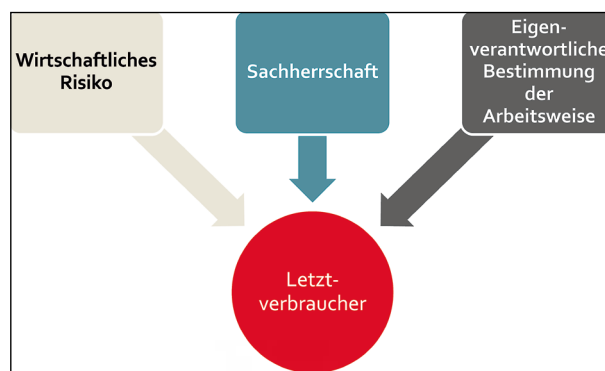


Bild 6-4: Kriterien zur Bestimmung der Betreiberstellung



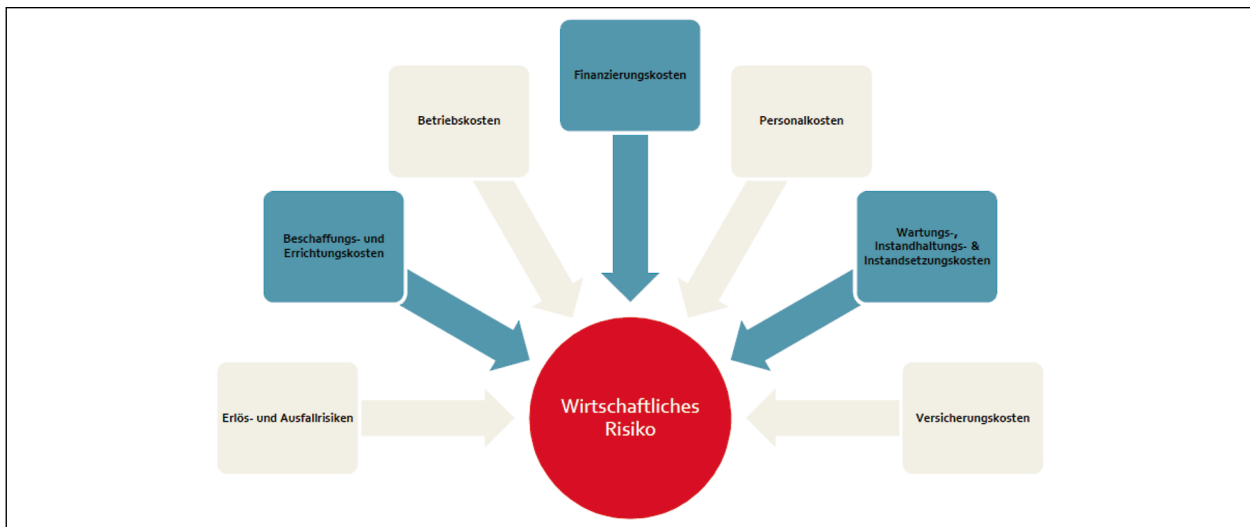


Bild 6-5: Kriterien zur Zuordnung des wirtschaftlichen Risikos

Wer das wirtschaftliche Risiko trägt, wird im Wege der Gesamtbetrachtung aller Umstände des Einzelfalles ermittelt. Im Einzelnen richtet es sich danach, wer die (Strom)Erzeugungskosten, Mengenabsatz-, Erlös- und Ausfallrisiken zu tragen hat [132] [133] 008, Az. VIII ZR 280/05, Rn. 19).

Eine Zuordnung und Zuweisung wirtschaftlicher Risiken kann durch eine vertragliche Gestaltung erfolgen. In Bezug auf die Kriterien, aus denen sich die Übertragung des wirtschaftlichen Risikos ergibt, besteht noch keine abschließende Rechtssicherheit. Folgende Kriterien können aber maßgeblich sein:

- Zuordnung von Finanzierungs-, Personal- und Wartungskosten;
- Risiken bei Nichtverfügbarkeit der Stromerzeugungsanlage/des elektrischen Verbrauchers;
- Zuständigkeit für die Reservebesicherung und Zuordnung von Reservestrompreissrisiken;
- Zuständigkeit für Stromvermarktung von Überschussstrom;
- (Mit-)Bestimmung der Fahrweise der Stromerzeugungsanlage/des elektrischen Verbrauchers;
- langfristige Vertragsbindungen zur Stromerzeugungsanlage statt kurzfristig optimierende Wechsellmöglichkeiten im Strommarkt.

Wichtig: Der Stromverbraucher muss nicht auch Eigentümer der Stromerzeugungsanlage sein. Eine Eigenversorgung lässt also auch im Rahmen sog. Anlagenpachtmodelle realisieren (sofern der Stromverbraucher durch den Pachtvertrag zum Anlagenbetreiber wird).

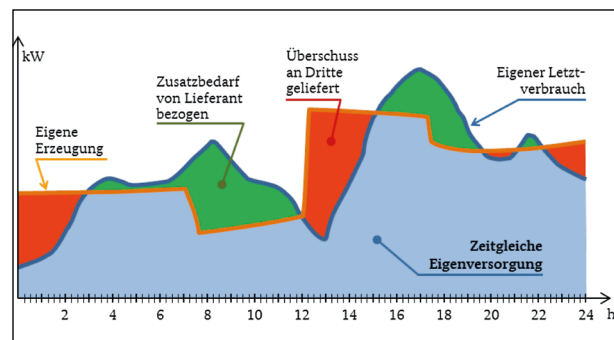


Bild 6-6: Erfordernis der Zeitgleichheit [130]

Vor dem Hintergrund, dass der Autobahn GmbH nach § 5 Abs. 1 InfrGG zum 01.01.2021 die Aufgaben der Straßenbaulast im Sinne des § 3 des Bundesfernstraßengesetzes übertragen wurden

„Gegenstand der Gesellschaft privaten Rechts sind die übertragenen Aufgaben des Bundes der Planung, des Baus, des Betriebs, der Erhaltung, der vermögensmäßigen Verwaltung und der Finanzierung der Bundesautobahnen. Die Gesellschaft ist auch für das Finanzmanagement für die Bundesstraßen zuständig.“

und das EEG keine Einschränkung im Hinblick auf die Betreiberstellung für GmbHs in öffentlicher Hand vorsieht (§ 3 Nr. 2 EEG 2021), ist festzuhalten, dass die Autobahn GmbH im ihr übertragenen Umfang als Betreiberin von Stromerzeugungs- und Stromverbrauchseinrichtungen angesehen werden kann.

### Erfordernis der Zeitgleichheit

Nicht alle Strommengen, die ein Eigenversorger selbst erzeugt oder selbst verbraucht, stellen eine Eigenversorgung im Sinne des EEG dar. Nach § 62b Abs. 5 EEG 2021 darf bei der Berechnung der selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom-

mengen unabhängig davon, ob die volle, eine anteilige oder keine EEG-Umlage zu zahlen ist, Strom höchstens bis zu der Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall (Zeitgleichheit), berücksichtigt werden. Erzeugt der Eigenversorger in einem 15-Minuten-Intervall mehr Strom als er in diesem Zeitintervall selbst verbraucht, so liefert er diesen Überschussstrom (zwangsläufig) an einen Dritten. Erzeugt der Eigenversorger in einem 15-Minuten-Intervall weniger Strom als er in diesem Zeitintervall selbst verbraucht, so bezieht er Strom von einem Dritten (z. B. über das vorgelagerte Netz).

Die Zeitgleichheit kann messtechnisch oder auf andere Weise nachgewiesen werden (vgl. § 62b Abs. 5 Satz 2 EEG 2021). Für einen messtechnischen Nachweis der Zeitgleichheit muss die Messeinrichtung folgende drei Messfunktionen erfüllen:

- Die Erfassung der Wirkarbeit (kWh),
- die Erfassung der Wirkarbeit in einer Zeitperiode von 15 Minuten (Messperiode) und
- die Erfassung der Wirkarbeit innerhalb von 15 Minuten zu einem bestimmten Zeitpunkt (gesetzliche Zeit).

Ob eine Messeinrichtung diese drei Messfunktionen mess- und eichrechtskonform erfüllt, richtet sich nach den Bestimmungen des Mess- und Eichrechts.

Die Zeitgleichheit kann auch auf anderem Wege als die viertelstundenscharfe Messung nachgewiesen werden. Prämisse des Gesetzgebers dabei ist, dass durch die andere Methode sichergestellt wird, dass nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird als im Falle eines messtechnischen Nachweises. Hinsichtlich der weiteren Möglichkeiten, die Zeitgleichheit sicherzustellen, wird auf den Leitfaden Messen und Schätzen [131] ab S. 71 verwiesen.

#### **6.4.1.2 Abgrenzung und Erfassung von Eigen- und Drittverbrauch**

Seit Einführung des EEG 2014 ist, wie bereits dargelegt, die EEG-Umlage grundsätzlich für jeden Stromverbrauch zu zahlen. Eine Abgrenzung zwischen Eigen- und Drittverbrauchsmengen ist daher erforderlich, um die EEG-Umlage abzurechnen und Umlageprivilegien in Anspruch nehmen zu können.

Nach § 62b Abs. 1 EEG 2021 sind Strommengen, für die die volle oder anteilige EEG-Umlage zu zah-

len ist, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen bzw. sofern für Strommengen nur eine anteilige oder keine EEG-Umlage zu zahlen ist oder die Zahlung verweigert werden kann, sind diese Strommengen von Strommengen, die einer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage in anderer Höhe unterliegen, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen abzugrenzen.

Kann der Eigenversorger die Abgrenzung zwischen umlageprivilegierten und nichtprivilegierten Strommengen nicht darlegen und beweisen, entfällt nach allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen das EEG-Umlageprivileg [134].

#### **Bagatellsachverhalte**

Gemäß § 62a EEG 2021 können Stromverbräuche Dritter den übrigen Stromverbräuchen eines Letztverbrauchers/Eigenversorgers zugerechnet werden und bedürfen keiner Abgrenzung nach § 62b Abs. 1 EEG 2021, wenn sie (kumulativ)

- geringfügig sind,
- üblicherweise und im konkreten Fall nicht gesondert abgerechnet werden und
- verbraucht werden
  - in den Räumlichkeiten, auf dem Grundstück oder dem Betriebsgelände des Letztverbrauchers und
  - im Fall einer gewerblichen Nutzung zur Erbringung einer Leistung der anderen Person gegenüber dem Letztverbraucher oder des Letztverbrauchers gegenüber der anderen Person.

Hinsichtlich der weiteren Möglichkeiten zur Bestimmung von Bagatellfällen wird auf den Leitfaden Messen und Schätzen [131] ab S. 45 ff und die dort dargestellten typisierenden Fallgruppen verwiesen.

#### **Abgrenzungsmethode**

Im Grundsatz muss die Erfassung und Abgrenzung von umlageprivilegierten und nichtprivilegierten Strommengen durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen erfolgen (§ 62b Abs. 1 EEG 2021). Aus dem Wortlaut des § 62b Abs. 1 Satz 1 und 2 EEG 2021 ergibt sich, dass sowohl die voll oder anteilig mit EEG-Umlage belasteten Strommengen (nachfolgend: Negativmethode) als auch nur die anteilig oder gar nicht mit EEG-Umlage belasteten Strommengen (nachfolgend: Positivmethode) erfasst werden können.

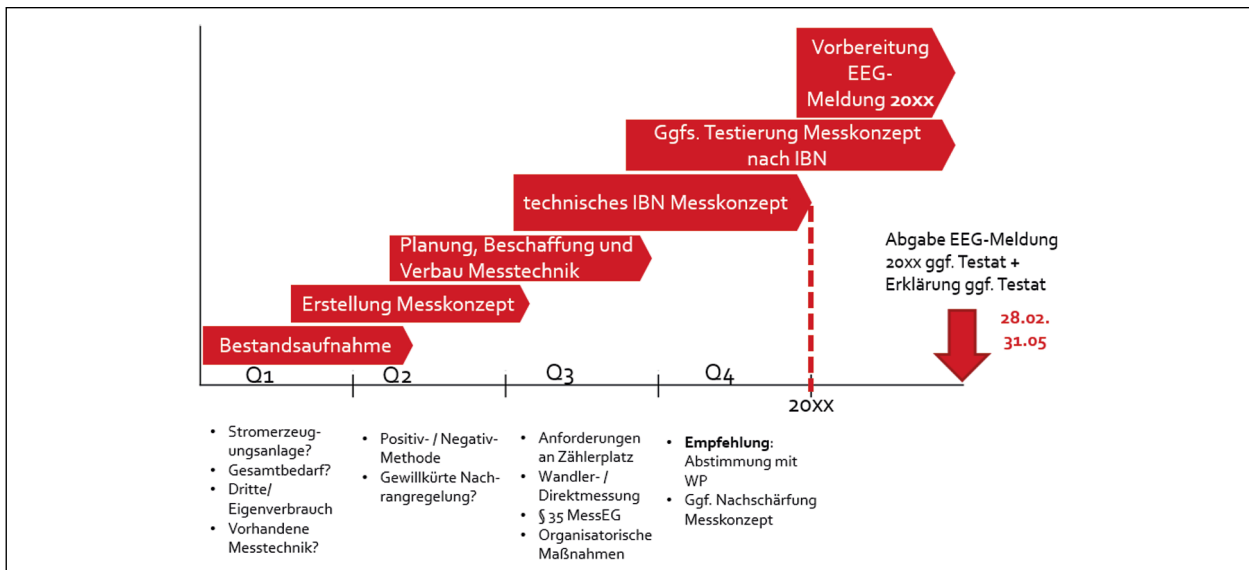


Bild 6-7: Projekttablauf Erstellung und Testierung eines Messkonzepts

Nach § 62b Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021 kann auf eine mess- und eichrechtskonforme Abgrenzung verzichtet werden, wenn innerhalb einer anteilig mit EEG-Umlage belasteten Strommenge der jeweils geltende höchste EEG-Umlagesatz angesetzt und entsprechend entrichtet wird (umlageerhöhende Zurechnung).

Ausnahmsweise bedarf es keiner messtechnischen Abgrenzung, wenn ein Schätzrecht nach § 62b Abs. 2 Nr. 2 EEG besteht. Dabei wird zwischen der technischen Unmöglichkeit einer Messung und dem unvermeidbaren Aufwand unterschieden. Nach § 62b Abs. 3 Satz 2 und 3 EEG 2021 hat die Schätzung in sachgerechter und in einer für einen nicht sachverständigen Dritten jederzeit nachvollziehbaren und nachprüfbarer Weise zu erfolgen und es muss sichergestellt werden, dass auf die gesamte Strommenge nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird als im Fall einer Abgrenzung durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen (sog. Überschätzung).

### Messkonzept

Zur Erfassung und Abgrenzung von Strommengen muss gem. § 104 Abs. 10 Satz 2 EEG 2021 eine Erklärung vorgelegt werden, mit der dargelegt wird, wie ab dem 1. Januar 2022 sichergestellt ist, dass § 62b EEG 2021 [grds. mess- und eichrechtskonforme Abgrenzung] eingehalten wird. Die dem gegenüber dem Netzbetreiber abzugebende Erklärung wird häufig als ein sog. Messkonzept bezeichnet. Ein solches Messkonzept ist insbesondere immer dann erforderlich, wenn abgrenzungspflichtige Stromverbräuche Dritter (volle EEG-Umlage) die

EEG-Umlageprivilegierung des Letztverbrauchers/ Eigenversorgers gefährden.

Die Entwicklung eines Messkonzepts ist stark Einzelfall abhängig und von der Komplexität vor Ort (technischer Aufbau einer Liegenschaft, vorhandene Messtechnik, Anzahl Stromerzeugungsanlage und Dritter usw.) abhängig. In der Regel bietet sich hierfür das in Bild 6-7 dargestellte Vorgehen an.

### 6.4.1.3 EEG-Umlagesätze

Der EEG-Umlagesatz für selbsterzeugten und selbstverbrauchten Strom liegt in der Eigenversorgung aus EE-Anlagen wie z. B. PV-Anlagen im Grundsatz bei 40 % (§ 61c Abs. 1 EEG 2021).

Eine erste Ausnahme gibt es jedoch für EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW und für höchstens 30.000 kWh selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr (§ 61b Abs. 2 EEG 2021). Hier entfällt die EEG-Umlage für den Eigenversorger vollständig.

Überdies entfällt die EEG-Umlage in folgenden – jedoch praktisch wenig relevanten – Fällen (§ 61a EEG 2021):

- Kraftwerkseigenverbrauch (Stromverbrauch in der Stromerzeugungsanlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom);
- Inselbetrieb (Stromerzeugungsanlage des Eigenversorgers ist weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen);

- Eigenversorger versorgt sich selbst vollständig mit Strom aus Erneuerbaren Energien und nimmt für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine Förderung nach dem EEG nach Teil 3 in Anspruch;
- Eigenversorgung mit Strom aus Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kW, für höchstens 10.000 kWh selbst erzeugten und selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr; dies gilt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres.

#### 6.4.1.4 Meldepflichten nach dem EEG

Für die Sicherstellung einer ordnungsgemäßen Erhebung und Abwicklung der EEG-Umlage sind auch die Eigenversorger selbst zur aktiven Mitwirkung verpflichtet.

Neben der EEG-Umlagepflicht auch für die Eigenversorgung wurden mit dem EEG 2017 auch neue, korrespondierende Meldepflichten für die Eigenversorger eingeführt: Zunächst sind Eigenversorger einmalig zur Mitteilung mindesterforderlicher Basisangaben verpflichtet (§ 74a Abs. 1 EEG 2021). Umlagepflichtige Eigenversorger sind außerdem dazu verpflichtet, ihre im Wege einer Eigenversorgung selbst erzeugten und verbrauchten (umlagepflichtigen) Strommengen für die Endabrechnung der EEG-Umlage für das vorangegangene Kalenderjahr bis zum 28.2. dem vorgelagerten Netzbetreiber bzw. falls Dritte mit Strom aus den Erzeugungsanlagen versorgt werden bis zum 31.5. dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilen (§ 74a Abs. 2 i. V. m. § 61j EEG 2021).

Zudem sind Eigenversorger auf Verlangen der Bundesnetzagentur zur Mitteilung gegenüber der Bundesnetzagentur verpflichtet (§ 76 Abs. 1 a. E. EEG 2021).

Diese Mitteilungspflichten könnten zentralisiert für alle der Autobahn GmbH organisatorisch zugeordneten Autobahnmeistereien, Fernmeldemeistereien, Tunnelbetriebszentralen, Betriebsdienstzentralen u. ä., bei denen ein Eigenversorgungsmodell umgesetzt wird, durch die Autobahn GmbH wahrgenommen werden. Somit würde der Verwaltungsaufwand für die einzelne der Autobahn GmbH zugeordnete Einheit (Autobahnmeisterei o. ä.) reduziert. Zugleich würden durch die Bündelung der Verwaltungsaufgaben bei der Autobahn GmbH Kostenein-

sparung (durch geringeren Personalaufwand) und Effizienzsteigerung (durch Aufbau entsprechenden Know-hows bei der Autobahn GmbH, statt bei jeder Meisterei o. ä.) ermöglicht.

Hinweis: Die nicht fristgemäße Basisdaten- sowie die jährliche Strommengenmeldung ist sanktioniert (§ 61i EEG 2021). Bei versäumter Basisdatenmeldung erhöht sich der EEG-Umlagesatz in der Eigenversorgung um 20 Prozentpunkte. Bei versäumter jährlicher Strommengenmeldung erhöht sich der EEG-Umlagesatz in der Eigenversorgung auf 100 %.

#### 6.4.1.5 Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben

Netzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben fallen nach § 17 Abs. 1 StromNEV, § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV, § 17f EnWG, § 18 AbLaV, § 26 Abs. 1 KWKG, § 1 Abs. 2 KAV nur bei Nutzung eines Netzes an.

Da für eine Eigenversorgung zwingend ist, dass keine Netzdurchleitung stattfindet, fallen damit die genannten Strompreisbestandteile bei der Eigenversorgung nicht an.

#### 6.4.1.6 Stromsteuer

Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer. Sie entsteht, wenn Strom durch Letztverbraucher aus dem Versorgungsnetz i. S. d. Stromsteuergesetzes entnommen wird. Das Versorgungsnetz erfasst auch die energiewirtschaftliche Kundenanlage ([135], § 5 StromStG, Rn. 15). Steuerpflichtig ist in der Regel derjenige, der als Versorger Strom an Letztverbraucher leistet oder als Eigenerzeuger Strom zum Selbstverbrauch/Eigenverbrauch nutzt (vgl. § 5 Abs. 1 StromStG). Eigenerzeuger ist jeder, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt (§ 2 Nr. 2 StromStG).

#### Stromsteuerbefreiungen

Nicht jede Entnahme von Strom durch den Eigenerzeuger ist steuerpflichtig; das StromStG regelt verschiedene Möglichkeiten der Stromsteuerbefreiung.

§ 9 Abs. 1 Nr. 3 a) StromStG

Besonders relevant hier die Befreiung für Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt aus Erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Betreiber der Anlage

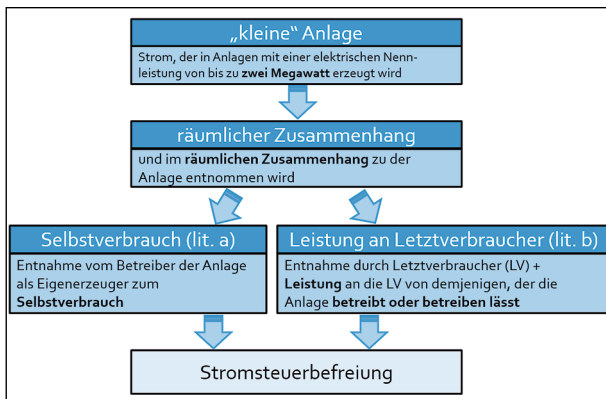


Bild 6-8: Übersicht Stromsteuer bei dezentralen Erzeugungsanlagen

als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG).

Die Voraussetzungen für die Stromsteuerbefreiung werden in der Stromsteuer-Durchführungsverordnung, in Erlassen des Bundesfinanzministeriums und in der Rechtsprechung näher konkretisiert. Vertiefende Ausführungen sollen jedoch an dieser Stelle hierzu nicht erfolgen. Gleichwohl bleibt anzumerken, dass der räumliche Zusammenhang nunmehr gesetzlich auf einen Radius von bis zu 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungseinheit festgelegt wurde (§ 12b Abs. 5 StromStV).

#### § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG

Eine weitere relevante Stromsteuerbefreiung kann § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG sein, nach dem der Strom von der Stromsteuer befreit ist, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt aus Erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird.

Die Gesetzesbegründung weist darauf hin, dass der Ort der Erzeugung weiter zu verstehen ist:

„Um den Anwendungsbereich der Vorschrift zukünftig klarer zu regeln, wird nicht mehr auf ein ausschließlich aus Erneuerbaren Energieträgern gespeistes Netz oder eine entsprechende Leitung, sondern auf den Selbstverbrauch des Betreibers am Ort der Erzeugung des aus Erneuerbaren Energien erzeugten elektrischen Stroms abgestellt. [...] **Als Ort der Erzeugung gilt dabei zumindest** das Gebäude, das Grundstück oder das Flurstück, auf dem sich die Stromerzeugungsanlage befindet. Bei einem räumlich zusammengehörenden Gebiet können aber auch **mehrere** Gebäude oder **Grundstü-**

**cke sowie Betriebsgelände** hiervon umfasst sein, selbst wenn diese **von natürlichen oder infrastrukturell trennenden Elementen**, wie etwa Wasserläufen oder Verkehrswegen, **unterbrochen** sind.“

[ [136]; **Hervorhebungen durch Verfasser**]

#### Antrag auf Stromsteuerbefreiung

Seit dem 01.07.2019 stehen die Befreiungstatbestände § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG unter einem generellen Erlaubnisvorbehalt (§ 9 Abs. 4 StromStG). D. h. die Stromsteuerfreiheit muss Eigerversorger im Grundsatz aktiv gegenüber dem jeweils zuständigen Hauptzollamt beantragt werden. Die Anträge sind auf amtlich vorgeschriebenen Vordrucken zu stellen.

#### Vordrucke für § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG

- Formulare 1421 (Antrag auf Erteilung/Änderung einer Erlaubnis)
- Formular 1421a (Betriebserklärung)
- Formular 1421az (Zusatzblatt zur Betriebserklärung)

#### Vordrucke für § 9 Abs. 1 Nr. 3 a) StromStG

- Formular 1422 (Antrag auf Erteilung/Änderung einer Erlaubnis)
- Formular 1422a (Betriebserklärung)
- Formular 1422az (Zusatzblatt zur Betriebserklärung)

#### Ausnahme im Rahmen des § 9 Abs. 1 Nr. 3 a) StromStG

Im Kontext des § 9 Abs. 1 Nr. 3 a) StromStG gibt es eine Ausnahme von der aktiven Beantragung der Stromsteuerbefreiung. Nach § 10 Abs. 2 Nr. 1 StromStV liegt eine allgemeine gesetzliche Erlaubnis vor, wenn Strom in Anlagen aus Erneuerbaren Energieträgern mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 Megawatt erzeugt wird.

#### Exkurs: Stromsteuerentlastung

Im Falle einer fehlenden bzw. nicht beantragten Befreiung und damit zunächst abzuführenden Stromsteuer besteht die Möglichkeit bei Vorliegen der Voraussetzungen des § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 a) StromStG die Stromsteuer durch einen Entlastungsantrag „nachträglich“ erstattet zu bekommen (§ 12c StromStV).

Die Entlastungsanträge sind jeweils bis zum 31.12. des Folgejahres auf dem amtlich vorgeschriebenem Vordruck Formular 1470 „Antrag auf Steuerentlastung für Strom aus Erneuerbaren Energieträgern“ zu stellen.

Angesichts der Möglichkeit einer anfänglichen Befreiung stellt die Stromsteuerentlastung in praktischer Hinsicht nur eine Auffangmöglichkeit dar, wenn versäumt wurde eine Befreiung zu beantragen.

### **Meldepflichten nach dem StromStG**

Eigenerzeuger sind verpflichtet, stromsteuerfreie und ggfs. stromsteuerpflichtige Mengen auf dem amtlich vorgeschriebenen Vordruck Formular 1400 abzugeben. Ist die jährliche Anmeldung gewählt worden, muss die Stromsteuer bis zum 31.05. des folgenden Kalenderjahres angemeldet und die Stromsteuer bis zum 25.06. dieses Kalenderjahres entrichtet werden.

#### **6.4.1.7 Exkurs: Kundenanlage vs. Energieversorgungsnetz**

Die Leitungen und sonstigen elektrischen Anlagen auf einer Liegenschaft sind nicht immer ohne weiteres als Kundenanlage – zwingende Voraussetzung für die Eigenversorgung – zu qualifizieren. Unter Umständen stellen sie sich auch als Energieversorgungsnetz dar. Hinsichtlich der Abgrenzung zwischen beiden Instituten hat der BGH zuletzt am 12.11.2019 (Az.: EnVR 65/18) am Beispiel zweier Standorte von Mehrfamilienhäusern entschieden.

Das EnWG regelt den Betrieb und die Nutzung von Energieversorgungsnetzen einschließlich der behördlichen Überwachung, daneben aber auch Fragen des Verbraucherschutzes, Umweltschutzes und andere Fragen der Energieversorgung. Anknüpfungspunkt für die gesetzlichen Regelungen ist die Einordnung eines Unternehmens als Energieversorgungsunternehmen (vgl. dazu § 3 Nr. 18 EnWG). Demnach sind Energieversorgungsunternehmen natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen. Der Betrieb einer Kundenanlage oder einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung (§ 3 Nr. 24a/b EnWG) macht den Betreiber nicht zum Energieversorgungsunternehmen.

Eine Kundenanlage i. S. d. § 3 Nr. 24a EnWG ist eine Energieanlage zur Abgabe von Energie, die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befindet, mit einem Energieverteilungsnetz oder mit einer Energieerzeugungsanlage verbunden ist, für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbes bei der Versorgung von Elektrizität und Gas unbedeutend ist und jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung steht.

Die Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung nach § 3 Nr. 24b EnWG stellen einen Spezialfall zur allgemeinen Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG dar. Unterschied ist der, dass diese fast ausschließlich dem betriebsnotwendigen Transport von Energie innerhalb des eigenen Unternehmens oder zu verbundenen Unternehmen dient. Drittmengen sind in diesem Zusammenhang nur in geringen Mengen erlaubt. Im Positionspapier der Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden zum geschlossenen Verteilernetz vom 23.02.2012 heißt es auf Seite 5 Ziff. 5:

„Eine Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung liegt nur vor, wenn der Anteil von an Dritte verteilter Energie an der Gesamtenergiemenge im jährlichen Mittel regelmäßig in Abhängigkeit vom Einzelfall 5 % bis 10 % nicht übersteigt.“

#### **Räumlich zusammengehöriges Gebiet**

Für die Beurteilung, ob ein räumlich zusammengehöriges Gebiet vorliegt, ist nach dem BGH entscheidend, ob das von der Energieanlage erfasste Gebiet, das sich auch über mehrere Grundstücke erstrecken kann, in dem Sinne räumlich abgegrenzt und geschlossen ist, dass sich innerhalb des durch die Anlage versorgten Gebiets keine Letztverbraucher befinden, zu deren Versorgung weitere Energieanlage zur Abgabe von Energie eingerichtet oder notwendig sind. Unschädlich ist es, wenn ein so abgegrenztes Gebiet Straßen, ähnliche öffentliche Räume oder vereinzelt, nicht ins Gewicht fallende andere Grundstücke einschließt, welche nicht durch die Energieanlage versorgt werden.

#### **Wettbewerbsrelevanz**

Hinsichtlich der Feststellung der Unbedeutendheit der elektrischen Anlage für einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb hat der BGH festgehalten, dass es einer Gesamtschau über insbesondere

die Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher, die geografische Ausdehnung und die Menge der durchgeleiteten Energie bedarf. D. h. diese Kriterien sind jeweils im Einzelfall zu ermitteln und zu gewichten, wobei je nach Einzelfall auch ein Kriterium gewichtiger sein kann als die Gesamtheit der anderen Kriterien.

Im Regelfall liegt nach dem BGH keine Unbedeutendheit mehr vor, wenn mehrere Hundert Letztverbraucher angeschlossen sind, die Anlage eine Fläche von deutlich über 10.000 m<sup>2</sup> verfolgt und die jährliche Menge an durchgeleiteter Energie voraussichtlich 1.000 MWh deutlich übersteigt und mehrere Gebäude angeschlossen sind.

#### **Diskriminierungsfreie und unentgeltliche Zurverfügungstellung**

„Unentgeltlichkeit“ schließt nach Auffassung der Regulierungsbehörden insbesondere aus, dass für die Nutzung der Anlage ein nutzungsabhängiges Entgelt verlangt wird. Unkritisch ist dagegen, wenn die Anlage im Rahmen eines vertraglichen Gesamtpakets zur Verfügung gestellt wird und Entgelt für die Nutzung der Anlage nicht nutzungsabhängig berechnet, sondern etwa in einen Miet- oder Pachtzins pauschal einkalkuliert ist.

Die Diskriminierungsfreiheit liegt nach Ansicht des BGH (Az.: EnVR 68/10) nicht vor, wenn den angeschlossenen Nutzern nicht die freie Wahl des Stromlieferanten überlassen werde, sondern vielmehr der Betreiber selbst als Stromversorger auftritt und den in Anspruch genommenen Strom direkt und gesondert gegenüber diesen abrechnet.

#### **6.4.1.8 Exkurs: Verkehrsträgerübergreifende „Eigenversorgung“**

Der Eigenversorgung ist es bereits begrifflich immanent, dass der vor Ort an der Verkehrsinfrastruktur erzeugte Strom selbst verbraucht wird (keine Durchleitung durch ein Netz, räumliches Näheverhältnis, Personenidentität). Dabei kommt es entscheidend auf das Kriterium der Personenidentität an, die in verkehrsträgerübergreifenden Versorgungskonstellationen – etwa zwischen Straße und Schiene – gerade nicht vorliegt. Eine Eigenversorgung zwischen dem stromerzeugenden Verkehrsträger Straße und dem stromverbrauchenden Verkehrsträger Schiene scheidet somit aus. Wichtig in solchen verkehrsträgerübergreifenden Versorgungskonstellationen ist, um die EEG-Umlageprivilegierung nicht zu gefährden, zudem die Vorlage eines sog. Messkonzepts

zur Erfassung und Abgrenzung von Stromverbräuchen Dritter. Schließlich handelt es sich beim Verbraucher „anderer Verkehrsträger“ um einen Dritten i. S. d. § 62 b EEG.

Gleichwohl kann der Eigenversorger (bspw. die Autobahn GmbH) überschüssige Strommengen, die er nicht für sich selbst benötigt, an andere Stromversorger – und somit auch an andere Verkehrsträger (bspw. die DB Energie) - veräußern. Eigenversorgung kann so mit Direktlieferung oder Direktvermarktung kombiniert werden. Eine verkehrsträgerübergreifende Stromnutzung im Wege der Direktlieferung kommt allerdings nur dann in Betracht, wenn der erzeugte Strom über eine Direktleitung oder innerhalb derselben Liegenschaft an den Verbraucher „anderer Verkehrsträger“ geliefert werden kann. Sollten diese Voraussetzungen nicht vorliegen, ist eine verkehrsträgerübergreifende Nutzung des dezentral erzeugten Stromes nur über das Stromnetz möglich. Hierzu kann auf die entsprechenden Ausführungen zur (regionalen) Direktvermarktung (siehe Kapitel 6.4.3) verwiesen werden.

#### **6.4.1.9 Fazit**

Den vor Ort an der Verkehrsinfrastruktur erzeugten Strom selbst zu verbrauchen, kann in vielen Situationen sinnvoll sein. Vergleicht man den (alternativen) Netzstrombezugspreis mit den durch die Eigenversorgung erzielten Einsparungen, ergibt sich zudem eine positive Wirtschaftlichkeitsbewertung.

Insbesondere vor den Hintergrund (prognostizierter) steigender Strompreise ist davon auszugehen, dass die aufgrund des Eigenverbrauchs eingesparten Strombezugskosten weiterhin steigen dürften. Somit dürfte auch langfristig mit guten Renditeerwartungen gerechnet werden können.

Allerdings besteht mit der (nur prognostizierbaren) langfristigen Entwicklung der EEG-Umlage und des Strompreises zugleich ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor.

Überdies ist die Etablierung und der Betrieb eines Eigenversorgungsmodells mit Verwaltung (insbesondere einmalige und jährliche Meldungen in Bezug auf EEG-Umlage und Stromsteuer) sowie ggfs. der Erstellung und Nachhaltung eines je nach den Verhältnissen vor Ort mehr oder weniger komplexen Messkonzepts verbunden.



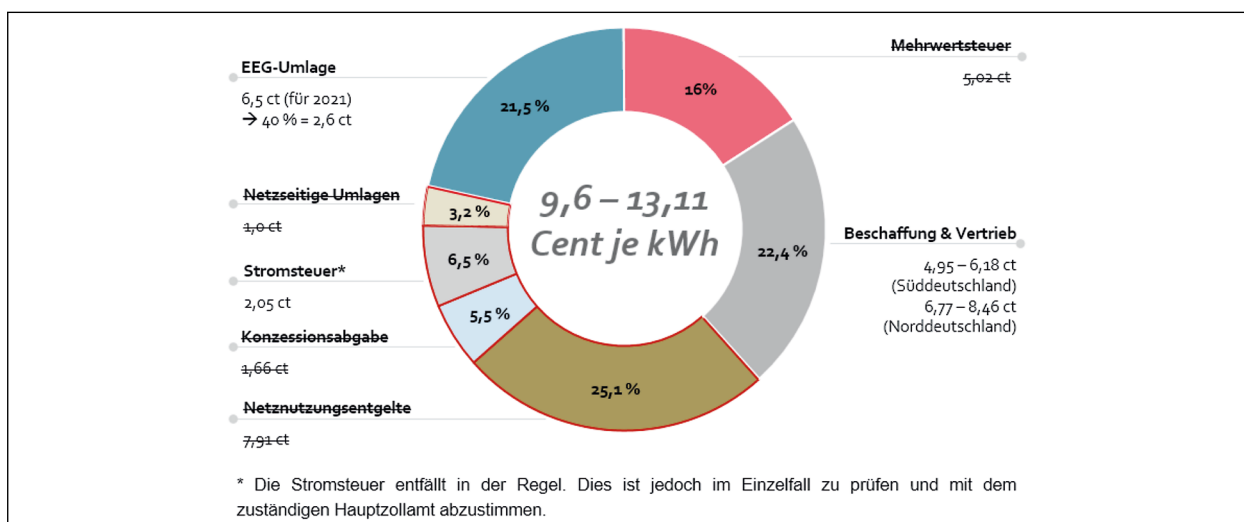


Bild 6-9: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Eigenversorgung

#### 6.4.1.10 Umsetzungsschritte

Für die Umsetzung eines Eigenversorgungsmodells bedarf es insbesondere folgender Schritte:

- Klärung Notwendigkeit (bau)rechtlicher Genehmigungen für Errichtung PV-Anlage
- Abklärung mit Fernstraßenbundesamt im Straßenbereich (gilt nicht für Freiflächenanlagen)
- Baurechtliche Genehmigung nicht notwendig, wenn Genehmigung nach FStrG vorliegt.
- Im Übrigen baurechtliche Genehmigung abhängig von Landesbauordnungen.
- Konzipierung Eigenversorgungsmodell
- Allgemeine Erwägungen (Dimensionierung PV-Anlage, Vermarktung Überschussstrom, usw.)
- Klärung, ob Messkonzept zur Strommengenabgrenzung nach § 62b EEG 2021 notwendig
- ggfs. Beantragung Stromsteuerbefreiungen gegenüber zuständigem Hauptzollamt
- Inbetriebnahme und Leben des Eigenversorgungsmodells
- Aufbau PV-Anlage und Messtechnik
- Initiale unverzügliche Basisdatenmeldung gegenüber
- vorgelagertem Netzbetreiber, wenn keine Drittlieferung vorliegt (§ 74a Abs. 1 i. V. m. § 61j Abs. 2 EEG 2021) bzw.
- zuständigem Übertragungsnetzbetreiber, wenn Drittlieferung vorliegt (§ 74a Abs. 1 i. V. m. § 61j Abs. 1 EEG 2021)
- Unverzügliche Meldung von Veränderungen bzgl. der Basisdaten bei zuständigem Netzbetreiber (siehe Punkt zuvor)
- Jährliche Meldung von Strommengen zur EEG-Umlageabrechnung
- Frist 28.2. eines Jahres an vorgelagerten Netzbetreiber, wenn keine Drittlieferung erfolgt.
- Frist 31.5. eines Jahres an zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, wenn Drittlieferung erfolgt.
- Stetes Nachhalten des Messkonzepts, um gesetzeskonforme Strommengenabgrenzung sicherzustellen
- Jährliche Meldung von stromsteuerfrei entnommenen Strommengen bei Inanspruchnahme von Stromsteuerbefreiungen gegenüber zuständigem Hauptzollamt (Formular 1400) → Frist: 31.5. eines Jahres
- Ggfs. Antrag auf Erstattung von Stromsteuer, wenn keine Befreiung beantragt wurde → Frist: 31.12. eines Jahres

#### 6.4.2 Direktlieferung

Das zweite im Kapitel 5 dargestellte Geschäftsmodell ist die Direktlieferung des in der dezentralen EE-Anlage erzeugten Stroms ohne Nutzung eines Netzes. Mit anderen Worten, der in der EE-Anlage erzeugte Strom wird entweder an dritte Stromverbraucher innerhalb derselben Liegenschaft (energiewirtschaftliche Kundenanlage) oder über eine Direktleitung an den Stromverbraucher geliefert. Eine verkehrsträgerübergreifende Nutzung des dezentral erzeugten Stromes im Rahmen der Direkt-



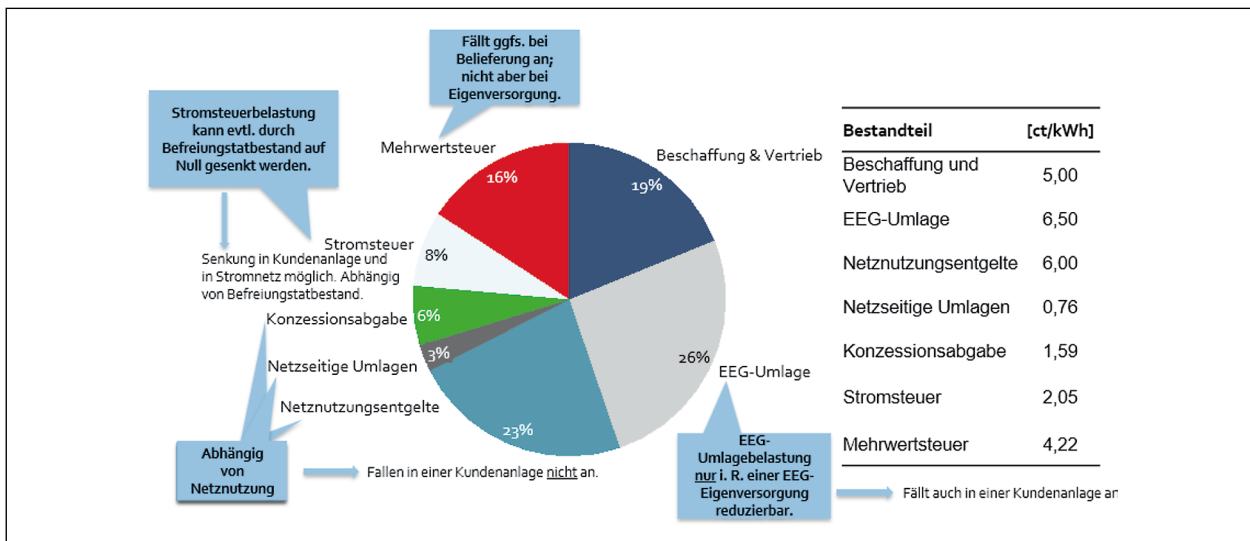


Bild 6-10: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Direktlieferung

lieferung kommt nur in Betracht, wenn der erzeugte Strom über eine Direktleitung oder innerhalb derselben Liegenschaft an den Verbraucher „anderer Verkehrsträger“ geliefert werden kann. Sollten diese Voraussetzungen nicht vorliegen, ist eine verkehrsträgerübergreifende Nutzung des dezentral erzeugten Stromes grundsätzlich über das Stromnetz vorstellbar. Diesbezüglich wird auf die Ausführungen zur regionalen Direktvermarktung (Kapitel 6.4.3) verwiesen.

Die Direktlieferung kann mit der Eigenversorgung kombiniert werden. D. h. der Eigenversorger kann überschüssige Mengen, die er nicht für sich selbst benötigt, an andere Stromversorger veräußern.

Die wirtschaftliche Attraktivität des Geschäftsmodells der Direktlieferung beruht auf dem vollständigen Entfallen folgender Umlagen:

Netzentgelte und sonstige netzseitige Umlagen (KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, §19 StromNEV-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten).

Die Konzessionsabgabe entfällt grundsätzlich dann, wenn elektrische Leitungen nicht in öffentlichen Verkehrswegen verlegt sind. Dies wird in der Regel bei energiewirtschaftlichen Kundenanlagen der Fall sein. Sollte eine Versorgung über eine Direktleitung erfolgen und diese in öffentlichen Verkehrswegen verlegt sein, wird die Konzessionsabgabe in der Regel anfallen.

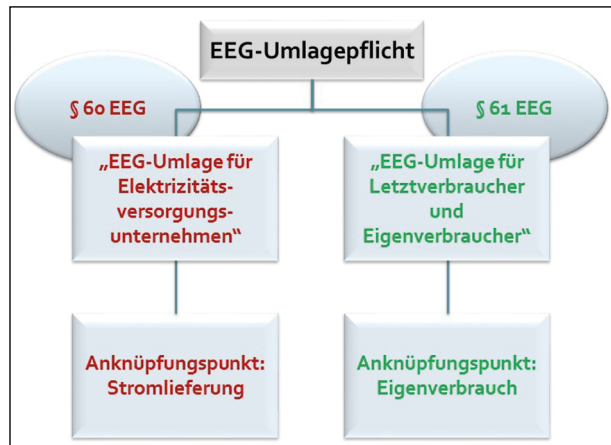


Bild 6-11: Anknüpfungspunkt für die Entstehung der EEG-Umlage

### 6.4.2.1 Versorgerpflichten eines Direktlieferanten

#### Abführung der EEG-Umlage, Meldepflichten und Abschlagszahlungen

Das EEG fördert die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch eine Vergütung, die über dem Preis liegt, der für Strom am Markt erzielt werden kann. Die daraus resultierenden Kosten werden über den Ausgleichsmechanismus des EEG umgelegt. Das Gesetz verpflichtet dazu u. a. alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig zum gelieferten Strom die EEG-Umlage zu entrichten, vgl. § 60 Abs. 1 EEG 2021 (auch für die Eigenversorgung mit Strom fällt eine ggf. verringerte EEG-Umlage an, siehe ausführlich oben unter 6.4.1).

Zu den EEG-umlagepflichtigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gehören alle natürlichen oder juristischen Personen, die Elektrizität an Letztver-

braucher liefern (§ 3 Nr.20 EEG 2021). Hierzu zählt auch die Autobahn GmbH, wenn sie dritte Stromverbraucher aus den selbst betriebenen EE-Anlagen innerhalb einer Liegenschaft oder über eine Direktleitung mit Strom versorgt.

Der Autobahn GmbH als Elektrizitätsversorgungsunternehmens obliegen gegenüber dem zuständigen regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber

- 50Hertz Transmission GmbH,
- Amprion GmbH,
- Tennet TSO GmbH oder
- TransnetBW GmbH

aufgrund der EEG-Umlagepflicht folgende Meldepflichten:

- Initial ist sie verpflichtet mindesterforderliche Basisangaben mitzuteilen (§ 74 Abs. 1 EEG 2021).
- Ferner ist sie verpflichtet, zum einen unverzüglich die an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge elektronisch mitzuteilen und zum anderen bis zum 31.05. die Endabrechnung des Vorjahres vorzulegen (§ 74 Abs. 2 EEG 2021). Die Endabrechnung wird dabei in der Praxis durch einen Wirtschaftsprüfer, durch eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft und testiert (§75 EEG 2021).

Zudem sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf Verlangen der Bundesnetzagentur zur Mitteilung gegenüber der Bundesnetzagentur verpflichtet (§ 76 Abs. 1 a. E. EEG 2021).

Das EEG verpflichtet die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Weiteren dazu, auf die Zahlung der EEG-Umlage monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten (§ 60 Abs. 1 S. 4 EEG 2021). Nähere Angaben dazu, wann der Umfang einer Abschlagszahlung angemessen ist, bzw. dazu, wann Abschlagszahlungen fällig werden, enthält das Gesetz nicht. Teilweise wurde zum EEG 2014 vertreten, dass die Fälligkeit der monatlichen Forderung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Elektrizitätsversorgungsunternehmen selbstständig festgelegt werden müsse; andererseits wird eine Zahlung zum 15. des nachfolgenden Monats als Branchenkonsens bewertet (vgl. dazu [137] § 60 Rn. 73 f.). Eine abschließende Klärung brachte das EEG 20201 in diesem Kontext nicht, da

der Gesetzestext weiterhin keine explizite Regelung zur Fälligkeit vorsieht.

Kommt ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen seiner Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nicht rechtzeitig nach, ist die Geldschuld ab Eintritt der Fälligkeit zu verzinsen (§ 60 Abs. 3 EEG 2021). Die Bestimmung wird auch auf die Berechnung der monatlichen Abschläge angewandt. Für den Fall, dass die Fälligkeit nicht eintreten konnte, weil das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die von ihm am Letztverbraucher gelieferten Strommengen nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet hat, gilt die Zahlung der EEG-Umlage als spätestens am 1. Januar des Folgejahres fällig (vgl. § 60 Abs. 3 EEG 2021).

### **Abführung von netzseitigen Umlagen, Netzentgelten, Konzessionsabgabe und Stromsteuer**

Netzseitige Umlage und Netzentgelte

Netzentgelte und netzseitige Umlagen fallen nach § 17 Abs. 1 StromNEV, § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV, § 17f EnWG, § 18 AbLaV, § 26 Abs. 1 KWKG nur bei Nutzung eines Netzes an. Da bei einer Lieferung innerhalb einer Kundenanlage oder über eine Direktleitung keine Netznutzung erfolgt, entstehen diese Entgelte und Umlagen nicht und sind damit auch nicht abzuführen.

Konzessionsabgabe

Sollte eine Direktleitung allerdings auf öffentlichen Verkehrswegen – derartig verlegte Kundenanlagen sind in der Praxis insoweit nicht bekannt – verlegt sein, fällt die Konzessionsabgabe an (§ 1 Abs. 2 KAV; vgl. [138] KAV, § 1, Rn. 120).

Diese wäre sodann an die gestattende Gemeinde abzuführen. Weitere Einzelheiten ergeben sich aus dem abzuschließenden Wegenutzungsvertrag nach § 46 Abs. 1 EnWG.

Stromsteuer

Die Stromsteuer entsteht auch bei der Direktlieferung, wenn Strom durch Letztverbraucher aus der Kundenanlage oder der Direktleitung entnommen wird (§ 5 Abs. 1 StromStG).

- **Versorgerstatus**  
Steuerpflichtig ist in der Regel derjenige, der als Versorger Strom an Letztverbraucher geleistet hat (vgl. § 5 Abs. 2 Satz 1 StromStG).

Grundsätzlich ist jeder, der Strom leistet, Versorger im Sinne des Stromsteuerrechts (§ 2 Nr. 1

StromStG). Damit wäre zunächst auch die Autobahn GmbH bei der Direktlieferung Versorger.

- Ausnahmen nach § 1a StromStV

Von diesem Grundsatz sieht § 1a Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) verschiedene Ausnahmen vor. Diese sind im Rahmen der Direktlieferung aus EE-Anlagen jedoch in der Regel nicht einschlägig, da eine Voraussetzung ist, dass bereits versteuerter Strom bezogen sein muss. Dies ist bei der Stromerzeugung in eigenen Anlagen nicht der Fall. Dies wird auch in § 1a Abs. 6 StromStV deutlich. Dort heißt es:

„(6) Wer

1. Strom innerhalb einer Kundenanlage in Anlagen **mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 Megawatt** erzeugt,

2. diesen Strom an Letztverbraucher ausschließlich innerhalb dieser Kundenanlage leistet und

3. **darüber hinaus** ausschließlich nach § 3 des Gesetzes zu versteuernden Strom ausschließlich von einem im Steuergebiet ansässigen Versorger bezieht und diesen ausschließlich innerhalb dieser Kundenanlage leistet,

**gilt nur für den erzeugten und dann geleisteten Strom als Versorger.** Für den bezogenen Strom gilt er als Letztverbraucher im Sinne des § 5 Absatz 1 Satz 1 des Gesetzes. Wird der bezogene Strom innerhalb dieser Kundenanlage geleistet, so gelten die Absätze 1a und 4 Nummer 2 entsprechend.“

**[Hervorhebungen durch Verfasser]**

In der Gesamtschau bleibt noch darauf hinzuweisen, dass die Abgrenzung zwischen der Einordnung als Versorger bzw. als Nicht-Versorger im Einzelfall schwierig sein kann. Es empfiehlt sich daher stets eine Klärung mit dem örtlich zuständigen Hauptzollamt.

- Erlaubnis nach § 4 Abs. 1 StromStG

Wer als (Voll-)Versorger Strom leistet, bedarf im Grundfall einer Versorgererlaubnis (§ 4 Abs. 1 Satz 1 StromStG). Der Antrag ist vor Aufnahme der Tätigkeit als Versorger, schriftlich beim zuständigen Hauptzollamt nach amtlich vorgeschriebenem Vordruck zu stellen. Diese sind:

- Formulare 1410 (Antrag auf Erteilung/Änderung einer Erlaubnis)

- Formular 1410a (Betriebserklärung)

- Formular 1410az (Zusatzblatt zur Betriebserklärung)

- Anzeige in Fällen § 1a Abs. 6 StromStV

In den Fällen nach § 1a Abs. 6 StromStV – wohl der Regelfall beim Geschäftsmodell der Direktlieferung –, ist vor Aufnahme der Tätigkeit als „eingeschränkter Versorger“ eine schriftliche Anzeige (keine Erlaubnis nach § 4 Abs. 1 StromStG) nach amtlich vorgeschriebenen Vordrucken ausreichend. Diese sind:

- Formulare 1412 (Anzeige auf Erteilung/Änderung einer Erlaubnis)

- Formular 1410a (Betriebserklärung)

- Formular 1410az (Zusatzblatt zur Betriebserklärung)

- Versorger- und Meldepflichten

In der StromStV finden sich Konkretisierungen der Pflichten, denen ein Versorger insbesondere im Hinblick auf die Ermittlung der Steuer und der Grundlagen zur Steuerberechnung unterliegt. Zu den Versorgerpflichten gehören vor allem die in Tabelle 6-3 aufgelisteten.

(Voll-)Versorger	eingeschränkter Versorger
Steueranmeldung d. R. jährlich (Option: monatlich) Formular 1400 Meldefrist: 31.5.	ggf. Steueranmeldung (nur) falls bei eigenerzeugten Mengen steuerpflichtige Entnahme
Führen eines Belegheftes	kein Belegheft erforderlich
Aufzeichnungspflichten i. d. R. betriebliche Aufzeichnung in elektronische Form (gem. Vordruck 1418) Ausnahme: vereinfachte Aufzeichnung, belegmäßige Nachweise	Aufzeichnungspflichten i. d. R. vereinfachte Aufzeichnung oder belegmäßige Nachweise
Verfahrensdokumentation	i. d. R. keine Verfahrensdokumentation
Melden der steuerfreien Mengen (Formular 1400) Meldefrist: 31.5.	Melden der steuerfreien Mengen (Formular 1400) Meldefrist: 31.5.
Rechnungsausweisung Nur falls steuerbegünstigte Mengen an LV mit > 10 MWh/a	Rechnungsausweisung Nur falls steuerbegünstigte Mengen an LV mit > 10 MWh/a

Tab. 6-3: Versorger- und Meldepflichten der StromStV

- **Stromsteuerbefreiungen**

Stromsteuerbefreiungen sind auch im Rahmen der Direktlieferung möglich.

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 b) StromStG ist Strom von der Stromsteuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt aus Erneuerbaren Energieträgern erzeugt und von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen.

Der räumliche Zusammenhang ist hier ebenfalls auf bis zu 4,5 km festgelegt (§ 12b Abs. 5 StromStV).

Hinsichtlich des Erlaubnisvorbehalts nach § 9 Abs. 4 StromStG und den zu beantragenden Befreiungen sowie Formularen wird auf die obigen Ausführungen zu § 9 Abs. 1 Nr. 3 a) StromStG unter 6.4.1.6 verwiesen, die auf diese Stelle übertragbar sind.

Abschließend aber noch der Hinweis, dass bei einer nicht vorliegenden Befreiung keine Stromsteuerentlastung nach § 12c StromStV für den an Dritte gelieferten Strom möglich ist, da sich der Anwendungsbereich des § 12c StromStV nur auf Eigenversorgungsmengen erstreckt.

### **Anzeige nach § 5 EnWG**

Nach § 5 EnWG müssen Energieversorgungsunternehmen (bei der Direktlieferung die Autobahn GmbH), die Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG („Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen“) mit Energie beliefern, im Grundsatz die Aufnahme und Beendigung der Tätigkeit sowie Änderungen ihrer Firma bei der Regulierungsbehörde unverzüglich anzeigen.

#### **Ausnahme innerhalb der Kundenanlage**

Allerdings ist davon ausgenommen die Belieferung von Haushaltskunden ausschließlich innerhalb einer Kundenanlage oder eines geschlossenen Verteilernetzes sowie über nicht auf Dauer angelegte Leitungen. Da die Direktlieferung typischerweise im Rahmen der Kundenanlage durchgeführt werden wird, ist eine entsprechende Anzeige bei der Regulierungsbehörde durch die Autobahn GmbH nicht vorzunehmen. Entsprechend kann die Regulie-

rungsbehörde (nach § 5 Satz 4 EnWG) die Ausübung der Tätigkeit auch nicht jederzeit ganz oder teilweise untersagen, wenn die personelle, technische oder wirtschaftliche Leistungsfähigkeit oder Zuverlässigkeit nicht gewährleistet ist.

#### **Keine Ausnahme für die Direktleitung**

Diese Ausnahme gilt jedoch nicht für die Direktlieferung über eine Direktleitung (vgl. [139] § 5 EnWG, Rn. 25). Dementsprechend sind in diesen Konstellationen die Aufnahme und Beendigung der Tätigkeit als Energieversorgungsunternehmen sowie Änderungen ihrer Firma bei der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.

### **6.4.2.2 Abwicklung der Direktlieferung**

#### **Vertragliche Abbildung: Stromlieferungsvertrag**

##### **Allgemein**

Die Direktlieferung ist idealerweise so ausgestaltet, dass der Direktlieferant (hier: Autobahn GmbH) die Letztverbraucher auf der Liegenschaft bzw. an der Direktleitung vollständig mit Strom versorgt. D. h. die Letztverbraucher kündigen den Vertrag mit ihren bisherigen Stromlieferanten und schließen einen Stromlieferungsvertrag mit dem Direktlieferanten ab. Dies ist jedoch nicht zwingend. Es kann auch nur ein Vertrag über die Lieferung von Strom aus den EE-Anlagen abgeschlossen werden und die Letztverbraucher müssen sich selbst um die Belieferung mit zusätzlich benötigtem Strom (Residualmengen) kümmern.

Die Letztverbraucher innerhalb einer Kundenanlage können generell nicht zur Abnahme des auf der Liegenschaft erzeugten Stroms gezwungen werden. Es gilt das allgemeine energierechtliche „Recht der freien Lieferantenwahl“. Allerdings sind günstige Bezugskosten in der Regel überzeugend, da wie oben beschrieben gewisse Strompreisbestandteile bei Erzeugung und Verbrauch von Strom innerhalb einer Kundenanlage bzw. über eine Direktleitung entfallen.

Das EnWG enthält zahlreiche Vorgaben an den Inhalt von Stromlieferverträgen und an die Rechnungsstellung. Diese werden im Folgenden näher dargestellt.

##### **Transparenzanforderung nach § 41 Abs. 1 EnWG**

In § 41 Abs. 1 Satz 1 EnWG ist geregelt, dass Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung einfach und verständlich sein

müssen. In Abs. 1 S. 2 sind verschiedene Pflichtinhalte vorgesehen wie

- die Vertragsdauer, die Preisanpassung, Kündigungstermine und Kündigungsfristen sowie das Rücktrittsrecht des Kunden,
- zu erbringende Leistungen einschließlich angebotener Wartungsdienste,
- die Zahlungsweise,
- Haftungs- und Entschädigungsregelungen bei Nichteinhaltung vertraglich vereinbarter Leistungen,
- der unentgeltliche und zügige Lieferantenwechsel,
- die Art und Weise, wie aktuelle Informationen über die geltenden Tarife und Wartungsentgelte erhältlich sind,
- Informationen über die Rechte der Haushaltskunden im Hinblick auf Streitbeilegungsverfahren.

#### Vertragslaufzeit und Kündigung

In der Regel läuft der Stromlieferungsvertrag unbefristet und ist bei zweiwöchiger Kündigungsfrist (entsprechend § 20 StromGKV) kündbar.

Falls eine Festlaufzeit für maximal zwei Jahre mit Verlängerungsoption (jeweils um 1 Jahr) vertraglich vereinbart worden ist, ist die Kündigungsfrist nicht länger als drei Monate (§ 309 Nr. 9 BGB).

#### Anforderungen an die Abrechnung

##### Zahlungsmöglichkeiten

Seit dem 01.02.2014 sind die Vorgaben zum SEPA-Zahlungsverkehr zwingend europaweit umzusetzen. Entsprechend sollte der Stromlieferungsvertrag die Erteilung eines SEPA-Basislastschriftmandates vorsehen.

Grundsätzlich sind Haushaltskunden nach § 41 Abs. 2 EnWG aber verschiedene Zahlungsweisen anzubieten. Als alternative Zahlungsweise kommt insbesondere das Überweisungsverfahren in Betracht.

##### Anforderung an die Rechnungsgestaltung, § 40 EnWG

Rechnungen für Energielieferungen an Letztverbraucher müssen einfach und verständlich sein. Die für Forderungen maßgeblichen Berechnungsfaktoren sind unter Verwendung standardisierter Begriffe

und Definitionen vollständig und in allgemein verständlicher Form auszuweisen.

Lieferanten sind verpflichtet, in ihren Rechnungen für Energielieferungen an Letztverbraucher folgende Angaben gesondert auszuweisen:

- Ihren Namen, ihre ladungsfähige Anschrift und das zuständige Registergericht sowie Angaben, die eine schnelle elektronische Kontaktaufnahme ermöglichen (Telefonnummer sowie E-Mail-Adresse), einschließlich der Adresse der elektronischen Post,
- die Vertragsdauer, die geltenden Preise, den nächstmöglichen Kündigungstermin (sowie, ob die Kündigung kostenfrei ist) und die Kündigungsfrist,
- die für die Belieferung maßgebliche Zählpunktbezeichnung (sofern vorhanden) und die Code-Nummer des Netzbetreibers,
- den ermittelten Verbrauch im Abrechnungszeitraum und bei Haushaltskunden Anfangszählerstand und den Endzählerstand des abgerechneten Zeitraums,
- den Verbrauch des vergleichbaren Vorjahreszeitraums,
- bei Haushaltskunden unter Verwendung von Grafiken darzustellen, wie sich der eigene Jahresverbrauch zu dem Jahresverbrauch von Vergleichskundengruppen verhält,
- die Belastungen aus der Konzessionsabgabe und aus den Netzentgelten für Letztverbraucher und gegebenenfalls darin enthaltene Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung beim jeweiligen Letztverbraucher sowie
- Informationen über die Rechte der Haushaltskunden im Hinblick auf Streitbeilegungsverfahren, die ihnen im Streitfall zur Verfügung stehen (u. a. Hinweis auf Verjährungshemmung bei Einreichung der Beschwerde gemäß § 204 Abs. 1 Nr. 4 BGB), einschließlich der für Verbraucherbeschwerden nach § 111b EnWG einzurichtenden Schlichtungsstelle und deren Anschrift sowie die Kontaktdaten des Verbraucherservice der Bundesnetzagentur für den Bereich Elektrizität und Gas.

Darüber hinaus müssen alle Stromlieferanten die Bestimmungen gemäß § 42 EnWG zur Stromkennzeichnung und Transparenz der Stromrechnung erfüllen. Das heißt, Rechnungen oder Anlagen zu

Rechnungen sowie Werbematerial für den Verkauf von Strom haben insbesondere folgende Informationen zu enthalten:

- Anteil der einzelnen Energieträger (Kernkraft, Kohle, Erdgas und sonstige fossile Energieträger, Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage, Mieterstrom, finanziert aus der EEG-Umlage, sonstige Erneuerbare Energien) an dem Gesamtenergieträgermix, den der Lieferant im letzten oder vorletzten Jahr verwendet hat und Durchschnittswerte für Deutschland
- Umweltauswirkungen in Bezug auf Kohlendioxidemissionen (CO<sub>2</sub>-Emissionen) und radioaktiven Abfall, die durch den gewählten Energieträgermix entstehen und Durchschnittswerte für Deutschland

#### 6.4.2.3 Exkurs: Verkehrsträgerübergreifende Direktlieferung

Wie bereits eingangs erwähnt, ist eine verkehrsträgerübergreifende Nutzung des in der dezentralen EE-Anlage erzeugte Stromes im Rahmen der Direktlieferung grundsätzlich denkbar. Eine solche Direktlieferung kommt allerdings nur in Betracht, wenn der erzeugte Strom über eine Direktleitung oder innerhalb derselben Liegenschaft an den Verbraucher „anderer Verkehrsträger“ geliefert werden kann. Denn kennzeichnend für das Modell der Direktlieferung ist die Lieferung des in der dezentralen EE-Anlage erzeugten Stroms ohne Nutzung eines Netzes. Der dezentral erzeugte Strom muss also entweder an den Stromerbraucher „anderer Ver-

kehrsträger“ innerhalb derselben Kundenanlage oder über eine Direktleitung geliefert werden.

Die Direktlieferung kann auch mit der Eigenversorgung kombiniert werden, indem der Eigenversorger überschüssige Strommengen an andere Stromverbraucher/andere Verkehrsträger veräußert (dazu 6.4.1.8.).

Liegen die Voraussetzungen der Direktlieferung nicht vor – soll ein anderer Verkehrsträger außerhalb der Kundenanlage des stromerzeugenden Verkehrsträgers beliefert werden oder kommt eine Lieferung über eine Direktleitung nicht in Betracht –, ist eine verkehrsträgerübergreifende Nutzung des dezentral erzeugten Stromes grundsätzlich über das Netz der allgemeinen Versorgung möglich. Hierzu wird auf die Ausführungen zur (regionalen) Direktvermarktung verwiesen (dazu 6.4.3.4)

#### 6.4.2.4 Fazit

Den vor Ort an der Verkehrsinfrastruktur erzeugten Strom per Direktlieferung zu veräußern, kann in vielen Situationen sinnvoll sein. Vergleicht man den (alternativen) Netzstrombezugspreis mit den durch die Direktlieferung aus den dezentralen Anlagen erzielten Einsparungen, ergibt sich zudem eine positive Wirtschaftlichkeitsbewertung.

Die Etablierung und der Betrieb eines Direktlieferungsmodells sind aber auch mit diversen Verwaltungsaufgaben, insbesondere einmalige und jährliche Meldungen in Bezug auf EEG-Umlage und Stromsteuer sowie jährliche Abrechnung der versorgten Kunden verbunden.

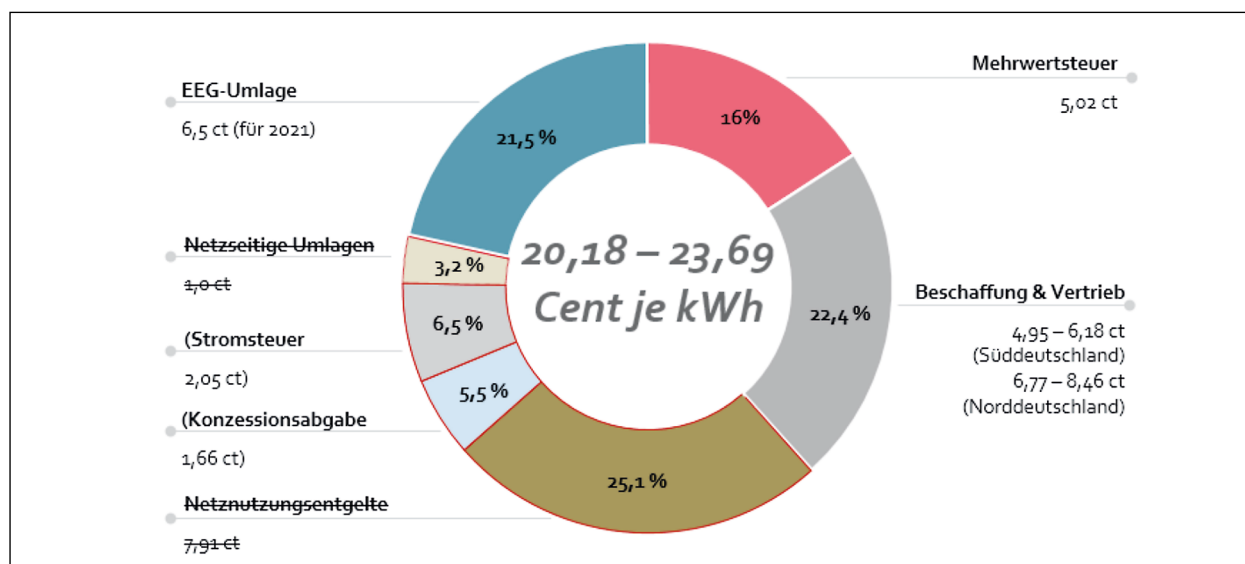


Bild 6-12: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Direktlieferung

### 6.4.2.5 Umsetzungsschritte

Für die Umsetzung einer Direktlieferung bedarf es insbesondere folgender Schritte:

- Klärung Notwendigkeit (bau)rechtlicher Genehmigungen für Errichtung PV-Anlage
- Abklärung mit Fernstraßenbundesamt im Straßenbereich (gilt nicht für Freiflächenanlagen)
- Baurechtliche Genehmigung nicht notwendig, wenn Genehmigung nach FStrG vorliegt.
- Im Übrigen baurechtliche Genehmigung abhängig von Landesbauordnungen
- Konzipierung Direktlieferung
- Klärung, ob Eigenversorgungsmodell vor Ort verfolgt wird. Falls ja, Messkonzept zur Strommengenabgrenzung nach § 62b EEG 2021 notwendig.
- Beantragung Versorgerstatus und ggfs. Stromsteuerbefreiungen gegenüber zuständigem Hauptzollamt
- Inbetriebnahme und „Leben“ der Direktlieferung
- Aufbau PV-Anlage und Messtechnik
- Klärung, ob Anzeige nach § 5 EnWG notwendig. Fall ja, unverzügliche Meldung der Aufnahme der Tätigkeit „Direktlieferung“ gegenüber Bundesnetzagentur
- Initiale unverzügliche Basisdatenmeldung gegenüber zuständigem Übertragungsnetzbetreiber (§ 74 Abs. 1 EEG 2021)
- Unverzügliche Meldung von Veränderungen bzgl. der Basisdaten bei zuständigem Übertragungsnetzbetreiber (§ 74 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2021)
- Monatliche Zahlung von Abschlägen auf EEG-Umlage (§ 60 Abs. 1 S. 4 EEG 2021)
- Jährliche Meldung von Strommengen zur EEG-Umlageabrechnung an zuständigen Übertragungsnetzbetreiber → Frist: 31.5. eines Jahres (§ 74 Abs. 2 EEG 2021)
- Bei Eigenversorgungsmodell: Stetes Nachhalten des Messkonzepts, um gesetzeskonforme Strommengenabgrenzung sicherzustellen.
- Jährliche Meldung von stromsteuerfrei entnommenen Strommengen bei Inanspruchnahme von Stromsteuerbefreiungen gegenüber zuständi-

gem Hauptzollamt (Formular 1400) → Frist: 31.5. eines Jahres

- Jährliche Abrechnung gegenüber Stromverbrauchern nach Vorgaben des EnWG

### 6.4.3 Regionale Direktvermarktung

Das dritte im Kapitel 5 dargestellte Geschäftsmodell ist die regionale Direktvermarktung von erzeugten Strommengen über das vorgelagerte Netz. Dieses Geschäftsmodell unterteilt sich in zwei Ausgestaltungsvarianten:

- Veräußerung des erzeugten Stroms von der Autobahn GmbH an einen Stromhändler (6.4.3.1) sowie
- Eigenständige regionale Vermarktung des erzeugten Stroms durch die Autobahn GmbH als Stromlieferant (6.4.3.2).

Gemein ist beiden Varianten, dass die Regionalität des Stroms als Unterscheidungsmerkmal gegenüber anderen Stromprodukten am Markt genutzt und dem jeweiligen Kunden ausgewiesen werden soll. Die gesetzlichen Vorgaben hierzu werden unter 6.4.3.3 dargestellt.

#### 6.4.3.1 Veräußerung an einen Stromhändler

Bei der Veräußerung von Strom seitens der Autobahn GmbH an einen Stromhändler handelt es sich im Grundsatz um einen klassischen, seit Jahrzehnten bekannten Energie-/Stromlieferungsvertrag. Diese sind gesetzlich nicht typisiert. Es besteht jedoch Einigkeit, dass der Stromliefervertrag als Kaufvertrag oder als Vertrag, auf den die Bestimmungen des Kaufvertragsrechts (§§ 433 ff. BGB) anzuwenden sind, anzusehen ist (vgl. [140] vor § 433 Rn. 39). Dementsprechend findet das allgemeine Vertragsrecht (§§ 311 ff. BGB) sowie bei nicht individualvertraglich ausgehandelten Verträgen das Recht der Allgemeine Geschäftsbedingungen (AGB - §§ 305 ff. BGB) Anwendung.

Der Begriff des Power Purchase Agreement (PPA) ist in diesem Kontext wohl als reines Buzzword zu sehen.

Stromlieferverträge enthalten üblicherweise Regelungen zu folgenden Punkten, wobei selbstverständlich die fluktuierende Erzeugung bei Erneuerbaren Energien zu berücksichtigen und die Vertragsgestaltung in Inhalt und Umfang stark davon

abhängig ist, ob es sich um einen Vertrag im Massengeschäft handelt oder nicht:

- Vertragspartner
- Bestimmung der Hauptleistung (Art und Weise der Energielieferung), u. a.:
  - Mengen- und Bilanzrisiko, d. h. offene Lieferung oder Fahrplanlieferung; Prognosepflichten des Kunden, Prognosepflichten des Erzeugers,
  - Erfüllungsort und Übergabestelle,
  - Zuordnung der Lieferung zu einem Bilanzkreis,
  - ggfs. Aufnahme weiterer Zählpunkte.
- Bestimmung der Gegenleistung (Preis und Preisgestaltung), z. B.:
  - Strompreis,
  - Verfahren bei Abweichungen von vereinbarten Prognosefahrplänen oder Mindestmengen-/leistung (Mehr- oder Mindermengenregelungen),
  - Take-or-Pay-Verpflichtungen (ggf. begrenzt auf bestimmte Sachverhalte wie Betriebsstilllegungen).
- Preisänderungs-, Steuer- und Abgaben- sowie (allgemeine) Vertragsanpassungsklauseln
- Laufzeit- und Endschaftsbestimmungen (Kündigung bzw. Vertragsdauer)
- sonstige Inhalte, z. B.:
  - Sicherheiten,
  - Gerichtsstand,
  - salvatorische Klausel,
  - Vollmachten des Lieferanten (Beendigung des bisherigen Liefervertrages; ggf. Regelung des Netzzugangs und ausnahmsweise auch des Netzanschlusses),
  - Informationspflichten des Kunden zu Prognosezwecken,
  - Gesamtabnahmepflichten,
  - Zahlungsbestimmungen,
  - Regelungen zur Vertragsabwicklung.

### 6.4.3.2 Eigenständige regionale Vermarktung durch Autobahn GmbH

#### Allgemein

Die Variante, in der die Autobahn GmbH selbst als Stromlieferant für regionalen Strom auftritt, unterscheidet sich dem Grunde nach aus rechtlicher Sicht nicht von der unter 6.4.2 beschriebenen Direktlieferung. Die grundsätzlichen Pflichten als Stromlieferant sind unabhängig davon, ob eine Stromlieferung innerhalb einer Kundenanlage/über eine Direktleitung oder über das Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt. Dementsprechend wird an dieser Stelle auf die obigen Ausführungen verwiesen und im Folgenden werden die Aspekte dargestellt, in denen sich Unterschiede ergeben.

#### Netzentgelte, Netzseitige Umlagen und Konzessionsabgabe

Aufgrund der Nutzung des vorgelagerten Netzes zur Belieferung von Stromverbrauchern fallen die Netzentgelte, netzseitigen Umlagen und die Konzessionsabgabe an (§ 17 Abs. 1 StromNEV, § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV, § 17f EnWG, § 18 AbLaV, § 26 Abs. 1 KWKG, § 1 Abs. 2 KAV).

Die Abwicklung ergibt sich für Stromlieferanten (wie hier der Autobahn GmbH) in den überwiegenden Fällen aus dem standardisierten Lieferantenrahmenvertrag (LRV) der Bundesnetzagentur [141].

Lediglich wenn der belieferte Stromkunde selbst Netznutzer ist und den standardisierten Netznutzungsvertrag (NNV) der Bundesnetzagentur [141] mit dem Netzbetreiber geschlossen hat, ist der Stromkunde selbst für die Abwicklung zuständig.

#### Anzeige nach § 5 EnWG

Die Ausnahme zur Anzeigepflicht nach § 5 S. 1 EnWG greift in diesem Zusammenhang nicht, da die Stromlieferung über das vorgelagerte Netz erfolgt. Mit anderen Worten, die Autobahn GmbH muss insbesondere die Aufnahme und Beendigung der Tätigkeit als Stromlieferant von Haushaltskunden bei der Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) unverzüglich anzeigen.

#### Bilanzkreise

Um eine Belieferung über das Netz abbilden zu können, benötigt die Autobahn GmbH einen eigenen Bilanzkreis – siehe Bilanzkreis „Autobahn“ (6.4.5) – oder Absprachen mit Bilanzkreisverantwortlichen, über die Nutzung deren Bilanzkreise.



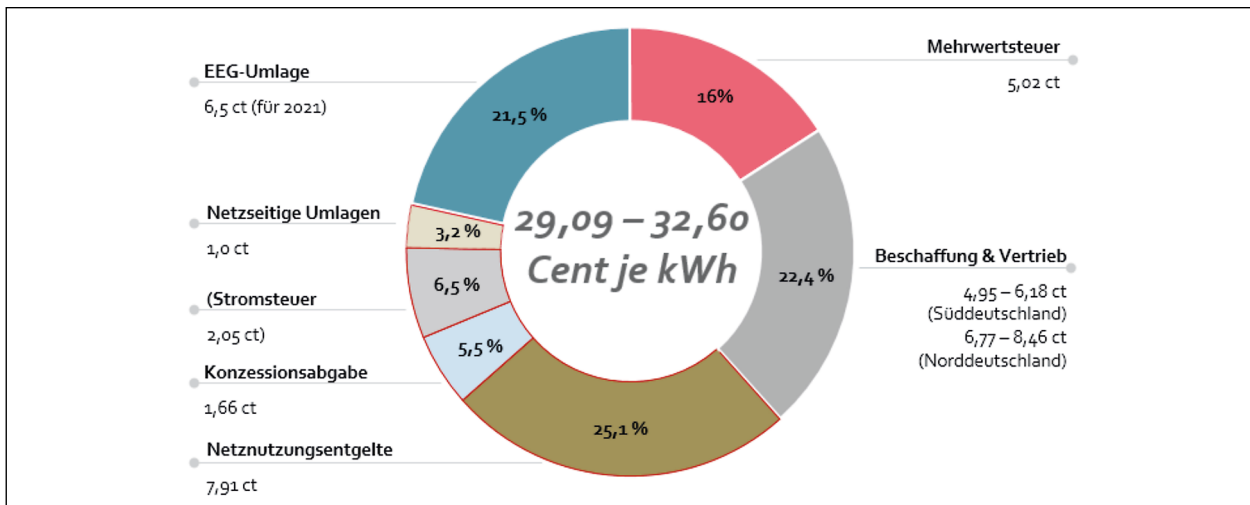


Bild 6-13: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Regionale Direktvermarktung

## Fazit

Die regionale Direktvermarktung von Strom durch die Autobahn GmbH ist aus rechtlicher Sicht als normale Tätigkeit als Stromlieferant zu werten. In wirtschaftlicher Hinsicht unterscheidet sich der angebotene Strom nicht von anderen Stromprodukten, da durch die Nutzung des vorgelagerten Netzes grundsätzlich alle Strompreisbestandteile anfallen. Lediglich im Hinblick auf die Stromsteuer wäre bei entsprechend beantragter Befreiung ein Preisvorteil von 2,05 ct/kWh möglich.

### 6.4.3.3 Nachweis der Regionalität

Hinsichtlich des Nachweises der Regionalität von Strom gegenüber Stromkunden sind verschiedene Möglichkeiten denkbar.

#### Regionalnachweisregister

Zunächst soll im Folgenden auf das Regionalnachweisregister des EEG eingegangen werden, da es aktuell der einzige ausdrückliche und explizite gesetzliche Ansatzpunkt ist.

##### Allgemein

Mit dem EEG 2017 führte der Gesetzgeber Regionalnachweise als elektronische Dokumente ein. Die Regionalnachweise werden seit dem 01.01.2019 in einem entsprechenden elektronischen Register vom Umweltbundesamt (UBA) geführt.

##### Ausgangspunkt des Registers

EEG-geförderter Strom darf im Grundsatz nicht als Grünstrom vermarktet werden. Die Grünstromeigenschaft überlässt der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber, der die EEG-Förderung auszahlt

(§ 20 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2021). Eine nochmalige Vermarktung als Regionalstrom könnte gegen das sog. Doppelvermarktungsverbot verstoßen (§ 80 EEG 2021).

Um in beschränktem Umfang dennoch eine Vermarktung der regionalen Grünstromeigenschaft aus EEG-geförderten Anlagen zuzulassen, wurde das Konzept des Regionalnachweisregisters geschaffen, das zunächst in § 79a EEG 2017 (aktuell ebenfalls § 79a EEG 2021) aufgenommen und durch das zum 01.01.2019 eingeführte Register praktisch umgesetzt wurde.

Das Register setzt der regionalen Grünstromvermarktung enge Grenzen, wie im Folgenden gezeigt wird.

##### Ausstellung von Regionalnachweisen

Regionalnachweise werden auf Antrag des Anlagenbetreibers (hier: Autobahn GmbH) für Strommengen ausgestellt, die unter dem EEG 2021 im Rahmen der geförderten Direktvermarktung veräußert werden (§ 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021). Ein Nachweis entspricht einer Kilowattstunde Strom, der erzeugt und an Letztverbraucher geliefert wurde (§ 79a Abs. 5 Satz 1 EEG 2021).

Wichtig: Regionalnachweise werden ausschließlich für Strom ausgestellt, der in Anlagen erzeugt wird, die eine EEG-Förderung in Form der Marktprämie erhalten haben (§ 79a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021). Strom, der entweder in einer EEG-Anlage erzeugt wurde, die nicht über die Marktprämie gefördert wird, oder in einer Anlage, die keine EEG-Anlage ist, kann hingegen nicht mithilfe von Regionalnachweisen als regional ausgewiesen werden.

## Verwendung von Regionalnachweisen

Stromlieferanten können Regionalnachweise verwenden, um in der Stromkennzeichnung für den Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage, auszuweisen, in welchem Umfang dieser Stromanteil in regionalem Zusammenhang zum Stromverbrauch erzeugt worden ist (§ 42 Abs. 5 Satz 2 EnWG; § 79a Abs. 8 EEG 2021). Hierfür muss der Stromlieferant entweder seine eigenen – sollte er selbst Erzeugungsanlagen betreiben (Variante 2 des Geschäftsmodells) – Regionalnachweise entwerfen oder – in dem wohl in der Praxis regelmäßigeren Fall (Variante 1 des Geschäftsmodells), dass der Stromlieferant keine eigenen EEG-Erzeugungskapazitäten nutzen kann – Regionalnachweise im benötigten Umfang erwerben. Für den Erwerb von Regionalnachweisen muss er sich im Grundsatz nur die Strommengen sichern, die der Ausstellung der Regionalnachweise zugrunde liegen (hier: geförderte Erzeugungsmengen der Autobahn GmbH). An diese Mengen sind ausgestellte Regionalnachweise gekoppelt. Sie dürfen nur entlang der vertraglichen Lieferkette des Stroms, für den sie ausgestellt worden sind, übertragen werden (§ 79a Abs. 5 Satz 3 EEG 2021).

Nach dem Erwerb der Regionalnachweise kann der Stromlieferant diese entwerfen und anschließend im Umfang seiner Entwertung die Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage, in seiner Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG) als regional erzeugt kennzeichnen.

Die Ausweisung regionalen Stroms ist allerdings immer nur für den Anteil des Stroms möglich, der als

EEG-geförderter Strom in der Stromkennzeichnung ausgewiesen wird. Dieser Anteil, der von jedem Stromlieferanten als Folge der Zahlung der EEG-Umlage auszuweisen ist, wird auf Basis von § 78 EEG 2021 ermittelt.

Schließlich ist die Verwendungsregion von Regionalnachweisen auf einen 50 Kilometer-Radius beschränkt, der sich ganz oder um das Postleitzahlengebiet befindet, in dem der Letztverbraucher den Strom verbraucht.

## Weitere Möglichkeiten

Im Folgenden wird untersucht, ob die Ausweisung als Regionalstrom auch für nicht nach dem EEG über die Marktprämie geförderten Strom möglich ist.

### Regionenbegriff und Wettbewerbsrecht

Für die Frage der zulässigen Bezeichnung eines Produkts als regional ist zunächst das Wettbewerbsrecht – hier verstanden als Lauterkeitsrecht – relevant. Es zeigt u. a. auf, wie ein Lieferant am Markt auftreten darf, wenn er Strom regional vermarkten will. Bei Verstößen gegen die lauterkeitsrechtlichen Spielregeln drohen dem Lieferanten bspw. Schadensersatzanforderungen anderer Marktbeteiligter (§§ 8-11 UWG). So darf der Lieferant keine irreführenden geschäftlichen Handlungen vornehmen. Eine Angabe wäre irreführend, wenn sie unwahre Angaben oder sonstige zur Täuschung geeignete Angaben über bestimmte Umstände enthält.

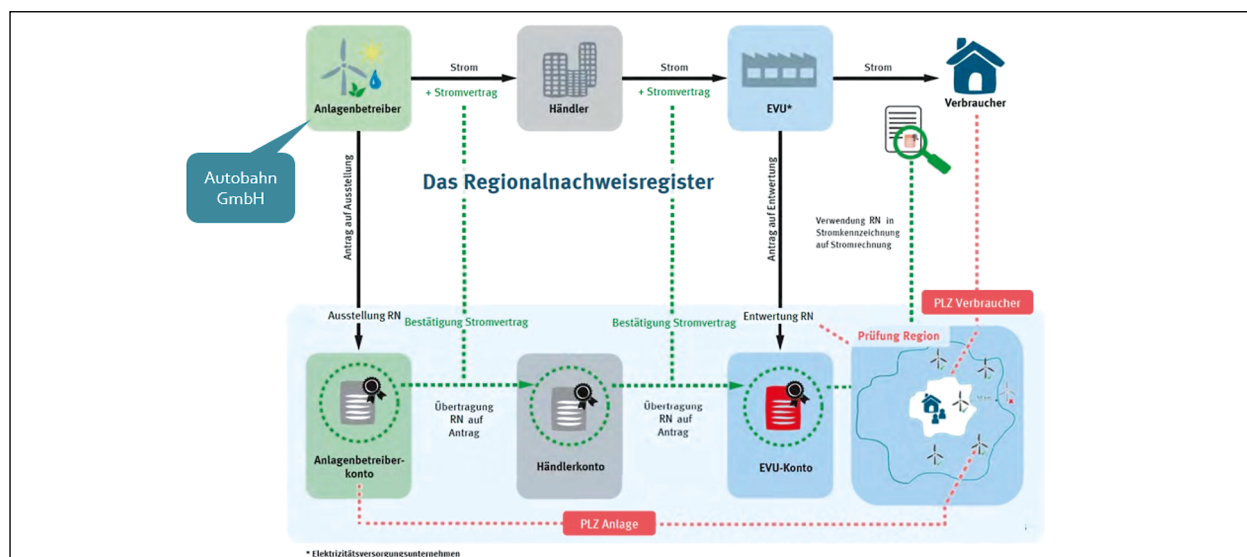


Bild 6-14: Das Regionalnachweisregister [142]

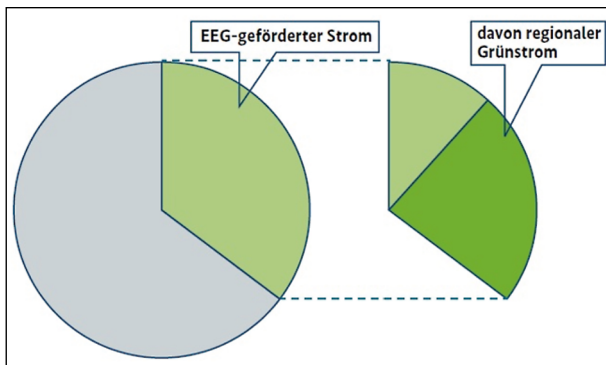


Bild 6-15: Beispiel für eine regionale Grünstromkennzeichnung [143]

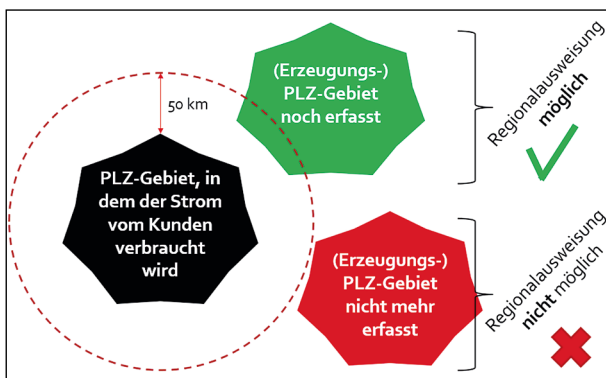


Bild 6-16: Verwendungsradius für Regionalnachweise

Im Hinblick auf die regionale Herkunft von Strom wäre aus Stromlieferantensicht also sicherzustellen, dass der gelieferte Strom tatsächlich dort erzeugt wurde, wo er dem Versprechen gegenüber den Kunden nach erzeugt worden sein soll. An dieser Stelle kommt es also auf das Verständnis vom Regionen-Begriff an.

Eine gesetzliche Definition des Begriffs „regional“ gibt es derzeit im deutschen Recht außerhalb der Regelungen zum Regionalnachweisregister nicht. Ob die Verwendung des Begriffs regionaler Strom wettbewerbswidrig ist, hängt im Wesentlichen davon ab, ob damit eine Irreführung i. S. d. § 5 UWG gegeben ist [144]. Der Maßstab der Irreführung orientiert sich am Verständnis eines durchschnittlich informierten und angemessen aufmerksamen und verständigen Mitglieds der relevanten Verkehrskreise. Das Verständnis eines durchschnittlich informierten und verständigen Endkunden variiert je nach Produkt und situationsadäquat (BGH, Urt. v. 11.04.2003 – I ZR 50/01). In der Regel wird darunter eine räumlich-geografische Einheit unterhalb der nationalen, aber oberhalb der lokalen Ebene verstanden. Bei der Bestimmung des Begriffs spielt auch der allgemeine Sprachgebrauch eine Rolle. Demnach ist eine Region ein durch bestimmte Merkmale, wie z. B. Klima, Landschaft und wirt-

schaftliche Struktur, gekennzeichneter räumlicher Bereich. Eine Eingrenzung kann etwa anhand administrativer Grenzen (bspw. Bundesland, Landkreis) erfolgen oder durch Festlegung eines bestimmten Kilometerradius. Ferner könnten auch bestimmte Natur- oder Landschaftsräume, wie z. B. das Allgäu und der Spreewald, als Region angesehen werden. Das Wettbewerbsrecht enthält demnach keine Vorgaben, die dem Regionen-Begriff klare inhaltliche Konturen verleihen. Im Verhältnis zum Regionen-Modell der Regionalnachweise kann der Regionen-Begriff enger oder weiter sein.

Regionalnachweisregister abschließend?

Aktuell sind keine Anhaltspunkte dafür ersichtlich, dass mit der Einführung des Regionalnachweisregisters ein Monopol für die Ausweisung der Regionalität geschaffen wurde. Dies ergibt sich daraus, dass Regionalnachweise nur für mit der Marktprämie geförderten Strom ausgestellt werden können und für anderen Strom daher keine Regelung treffen. Es ist auch aus dem Zusammenhang der Regelung im EEG nicht erkennbar, dass mit den Regionalnachweisen eine irgendwie geartete abschließende Regelung zur regionalen Stromvermarktung getroffen werden sollte. Überdies wäre auch fraglich, ob es überhaupt rechtlich zulässig wäre, eine solche abschließende Regelung im EEG zu treffen.

Vorgaben für die Darstellung von Regionalität

Die Darstellung von Regionalität dürfte im Wesentlichen von den wettbewerbsrechtlichen Grenzen abhängen. Nach der Rechtsprechung gibt es keine eindeutigen Grenzen, was unter Regionalität zu verstehen ist. Im Wesentlichen kommt es dabei auf die Verkehrsauffassung an, also die Ansichten eines durchschnittlichen Verbrauchers (siehe oben). Da auch die Verkehrsauffassung verschiedener Marktteilnehmer variiert, bestehen für den Begriff keine trennscharfen Grenzen. Ob auch das Regionenkonzept des Regionalnachweisregisters relevant ist, ist nicht abschließend aufklärbar. Eine Relevanz für die Verkehrsauffassung dürfte das Regionalnachweisregister erst dann erlangen, wenn es eine so große Verbreitung erlangt hat, dass ein wesentlicher Teil der Verbraucher Regionalität im Sinne des Regionalnachweisregisters versteht (vgl. [144] S. 30). Eine weitere Frage ist, ob für den Nachweis der Regionalität auch zwingend bestimmte Nachweise zu verwenden sind. Es besteht allerdings keine gesetzliche Regelung, die für die Ausweisung der regionalen Eigenschaft von Strom aus Anlagen, die nicht in der Marktprämie sind, beson-

dere Nachweise verlangt. Dies steht etwa im Gegensatz zur Ausweisung der Eigenschaft von Strom als Strom aus Erneuerbaren Energien, wofür gemäß § 42 Abs. 5 Nr. 1 EnWG grundsätzlich ein Nachweis über Herkunftsnachweise erforderlich ist.

Zwischenfazit: Mangels einer vergleichbaren Regelung zur regionalen Ausweisung kann die Ausweisung der regionalen Eigenschaft also auch auf jede andere verlässliche und nachvollziehbare Weise erfolgen, solange die allgemeinen zivilrechtlichen und insbesondere wettbewerbsrechtlichen Grenzen eingehalten sind.

Option 1: Herkunftsnachweise i. S. d. § 3 Nr. 29 EEG

Für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb der finanziellen Förderung käme damit als erste Option in Betracht, (gekoppelte) Herkunftsnachweise i.S.d. § 3 Nr. 29 EEG zu verwenden. Über diese Herkunftsnachweise könnte jedenfalls ein Nachweis über den Erzeugungsort erbracht werden, denn der Ort der Erzeugung wird auf dem Herkunftsnachweis ausgewiesen. Über den Erzeugungsort kann dann im Zusammenhang mit dem Ort des Verbrauchers auch eine regionale Eigenschaft des Stroms nachgewiesen werden.

Zwingend ist die Verwendung von Herkunftsnachweisen allerdings vor dem Hintergrund einer fehlenden Regelung zur Art und Weise der Ausweisung der Regionalität nicht.

Option 2: Freiwillige Erfüllung der Vorgaben des Regionalnachweisregisters

Ferner wäre denkbar, sich freiwillig an die Vorgaben zum Regionalnachweisregister zu halten und Strom im 50 Kilometer-Radius, für den keine Regionalnachweise erstellt wurden (z. B. nicht mittels Marktprämie geförderter Strom), als regional zu vermarkten und entsprechend in der Abrechnung auszuweisen.

Die Aussage, dass es sich bei dem an Letztverbraucher gelieferten Strom um regionalen Strom (50 Kilometer Radius) handele, wäre eine wahre Aussage. Dies gilt unabhängig davon, ob für den Strom Regionalnachweise entwertet wurden oder nicht. Denn § 5 Abs. 1 Satz 1 1. Var. UWG stellt auf die objektive Lage nach allgemeiner Verkehrsauffassung der Verbraucher ab. Soweit der Strom aus der im Regionalnachweisregister definierten Region stammt, dürfte dieser Strom nach allgemeiner Auffassung als regionaler Strom einzuordnen sein. Da-

rüber hinaus ist zu bedenken, dass für Strom aus nicht EEG-geförderten Anlagen nach dem EEG in Verbindung mit der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) überhaupt kein Regionalnachweis ausgestellt werden kann und es somit für die Regionalität nicht auf die Ausstellung von Regionalnachweisen ankommen kann.

Fazit

Der Nachweis der Regionalität von Strom ist explizit nur für das Regionalnachweisregister nach § 79a EEG 2021 geregelt. Dessen Anwendungsbereich ist auf durch die Marktprämie geförderten Strom begrenzt. Dementsprechend ist der Nachweis der Regionalität über Regionalnachweise in den Fällen, in denen die Autobahn GmbH Strom außerhalb der geförderten Marktprämie veräußert, nicht möglich.

Aufgrund des Umstands, dass keine Anhaltspunkte vorliegen, die ein Monopol des Regionalnachweisregisters auf den Nachweis der Regionalität vermuten lassen, ist der Nachweis von Regionalität auch auf andere Weise möglich. Die Grenzen ergeben sich hier aus dem Wettbewerbsrecht. In diesem Zusammenhang bietet es sich an, freiwillig die Vorgaben des Regionalnachweisregisters einzuhalten, da hierdurch ein gesetzlicher Anknüpfungspunkt für den Begriff Region vorliegt.

#### 6.4.3.4 Exkurs: Verkehrsträgerübergreifende Direktvermarktung

Eine verkehrsträgerübergreifende Nutzung des dezentral erzeugten Stromes ist grundsätzlich auch über das vorgelagerte Netz möglich. In Betracht kommt zunächst die Veräußerung des erzeugten Stroms von der Autobahn GmbH an einen Stromhändler, der den Strom wiederum an einen anderen Verkehrsträger liefern könnte.

Von größerem Interesse dürfte jedoch die zweite Ausgestaltungsvariante der eigenständigen (regionalen) Vermarktung des erzeugten Stroms durch den stromerzeugenden Verkehrsträger an den stromverbrauchenden Verkehrsträger sein. Während im Geschäftsmodell der „regionalen Direktvermarktung“ das Kriterium der Regionalität des Stroms als Unterscheidungsmerkmal gegenüber anderen Stromprodukten am Markt von besonderer Bedeutung war, können die folgenden Ausführungen auch für die herkömmliche Direktvermarktung Geltung beanspruchen. Ob die Autobahn GmbH als Stromlieferantin für regionalen Strom oder als her-

kömmliche Direktvermarkterin auftritt, unterscheidet sich dem Grunde nach aus rechtlicher Sicht nicht. Die grundsätzlichen Pflichten als Stromlieferant bestehen unabhängig davon, ob eine Regionalstromlieferung oder eine herkömmliche Stromlieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt (hierzu kann auf die obigen Ausführungen verwiesen werden).

Die Direktvermarktung von Strom durch einen Verkehrsträger (bspw. die Autobahn GmbH) an einen anderen Verkehrsträger ist aus rechtlicher Sicht als normale Tätigkeit als Stromlieferant zu werten. Auch in wirtschaftlicher Hinsicht unterscheidet sich die verkehrsträgerübergreifende Direktvermarktung nicht von anderen Arten der Direktvermarktung: Vergütet wird – analog zur klassischen Direktvermarktung – der durchschnittliche monatliche Börsenstrompreis zuzüglich der Marktprämie. Alternativ kann zwischen den Verkehrsträgern auch ein Festpreisvergütungsmodell (Power Purchase Agreement) vereinbart werden. Schließlich kann die Direktvermarktung auch einen Beitrag zur Bilanzkreistreue und zu einem stabileren Stromnetz und einer sicheren Versorgung leisten: Durch die Direktvermarktung werden Produktionsmengen verlässlicher vorausgesagt und Fehl- bzw. Überschussmengen können ausgeglichen werden. Somit können einerseits Ausgleichsenergiemengen reduziert und andererseits stabilere Stromnetze (aufgrund geringerer Netzschwankungen durch EE-Anlagen) gewährleistet werden.

#### 6.4.3.5 Umsetzungsschritte

Für die Umsetzung einer regionalen Direktvermarktung bedarf es insbesondere folgender Schritte:

- Klärung Notwendigkeit (bau)rechtlicher Genehmigungen für Errichtung PV-Anlage
- Abklärung mit Fernstraßenbundesamt im Straßenbereich (gilt nicht für Freiflächenanlagen)
- Baurechtliche Genehmigung nicht notwendig, wenn Genehmigung nach FStrG vorliegt.
- Im Übrigen baurechtliche Genehmigung abhängig von Landesbauordnungen
- Konzipierung regionale Direktvermarktung
- Klärung, ob Eigenversorgungsmodell vor Ort verfolgt wird. Falls ja, Messkonzept zur Strommengenabgrenzung nach § 62b EEG 2021 notwendig.

- Beantragung Versorgerstatus und ggfs. Stromsteuerbefreiungen gegenüber zuständigem Hauptzollamt
- Absprache zur Nutzung von Bilanzkreisen, wenn kein eigener Bilanzkreis „Autobahn“
- Inbetriebnahme und „Leben“ der regionalen Direktvermarktung
- Aufbau PV-Anlage und Messtechnik
- Klärung, ob Anzeige nach § 5 EnWG notwendig. Falls ja, unverzügliche Meldung der Aufnahme der Tätigkeit „Regionale Direktvermarktung“ gegenüber Bundesnetzagentur
- Initiale unverzügliche Basisdatenmeldung gegenüber zuständigem Übertragungsnetzbetreiber (§ 74 Abs. 1 EEG 2021)
- Unverzügliche Meldung von Veränderungen bzgl. der Basisdaten bei zuständigem Übertragungsnetzbetreiber (§ 74 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2021)
- Monatliche Zahlung von Abschlägen auf EEG-Umlage (§ 60 Abs. 1 S. 4 EEG 2021)
- Jährliche Meldung von Strommengen zur EEG-Umlageabrechnung an zuständigen Übertragungsnetzbetreiber → Frist: 31.5. eines Jahres (§ 74 Abs. 2 EEG 2021)
- Abführen von Netzentgelten, netzseitigen Umlagen und Konzessionsabgabe nach Lieferantenrahmenvertrag
- Bei Eigenversorgungsmodell: Stetes Nachhalten des Messkonzepts, um gesetzeskonforme Strommengenabgrenzung sicherzustellen
- Jährliche Meldung von stromsteuerfrei entnommenen Strommengen bei Inanspruchnahme von Stromsteuerbefreiungen gegenüber zuständigem Hauptzollamt (Formular 1400) → Frist: 31.5. eines Jahres
- Jährliche Abrechnung gegenüber Stromverbrauchern nach Vorgaben des EnWG

#### 6.4.4 Flächenverpachtung

Das vierte im Kapitel 5 dargestellte Geschäftsmodell ist die Flächenverpachtung: Dabei errichtet ein privater oder öffentlicher Betreiber (Dritter) eine EE-Anlage auf einer – durch die Autobahn GmbH – verpachteten Fläche und beliefert entweder die Autobahn GmbH (Variante 1) oder einen Dritten (Variante 2) mit dem erzeugten Strom.



#### 6.4.4.1 Rechl. Ausgestaltung von Pachtmodellen

Gemein ist beiden Varianten, dass zunächst das Gebrauchs- und Flächennutzungsverhältnis zwischen Autobahn GmbH und Anlagenbetreiber näherer Ausgestaltung bedarf. Üblicherweise werden solche Nutzungsverhältnisse als Pacht- und Gestattungsverträge (§§ 581 ff. BGB) eingestuft (anders aber BGH, Urteil vom 7.3.2018 – XII ZR 129/16: Der BGH geht davon aus, dass es sich bei der aus einer PV-Anlage gewonnenen Energie weder um eine Sach- noch eine Rechtsfrucht des Grundstücks handelt und das auch eine mittelbare Fruchtziehung ausscheidet mit der Folge, dass ein entsprechendes Vertragsverhältnis mit dem Grundstückseigentümer regelmäßig nicht als Pacht-, sondern als Mietvertrag zu qualifizieren ist.)

Mit dem Pacht- und Flächennutzungsvertrag gestattet der Grundstückseigentümer – die Autobahn GmbH – einem privaten oder öffentlichen Investor/Anlagenbetreiber die Nutzung einer Fläche (Freifläche, Dachfläche, Tunneleinhausung, Lärmschutzwand/-wall ...) zur Errichtung und zum Betrieb einer Photovoltaikanlage (ein solches Vertragsverhältnis ist auch zur Realisierung von WEA-Projekten oder anderen EE-Anlagen denkbar, in den meisten Fällen dürfte der Pacht- und Flächennutzungsvertrag jedoch als zivilrechtliches Instrument zur Sicherung des Standortes einer Photovoltaikanlage Bedeutung erlangen). Damit wird zwischen Autobahn GmbH und Anlagenbetreiber ein Dauerschuldverhältnis, gerichtet auf die zeitlich begrenzte Überlassung einer Fläche, um dort eine Photovoltaikanlage zu errichten, zu betreiben und zu unterhalten, gegen ein Entgelt, die Pacht, begründet. Der Grundstückseigentümer – die Autobahn GmbH – gestattet

dem Nutzer/Anlagenbetreiber dazu alle Nutzungen, die der Errichtung und dem Betrieb einer Anlage dienen. Dies umfasst neben Errichtung und Betrieb, regelmäßig auch die Instandhaltung, die Wartung und die Reparatur der PV-Anlage, einschließlich der dazu technisch erforderlichen Einrichtungen, insbesondere der Anschlussleitungen, der Wechselrichter sowie der Schalt-, Mess- und Transformatoranlagen. Darüber hinaus sollte dem Anlagenbetreiber auch die Nutzung der für die Errichtung, den Betrieb, die Instandhaltung, die Wartung und die Reparatur notwendigen Wege und Flächen, an denen die Autobahn GmbH das Wege- und Leitungsrecht besitzt, eingeräumt werden.

Der Nutzer bzw. Pächter – Anlagenbetreiber – verpflichtet demgegenüber zur Entrichtung eines angemessenen, zwischen den Parteien vereinbarten Nutzungsentgelts. Die PV-Anlage, die verlegten Leitungen, die Schalt- und Messanlagen sowie die sonstigen vom Nutzer eingebrachten Sachen bleiben als Scheinbestandteile im Sinne des § 95 BGB Eigentum des Nutzers.

#### 6.4.4.2 Energierechtliche Aspekte der Flächenverpachtung

Soll die Autobahn GmbH zudem durch den Anlagenbetreiber/Pächter mit dem in der auf der verpachteten Fläche errichteten Anlage dezentral erzeugten Strom beliefert werden (Variante 1), muss zwischen der Autobahn GmbH und dem Anlagenbetreiber zudem ein Stromliefervertrag geschlossen werden. Dazu kann auf die Ausführungen zur Direktlieferung (6.4.2) verwiesen werden. Direktlieferant ist in dieser Variante der Anlagenbetreiber, der den in der EE-Anlage erzeugten Strom wird ent-

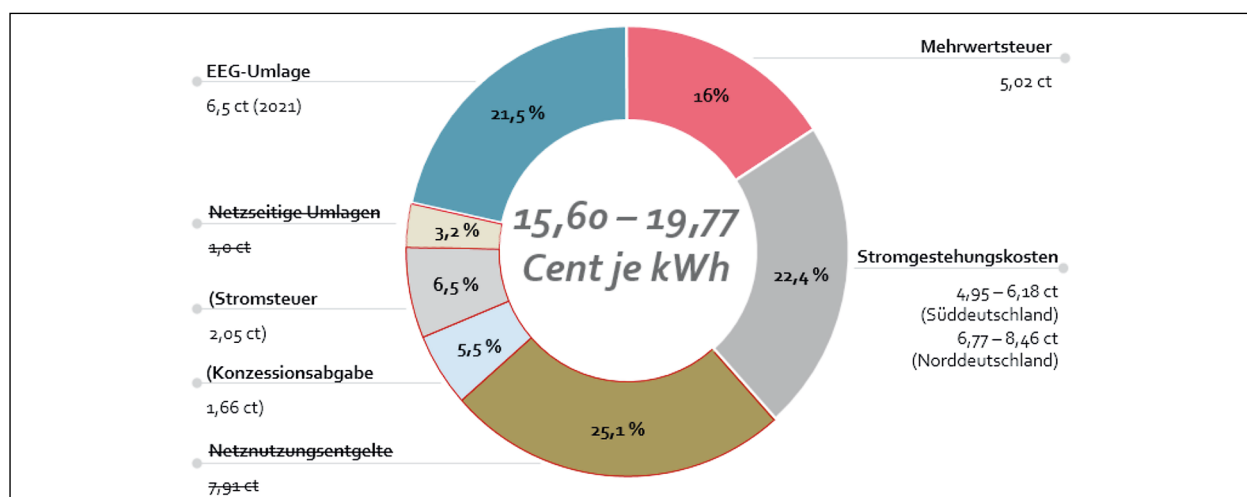


Bild 6-17: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Flächenverpachtung

weder an die Autobahn GmbH (als dritte Stromverbraucherin) innerhalb derselben Liegenschaft (energiewirtschaftliche Kundenanlage) oder über eine Direktleitung an die Autobahn GmbH (als Letztverbraucherin) geliefert.

Die Direktlieferung ist idealerweise so ausgestaltet, dass der Direktlieferant (hier: Anlagenbetreiber) die Letztverbraucherin Autobahn GmbH auf der Liegenschaft bzw. an der Direktleitung vollständig mit Strom versorgt. Im Rahmen der Direktlieferung entfallen Netzentgelte und sonstige netzseitige Umlagen (KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, §19 StromNEV-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten) vollständig. Zudem entfällt ggf. die Konzessionsabgabe.

Wird dagegen die Variante 2 realisiert, bedarf es keines über den Pachtvertrag hinausgehenden Vertragsverhältnisses zwischen Autobahn GmbH und Anlagenbetreiber.

#### **6.4.4.3 Exkurs: Verkehrsträgerübergreifende Flächenverpachtung**

Auch das Geschäftsmodell der Flächenverpachtung kann verkehrsträgerübergreifend realisiert werden: Einerseits ist es möglich, dass ein anderer Verkehrsträger (Dritter) eine EE-Anlage auf einer – durch die Autobahn GmbH – verpachteten Fläche errichtet und betreibt und mit dem erzeugten Strom entweder die Autobahn GmbH (Variante 1) oder einen Dritten (Variante 2) beliefert. Andererseits ist es möglich, dass ein anderer Verkehrsträger mit dem – auf einer verpachteten Fläche errichteten EE-Anlage durch einen dritten privaten oder öffentlichen Betreiber - erzeugten Strom beliefert wird (Variante 2). Hierzu kann auf die obigen Ausführungen verwiesen werden.

#### **6.4.4.4 Fazit**

Die Realisierung eines Flächenverpachtungsmodells kann in vielen Situationen sinnvoll sein. Für das Modell streiten insbesondere der äußerst geringe Verwaltungsaufwand für die Autobahn GmbH sowie die Verlagerung der wirtschaftlichen Risiken der Errichtung und des Betriebs der Erzeugungsanlage auf einen Dritten (Anlagenbetreiber). Vergleicht man den (alternativen) Netzstrombezugspreis mit den durch die Direktlieferung aus den dezentralen – auf der verpachteten Fläche errichteten und betriebenen – Anlagen erzielten Einsparungen ergibt

sich zudem eine positive Wirtschaftlichkeitsbewertung.

Zugleich ist die Etablierung eines Pachtmodells (ggf. in Verbindung mit einem Direktlieferungsmodell, vgl. Variante 1) aber auch mit einigen Hemmnissen verbunden: zunächst verliert die Autobahn GmbH für die Dauer des Nutzungsverhältnisses (Pacht- /Gestattungsvertrag) den Zugriff (und damit auch eigene Gestaltungsmöglichkeiten) auf die einem Dritten zur Nutzung überlassenen Fläche. Zudem verbleiben die generierten wirtschaftlichen Vorteile primär beim Anlagenbetreiber. Schließlich wird es bei der (flächendeckenden) Etablierung eines solchen Modells nicht gelingen, eigene Kompetenzen zu erweitern und der Autobahn GmbH ein neues Geschäftsfeld zu erschließen.

#### **6.4.5 Bilanzkreis Autobahn**

Das Bilanzkreissystem ist zentraler Baustein des Netzzugangsmodells bei der Belieferung mit Strom. Mit seiner Einführung im Rahmen der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie (VV Strom II) vom 13.12.1999 wurde die Durchmischung verschiedener zeitgleicher Einspeisungen und Entnahmen und damit eine verringerte Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie ermöglicht. Bilanzkreise sind somit keine geografischen Segmente, sondern Kontierungssysteme, in denen für jeden einzelnen BKV die Bilanzierung für die zugeordneten Entnahmen (physische Entnahmestellen und Fahrplanlieferungen) und für das Beschafungsportfolio (Einspeisungen und Fahrplanbezüge) stattfindet. Anzumelden sind die Mengen für jede Viertelstunde des Tages. Sofern Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme bestehen bleiben, werden diese saldiert und durch den ÜNB als Ausgleichsenergie ausgeglichen. Die Aggregation der dem BKV zugeordneten Entnahmen und Einspeisungen/Bezüge führt kraft ihrer Durchmischung dazu, dass weniger Ausgleichsenergie vom ÜNB in Anspruch genommen werden muss, da sich Prognosefehler statistisch gesehen ausgleichen.

##### **6.4.5.1 Bilanzkreismodell der StromNZV**

Für die Errichtung eines Bilanzkreises ist nach § 26 I StromNZV der Abschluss eines Bilanzkreisvertrags notwendig. Im Bilanzkreisvertrag übernimmt ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) gegenüber

dem ÜNB als Bilanzkreiskoordinator die Verpflichtung, die Leistungsbilanz der zugeordneten Einspeisungen und Entnahmen möglichst ausgeglichen zu gestalten bzw. die wirtschaftliche Verantwortung für unvermeidbare Abweichungen zu tragen (Bilanzausgleich). Er hat die Ausgeglichenheit der Leistungsbilanz der dem Bilanzkreis zugeordneten Einspeisungen und Entnahmen in jeder Viertelstunde zu gewährleisten.

§ 26 II StromNZV definiert folgende Mindestinhalte eines Bilanzkreisvertrags:

- Vertragsgegenstand,
- Rechte, Pflichten und Leistungen des Betreibers von Übertragungsnetzen,
- Rechte und Pflichten des BKV,
- Datenaustausch zwischen dem Betreiber von Übertragungsnetzen und dem BKV,
- Haftungsbestimmungen,
- Voraussetzungen für die Erhebung einer Sicherheitsleistung in begründeten Fällen,
- Kündigungsrechte der Vertragsparteien.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat einen Standardbilanzkreisvertrag festgelegt, der verbindlich von allen vier ÜNB in ihren jeweiligen Regelzonen einheitlich den BKV angeboten werden muss. Zum 01.08.2020 wurde dieser von der BNetzA festgelegte Vertrag durch eine Neufassung ersetzt, die die ÜNB gem. Art. 18 der Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem entworfen haben und die von der BNetzA genehmigt wurde.

Regelungsinhalte des Standardbilanzkreisvertrags sind u. a.:

- Voraussetzungen für die Nutzung von Bilanzkreisen,
- Rechte, Pflichten und Leistungen des ÜNB,
- Rechte und Pflichten des BKV,
- Regelungen zum Fahrplanmanagement und Fahrplanformat,
- Engpassmanagement,
- Datenbereitstellung zur Bilanzkreisabrechnung,
- Preise für Ausgleichsenergie,
- Ermittlung und Abrechnung der Bilanzabweichungen sowie

- Regelungen für Börsengeschäfte und
- Unterbilanzkreise.

Neben dem speziellen Regelungsinhalt des Bilanzkreisvertrags enthält das Vertragswerk allgemeine Vertragsklauseln, insbes. zu Sicherheiten, Störungen und Unterbrechungen, Haftung, Datenschutz, Vertragsdauer und Kündigung, Vertragsanpassung, Rechtsnachfolge sowie Schlussbestimmungen.

#### 6.4.5.2 Bilanzkreisverantwortung

Im Bilanzkreisvertrag übernimmt grundsätzlich der BKV gegenüber dem ÜNB die Verpflichtung, die Leistungsbilanz möglichst ausgeglichen zu gestalten bzw. die wirtschaftliche Verantwortung für unvermeidbare Abweichungen zu tragen (Bilanzausgleich).

Bilanzkreisverantwortung kann jeder selbst (hier: Autobahn GmbH) übernehmen. Dabei gilt es jedoch im Voraus die eigene Prognosefähigkeit sorgfältig abzuwägen, da die i. d. R. unvermeidlich auftretenden Überschuss- oder Fehlmengen mit dem ÜNB abgerechnet werden. Um eine angemessene Durchmischung zu erzielen, ist es auch für größere Endkunden meist vorzugswürdig, einen sog. Unterbilanzkreis i. S. v. § 2 Nr. 11 StromNZV zu bilden. Dieser tritt gegenüber dem ÜNB zwar wie ein eigener Bilanzkreis auf, den Ausgleich der Leistungsbilanz nimmt jedoch ein anderer Bilanzkreis, der sog. führende Bilanzkreis, vor.

#### 6.4.5.3 Fahrplanabwicklung

Die Abwicklung elektrischer Energie zwischen Bilanzkreisen erfolgt auf Grundlage von Fahrplänen. Der Fahrplan gibt an, welche Energiemenge zu welcher Viertelstunde einem Bilanzkreis zur Verfügung gestellt werden soll. Kommt es nun z. B. durch falsche Prognosen zu Fehlmengen, gleicht der Übertragungsnetzbetreiber diese Fehlmengen durch Ausgleichsenergie aus. Die hierfür anfallenden Kosten werden durch den Übertragungsnetzbetreiber in Rechnung gestellt.

Der Austausch von Liefermengen zwischen zwei Bilanzkreisen erfolgt durch die Meldung von zwei korrespondierenden Fahrplänen (Abgabe- und Bezugsfahrplan). Ein regelzonenübergreifender Energieaustausch per Fahrplan kann nur zwischen Bilanzkreisen desselben BKV erfolgen. Die Fahrpläne teilt der BKV dem Bilanzkreiskoordinator (ÜNB) mit, sie müssen vom BKV der anderen Bilanzkreiszone



rechtzeitig bestätigt werden. Notwendig sind immer zwei inhaltlich korrespondierende Fahrpläne.

Für die Lieferung von Strom ist es erforderlich, dass BKV ihre Fahrpläne regelmäßig, vollständig und fristgerecht abgeben.

#### 6.4.5.4 Abrechnung der Leistungsbilanz

In einem Bilanzkreis können beliebig viele Einspeise- und Entnahmestellen innerhalb einer Regelzone zusammengefasst werden. Daneben sind Energiebezüge von und Energielieferungen an andere Bilanzkreise, innerhalb oder außerhalb der Regelzone, möglich. Für diese bilanzkreis- oder regelzonenüberschreitenden Energiegeschäfte sind die gehandelten Energiemengen vorab in Form von Fahrplänen festzulegen. Die Abrechnungswerte für die physikalischen Einspeise- und Entnahmestellen innerhalb der Regelzone werden hingegen auf Basis von Messungen nachträglich ermittelt. Die Leistungsbilanz eines Bilanzkreises ergibt sich dann als nachträgliche Ist-Ist-Abrechnung (Tabelle 6-4).

Der BKV ist grundsätzlich für eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz der seinem Bilanzkreis zugeordneten Einspeisungen und Entnahmen, für das ordnungsgemäße Fahrplanmanagement und für den wirtschaftlichen Ausgleich verbleibender Bilanzabweichungen verantwortlich.

An die Ermittlung der Leistungsbilanz schließt sich ihre bilanzielle und ökonomische Bewertung an. Hierzu ermittelt der ÜNB auf Basis der ihm vorliegenden Abrechnungsdaten die Bilanzabweichungen der Bilanzkreise des jeweiligen Bilanzkreisvertrags und ordnet sie dem jeweiligen Bilanzkreis bzw. Unterbilanzkreis zu. Eine Bilanzabweichung liegt dabei vor, wenn sich zwischen sämtlichen dem Bilanzkreis zugeordneten Entnahmen einschließlich solcher Entnahmen aufgrund von Fahr-

plänen in einer Viertelstunde, verglichen mit sämtlichen dem Bilanzkreis zugeordneten Einspeisungen einschließlich solcher Einspeisungen aufgrund von Fahrplänen in derselben Viertelstunde, eine Differenz ergibt. Der ÜNB ermittelt die Bilanzabweichung je Viertelstunde. Diese wird sodann mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP), der symmetrisch für die Abrechnung von Über- wie Unterdeckungen der Bilanzkreise gilt, abgerechnet. Entgelte und Vergütungen werden dabei über den Abrechnungsmonat saldiert und der sich daraus ergebende Saldo abgerechnet.

Die BNetzA hat am 11.12.2019 ein Maßnahmenpaket mit drei Festlegungen beschlossen, um die Bilanzkreistreue der BKV zu stärken. Mit den Festlegungen hat die Beschlusskammer auf im Juni 2019 im deutschen Stromnetz aufgetretene erhebliche Systemungleichgewichte reagiert. Die ersten beiden angekündigten Maßnahmen betreffen BKV. Die grundsätzliche Pflicht, einen Bilanzkreis spätestens 15 Minuten vor dem Erfüllungsbeginn ausgeglichen zu halten (BK6–19-212), nimmt nur eine Neuregelung des Bilanzkreisvertrags vorweg, die nun ohnehin greift und gilt seit Beginn der Intraday-Phase für den Liefertag des 15.1.2020. Die neue Berechnungsmethode (BK6–19-217) für den Ausgleichsenergiepreis knüpft Zu- bzw. Abschläge auf den Preis an eine Abweichung des deutschen Regelverbands von mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung, unabhängig ob diese mit Regelenergie ausgeglichen oder im Rahmen von Geschäften mit Nachbarländern kompensiert wird.

#### 6.4.5.5 Fazit

Bilanzkreisverantwortung kann jeder selbst – die Autobahn GmbH – übernehmen. Neben finanziellen Einsparpotenzialen, bietet ein eigener Bilanzkreis Flexibilitätsoptionen bei Beschaffung und Vermarktung. Allerdings setzt dies insbesondere dann, wenn das Bilanzkreismanagement nicht durch einen Dienstleister übernommen wird, voraus, dass der BKV seine eigene Prognosefähigkeit sorgfältig abwägt. Denn Prognosefehler (Überschuss- oder Fehlmengen) werden mit dem ÜNB abgerechnet. Die selbständige Bewirtschaftung eines Bilanzkreises ist neben der Übernahme von Verantwortung für Abweichungen und Pönalen für Ausgleichsenergie, auch mit diversen Verwaltungsaufgaben, insbesondere dem Aufbau von Kapazitäten und Einsatz finanzieller Ressourcen für Fahrplanmanagement

Bilanz	
Lastseite	Deckungsseite
Physikalische Entnahmen der Entnahmestellen innerhalb der Regelzone, die dem Bilanzkreis zugeordnet sind	Physikalische Einspeisungen der Einspeisestellen innerhalb der Regelzone, die dem Bilanzkreis zugeordnet sind
Lieferungen des Bilanzkreises an andere Bilanzkreise innerhalb oder außerhalb der Regelzone	Energiebezüge von anderen Bilanzkreisen innerhalb oder außerhalb der Regelzone
Summe	Summe

Tab. 6-4: Bilanzpositionen [145]

(Erstellung und Überwachung), Abrechnungskontrolle und Datenaustausch mit den Netzbetreibern verbunden.

## 6.5 Fazit

In Kapitel 6 wurden anknüpfend an die im vorherigen Kapitel entwickelten Geschäftsmodelle die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen für die Erzeugung, Nutzung und Vermarktung von Energie aus Erneuerbaren Quellen am Verkehrsträger „Straße“ – inklusive der möglichen Hemmnisse und Hindernisse, Gestaltungsmöglichkeiten sowie gegebenenfalls notwendige Änderungen am Gesetzgebungsrahmen – untersucht.

Dabei wurden zunächst die genehmigungs- und baurechtlichen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Errichtung von Erneuerbare-Energie-Anlagen am Verkehrsträger „Straße“ einer näheren Betrachtung unterzogen. Im Einzelnen untersucht wurden:

- die genehmigungsrechtlichen Anforderungen nach dem FStrG,
- die Anforderungen des Bauplanungs- und des Bauordnungsrechtes,
- die im Einzelfall zu beachtenden Anforderungen des Raumordnungsrechts
- sowie die im Einzelfall zu berücksichtigenden Anforderungen des Bauneben- und Fachplanungsrechtes.

Festzuhalten ist, dass alle im Rahmen der vorherigen Kapitel untersuchten Technologien und ihre Einsatzfelder (vgl. insb. Kapitel 4) keinen rechtlich unüberwindbaren Hürden begegnen.

In einem zweiten Schritt wurden die im Kapitel 5 beschriebenen Geschäftsmodelle in Bezug auf ihre rechtlichen Voraussetzungen analysiert. Hierzu wurden zunächst umfassend die rechtlichen Rahmenbedingungen der verschiedenen Modelle aufgezeigt. Betrachtet wurden die folgenden Gestaltungsmöglichkeiten:

- Eigenversorgung von Liegenschaften des Bundes mit Erneuerbaren Energien,
- Direktlieferung,
- Regionale Direktvermarktung,
- Flächenverpachtung,

- Bewirtschaftung eines eigenen Bilanzkreises „Autobahn“ für die bundeseigenen Erzeuger und Verbraucher.

Aufgezeigt wurde, welche Rechte und Pflichten (bspw. Versorgerpflichten) mit der Realisierung des jeweiligen Geschäftsmodells einhergehen. Im Ergebnis konnte gezeigt werden, dass alle betrachteten Geschäftsmodelle und das Managementkonzept Bilanzkreis „Autobahn“ unter Einhaltung der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen realisiert werden können. Da sich alle Geschäftsmodelle (mit Ausnahme der Eigenversorgung) bei entsprechenden räumlichen und technischen Voraussetzungen auch für den verkehrsträgerübergreifenden Energieaustausch eignen, wurden in kurzen Exkursen auch die Möglichkeiten einer verkehrsträgerübergreifenden Nutzung des dezentral erzeugten Stromes zwischen unterschiedlichen Verkehrsträgern aufgezeigt. In einem letzten Schritt fassen die vorliegenden Ausführungen noch einmal kurz und knapp die notwendigen Umsetzungsschritte zur Realisierung des gewählten Geschäftsmodelles zusammen.

## 7 Analyse der Vertragswerke für die Anwendung im öffentlichen Sektor

Im vorliegenden Kapitel werden vor dem Hintergrund der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen aus Kapitel 6 die Verträge und Vertragsinhalte näher beschrieben, die zur Umsetzung der im Kapitel 5 dargestellten Geschäftsmodelle notwendig sind. In diesem Zusammenhang erfolgen auch Hinweise auf standardisierte Vertragswerke, soweit diese frei zugänglich sind.

### 7.1 Eigenversorgung

Im Rahmen der Eigenversorgung ist eingangs klarzustellen, dass für die eigenerzeugten und selbstverbrauchten Strommengen keine vertragliche Vereinbarung des Eigenversorgers mit sich selbst notwendig ist. Der Eigenversorger unterhält vertragliche Beziehungen – falls Überschussmengen vorhanden und/oder Residualmengen (Reststrom) notwendig sind – mit

- einem Stromabnehmer (Verkauf von Überschussmengen),

- ggfs. dem vorgelagerten Netzbetreiber (Einspeisung von Überschussmengen) und
- mit einem Stromlieferanten (Bezug von Residualmengen).

### 7.1.1 Stromabnehmer (Verkauf von Überschussmengen)

An dieser Stelle überschneiden sich die Geschäftsmodelle Eigenversorgung, Direktlieferung und regionale Direktvermarktung. Ein Eigenversorger

- kann die Überschussmengen selbst auf der Liegenschaft (Direktlieferung) und/oder über das vorgelagerte Netz (regionale Direktvermarktung – Variante 2) an Stromabnehmer liefern. Hierdurch nimmt der Eigenversorger als weitere Rolle die eines Energieversorgungsunternehmens ein.
- kann ferner und auch in Kombination mit dem vorstehenden die Überschussmengen an einen Stromhändler (regionale Direktvermarktung – Variante 1) veräußern. Hierdurch nimmt der Eigenversorger keine zusätzliche energiewirtschaftliche Rolle ein.

Zur besseren Übersichtlichkeit und zur Vermeidung eines textlichen Überhangs an dieser Stelle wird bezüglich der in diesen Verträgen gebräuchlichen Vertragsinhalte auf die Ausführungen unter 7.2 (Direktlieferung) und 7.3 (regionale Direktvermarktung) verwiesen.

### 7.1.2 Netzbetreiber (Einspeisung von Überschussmengen)

Im Falle der Vermarktung von Überschussmengen über das vorgelagerte Netz ist eine Einspeisung notwendig. Bei PV-Anlagen – da Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien – ergibt sich aus dem EEG die Besonderheit, dass die Netzbetreiber den Anschluss der PV-Anlage und die physikalische Abnahme des erzeugten Stroms grundsätzlich nicht vom Abschluss eines Vertrags abhängig machen dürfen (§ 7 Abs. 1 i. V. m. § 8 und 11 EEG 2021). In § 7 Abs. 2 EEG 2021 ist jedoch vorgesehen, dass vertragliche Regelung (Netzanschluss und Netznutzung) getroffen werden können. Hierzu finden sich im Folgenden einige überblicksartige Ausführungen.

Überdies ist darauf hinzuweisen, dass vom Vertragsverbot des § 7 Abs. 1 EEG 2021 nicht die gel-

tenden technischen Regelungen für Erzeugungsanlagen und deren Anschluss an ein Netz erfasst sind. Mit anderen Worten, die geltenden technischen Regeln sind zu beachten. Diese werden im Folgenden auszugsartig dargestellt.

### Netzanschlussvertrag

Die physikalische Verbindung einer elektrischen Anlage wird im Netzanschlussvertrag zwischen dem Anschlussnehmer und dem Netzbetreiber geregelt. Die Einspeisung von Strom ist nicht Gegenstand dieses Vertrags. Typische Inhalte eines Netzanschlussvertrags sind insbesondere

- Definition des Anschlusses (Adresse, Spannungsebene),
- Vertragsdauer,
- Haftungsbegrenzungen,
- Grundstücksbenutzungen,
- Anschlusskosten,
- Baukostenzuschuss,
- Eigentumsgrenzen,
- Wartungsfragen,
- Installation von Messeinrichtungen,
- Kündigungs- und Zutrittsrecht.

Für Netzanschlussverträge gibt es keine standardisierten Muster.

### Netznutzungsvertrag

Die Nutzung eines Netzes, hierzu zählt neben der Entnahme auch die Einspeisung von Strom, wird im Rahmen eines Netznutzungsvertrags geregelt. Inhaltlich entspricht der Vertrag üblicherweise weitgehend dem in der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) geregelten gesetzlichen Schuldverhältnis. Es finden sich insbesondere entsprechende Regelungen zu den Voraussetzungen und zur Unterbrechung der Anschlussnutzung, zu den Zutrittsrechten des Netzbetreibers und zur Haftung. Daneben kann auch die Einspeisung im Vertrag geregelt werden.

In Bezug auf die Entnahmeseite findet sich ein standardisierter Netznutzungsvertrag der Bundesnetzagentur ([https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6\\_83\\_Zug\\_Mess/836\\_Irv\\_nnv/BK6\\_LRV\\_NNV\\_node\\_neu.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/836_Irv_nnv/BK6_LRV_NNV_node_neu.html))

### Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom - MPES)

Soweit für die Einspeisung von Strom eine Netznutzung stattfindet, muss diese prozessual beim Anschlussnetzbetreiber der Anlage durch den Netznutzer angemeldet werden. Dies erfolgt bundesweit standardisiert über die Festlegung BK6-18-032 (Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom) (MPES)). Über die MPES werden erzeugende Marktlokationen (Einspeisestellen) einem Netznutzer zugeordnet (durch An- und Abmeldeprozesse).

### Technische Anschlussregeln (TAR)

Für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen sind technische Anschlussbedingungen des Anschlussnetzbetreibers zu beachten. Nach § 17 EnWG sind Erzeugungsanlagen zu „technischen [...] Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent“ sind. Die (technischen) Netzanschlussbedingungen sind mittlerweile EU-weit standardisiert über die sog. Netzkodizes (insb.: „Network Code Requirements for Generators (RfG)“. In Deutschland wurden diese Netzkodizes durch den VDE in nationales Regelwerk überführt, in Form der sog. „Technischen Anschlussregeln“ (TAR). Die TAR wiederum sind die Basis für die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber. Sie legen insbesondere die Handlungspflichten des Netzbetreibers, des Anlagenerrichters, des Planers sowie des Kunden fest. Maßgeblich sind v. a. die TAR 4105 und 4110.

### 7.1.3 Stromlieferanten (Bezug von Residualmengen)

Auf Ausführungen zu den wesentlichen Vertragsinhalten eines Vertrags über den Bezug von Residualmengen wird an dieser Stelle bewusst verzichtet und auf die Ausführungen unter 7.3 (regionale Direktvermarktung – Variante 2) verwiesen. Bei diesem Vertrag handelt es sich um einen üblichen Stromliefervertrag für Letztverbraucher (hier: Autobahn GmbH). Dieser wird an der eben genannten Stelle näher besprochen.

## 7.2 Direktlieferung

Im Rahmen der Direktlieferung sind je nach Ausgestaltung des Geschäftsmodells verschiedene Verträge und Vertragsvariationen notwendig.

### 7.2.1 Variante: Stromlieferung innerhalb der Kundenanlage

In der Variante Stromlieferung innerhalb der Kundenanlage an Dritte ist zu unterscheiden zwischen

- der reinen Stromlieferung aus der PV-Anlage an Dritte (nachfolgend: PV-Stromlieferung). Hierbei übernimmt der PV-Anlagenbetreiber (Autobahn GmbH) nicht die vollständige Versorgung des Dritten. Dieser muss sich ggfs. benötigte Residualstrommengen in Eigenregie von anderen Stromlieferanten beziehen.

und

- der Stromlieferung aus der PV-Anlage und der ggfs. benötigten Residualmengen des Dritten (sogenannt und nachfolgend: „all-inklusive-Vertrag“). Hierfür benötigt die Autobahn ggfs. noch einen Vertrag über den Bezug der Residualmengen mit einem Vorlieferanten.

Beiden Varianten ist gemein, dass der Stromliefervertrag mit Dritten im Rumpf gleich ausgestaltet ist und der all-inklusive-Vertrag lediglich einige zusätzliche Regelungen für die Behandlung der Residualmengen enthält. Daher werden die wesentlichen Vertragsinhalte des Stromliefervertrags im Folgenden insgesamt dargestellt. Bzgl. der Variante all-inklusive-Vertrag finden sich dann entsprechende Hinweise.

Hinsichtlich des Stromliefervertrags mit dem Vorlieferanten für die Residualmengen wird Bezugnehmend auf 7.1.3 auf die Ausführungen unter 7.3 (regionale Direktvermarktung – Variante 2) verwiesen.

### 7.2.2 Variante: Stromlieferung über eine Direktleitung

In der Variante Stromlieferung über eine Direktleitung verhält es sich hinsichtlich der Stromlieferverträge wie eben zuvor beschrieben, d. h. auch hier sind die Varianten PV-Stromlieferung und all-inklusive-Vertrag zu unterscheiden.

Im Hinblick auf die Direktleitung kommt noch hinzu, dass ein Gestattungsvertrag für deren Verlegung auf privatem und/oder öffentlichem Grund nötig sein wird.

### 7.2.3 Zusammenfassung

Im Folgenden werden somit die Vertragsinhalte

- eines Stromlieferungsvertrags innerhalb einer Kundenanlage/via Direktleitung und
- eines Gestattungsvertrags zur Verlegung einer Direktleitung

beschrieben.

#### **7.2.4 Stromliefervertrag innerhalb Kundenanlage/via Direktleitung**

Bereits oben unter 6.4.2.2 ausgeführt, sind für Energielieferverträge verschiedene Pflichtinhalte vorgesehen, aus denen sich die üblicher Weise unter 6.4.3.1 aufgeführten vertraglichen Regelungen ergeben. Eine vollumfängliche Beschreibung aller Klausel und Varianten in abstrakter Form würde an dieser Stelle den zur Verfügung stehenden Rahmen überstrapazieren. Dementsprechend erfolgt eine Konzentration auf die wesentlichen Punkte. Beispielweise wird der Aspekt Datenschutz bewusst ausgeklammert, da es sich hierbei nicht um eine energiewirtschaftliche Besonderheit handelt.

Zu besseren Veranschaulichung findet sich in der Anlage zu diesem Dokument ein Muster eines Direktstromvertrags.

##### **7.2.4.1 Leistungsbeschreibung: PV-Strom oder Gesamtbedarfsdeckung**

Erster wesentlicher Kern eines Stromlieferungsvertrags ist dessen Leistungsbeschreibung. D. h. erfolgt nur der Verkauf von Strom aus einer bestimmten Erzeugungsanlage(n) (hier: PV-Anlage) oder soll der Gesamtbedarf des versorgten Kunden gedeckt werden (Gesamtbedarfsdeckung).

Im Zusammenhang mit fluktuierender Stromerzeugung wie hier bei PV-Anlagen ist diese Besonderheit in die Leistungsbeschreibung eines reinen PV-Stromlieferungsvertrags aufzunehmen und klarzustellen, dass der Dritte gegebenenfalls benötigte Residualmengen entsprechend selbst beschaffen muss.

Von einer Gesamtbedarfsdeckung ist in der Regel auszugehen, wenn mindestens 80 % des Strombedarfs eines Kunden von einem Lieferanten gedeckt wird. Sollte der Wert unter den Schwellenwert von 80 % fallen, liegt keine Gesamtbedarfsdeckung mehr vor, da andere Lieferanten sodann in der Regel Interesse an bei Belieferung der Mengen > 20 % haben.

##### **7.2.4.2 Laufzeiten und Kündigung**

Die Vertragslaufzeit eines Stromlieferungsvertrags ist aktuell gesetzlich nicht vordefiniert. An dieser Stelle gibt es jedoch aktuelle Bestrebungen dies neu zu regeln (siehe Entwurf eines Gesetzes für faire Verbraucherverträge, BT-Drs. 19/26915).

In der Praxis finden sich insbesondere unter Berücksichtigung des AGB-Rechts (§§ 305 ff. BGB) und der guten Sitten (§ 138 BGB) verschiedene Laufzeit- und Kündigungsmodelle:

###### **Modell 1**

Der Vertrag läuft auf unbestimmte Zeit und ist mit einer Frist von einem Monat zum Ende eines Kalendermonats kündbar.

###### **Modell 2**

Der Vertrag hat zunächst eine Erstlaufzeit bis zum 31.12. des laufenden Kalenderjahres. Anschließend verlängert er sich um ein Jahr, wenn der Vertrag nicht mit einer Frist von typischer Weise sechs Wochen zum Ablauf der Vertragslaufzeit gekündigt wird.

###### **Modell 3**

Der Vertrag hat eine Laufzeit von 12/24 Monaten ab Vertragsschluss und verlängert sich anschließend um ein Jahr, wenn er nicht mit einer Frist von typischer Weise sechs Wochen zum Ablauf der Vertragslaufzeit gekündigt wird.

##### **7.2.4.3 Preisgestaltung und Preisanpassung**

Im Rahmen der Preisgestaltung ist es üblich, dass zwischen einem Grundpreis und einem Arbeitspreis differenziert wird. Der Grundpreis ist ein verbrauchs-unabhängiger Posten, der dazu dient, die Bereitstellung der Stromversorgung im Allgemeinen zu gewährleisten und auch anfällt, wenn kein Strom bezogen wird. Der Arbeitspreis ist der Preis für jede verbrauchte kWh an Strom.

Hinsichtlich der Gestaltung des Arbeitspreises sind zwei verschiedene Systeme üblich:

###### **Komplettpreissystem**

Bei einem Komplettpreissystem wird dem Kunden ein einheitlicher Preis je kWh-Strom genannt, ohne – abgesehen von der Umsatzsteuer – Ausweisung weiterer Umlagen wie z. B. der EEG- oder KWK-Umlage.

### Separiertes Preissystem

Bei einem separierten Preissystem werden dem Kunden die einzelnen Strompreisbestandteile aufgezeigt, aus denen sich dann der jeweilige Gesamtpreis je kWh ergibt. Vorliegend wären dies bei einer reinen PV-Stromlieferung:

- Strompreis (zusammengesetzt aus Stromgestehungskosten zzgl. Marge [Diese Bestandteile müssen nicht öffentlich kommuniziert werden.]),
- EEG-Umlage,
- ggfs. Stromsteuer und
- Umsatzsteuer.

Bei einem all-inklusiv-Vertrag (siehe Tabelle 7-1):

Vorteil an einem separierten Preissystem ist, dass durch das Herauslösen der Strompreisbestandteile vom Strompreis und einer Regelung, dass diese in der jeweils geltenden Höhe weitergereicht werden, nach vorherrschender Meinung bei deren Veränderungen (Erhöhung oder Absenkung)

- EEG-Umlage,
- Stromsteuer,
- Konzessionsabgabe,
- Netznutzungsentgelte,
- Netzseitige Umlagen und
- Umsatzsteuer

kein Sonderkündigungsrecht des Kunden ausgelöst wird.

Hinweis: In der Praxis ist bei einem all-inklusiv-Vertrag die messtechnische Aufteilung des PV-Strom- und des Residualmengenanteils mit erheblichem

PV-Stromanteil	Residualmengenanteil
Strompreis (zusammengesetzt aus Stromgestehungskosten zzgl. Marge [Diese Bestandteile müssen nicht öffentlich kommuniziert werden.])	Strompreis (zusammengesetzt aus Stromeinkaufspreis zzgl. Marge [Diese Bestandteile müssen nicht öffentlich kommuniziert werden.])
EEG-Umlage	EEG-Umlage
ggfs. Stromsteuer	Stromsteuer
	Konzessionsabgabe
	Netznutzungsentgelte
	Netzseitige Umlagen
Umsatzsteuer	Umsatzsteuer

Tab. 7-1: Bestandteile eines all-inklusiv-Vertrags

Aufwand verbunden, weshalb in der Regel nur die EEG-Umlage separiert wird.

Im Hinblick auf eine vertragliche Vereinbarung zur Preisanpassung ist Folgendes festzuhalten: Es ist noch nicht abschließend rechtssicher geklärt, ob ein Stromlieferant ein berechtigtes Interesse an einer Preisanpassung während einer befristeten (Erst-)Laufzeit eines Vertrags hat (siehe hierzu 7.2.4.2). Denn der Kunde verbindet mit einer solchen Laufzeit im Regelfall die Erwartung an einen festen Preis. Verneint man ein berechtigtes Interesse des Lieferanten an einer solchen unterjährigen Preisanpassung, ist eine Preisanpassung nur nach Ablauf einer vertraglichen Erstlaufzeit und nur auf den Zeitpunkt der jeweiligen Vertragsverlängerung zulässig. Der BGH hat diese Frage erstmals in zwei Urteilen vom 15.07.2009 (VIII ZR 56/08 und VIII ZR 225/07) aufgeworfen, aber im Ergebnis bislang ausdrücklich offengelassen.

#### 7.2.4.4 Zukünftige Steuern und Abgaben

In Ergänzung zur Preisgestaltung finden sich in Stromlieferverträgen sog. Steuer und Abgaben Klauseln. Diese regeln, dass bei Vertragsschluss noch nicht bekannte und zukünftig vom Gesetzgeber eingeführte weitere Steuern und Abgaben in Bezug auf Stromlieferung vom Kunden getragen werden. Die AGB-rechtliche Wirksamkeit dieser Klauseln ist nach wie vor nicht vollständig geklärt. Es fehlt bislang an einer abschließenden höchstrichterlichen Aussage zu deren Wirksamkeit. Es besteht daher ein Restrisiko, dass solche Klauseln wegen AGB-rechtlicher Intransparenz bzw. Unvorhersehbarkeit möglicher weiterer Belastungen für unwirksam erklärt werden. Aufgrund des praktischen Bedarfs ist es jedoch in der Regel sinnvoll, derartige Klauseln vorzusehen.

#### 7.2.4.5 Messung und Zählung

Soweit Messungen im geschäftlichen oder amtlichen Verkehr Verwendung finden – z. B. zu Abrechnungszwecken –, unterliegen die Messungen dem Rechtsregime des Mess- und Eichrechts. Dementsprechend wird in Stromlieferverträgen in der Regel festgeschrieben, dass zu Abrechnungszwecken mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen eingesetzt werden und wer verantwortlich für die Messstelle ist. Innerhalb von Kundenanlagen ist in der Regel der Eigentümer der Kundenanlagen auch

der verantwortliche Messstellenbetreiber (siehe hierzu sogleich).

Hinweis: Soweit Messwerte relevant sind für die Abwicklung des Stromnetzzugangs, unterliegen die Messgeräte zusätzlich den Regelungen des EnWG, MsbG, NAV, etc. (energiewirtschaftliches Messwesen). Für Kundenanlagen bedeutet das: Wenn die Messwerte eines Messgeräts für die Abrechnung der Netznutzung (Netzentgelte) und für die Strombilanzierung verwendet werden, dann sind für diese Messgeräte die Vorgaben zum energiewirtschaftlichen Messwesen zu beachten. Dies betrifft immer die Übergabezähler zum vorgelagerten Netz der allgemeinen Versorgung. Betroffen sein können auch Unterzähler in der Kundenanlage, sofern sich (einzelne) Letztverbraucher von außen beliefern lassen. In diesen Fällen sind die Messwerte für die Strombilanzierung notwendig.

#### 7.2.4.6 Abrechnung und Abschlagszahlungen

Der Stromlieferant ist – vorbehaltlich einer vom Kunden gewünschten kürzeren Abrechnung nach § 40 Abs. 3 S. 1, 2 EnWG – frei in der Festlegung des Zeitpunkts und den Zeitabschnitten der Abrechnung. Dabei soll ein Zeitraum von zwölf Monaten nicht wesentlich überschritten werden, um eine verbrauchsnahe Abrechnung zu gewährleisten, § 40 Abs. 3 S. 1 EnWG.

Entsprechend § 13 Abs. 1 StromGVV kann ein Stromlieferant für die nach der letzten Abrechnung verbrauchte Elektrizität eine Abschlagszahlung verlangen, wenn der Verbrauch für mehrere Monate abgerechnet wird.

#### 7.2.4.7 Fälligkeit, Verzug, Zahlungsmodalitäten, Verjährung

Die Fälligkeit der Forderung eines Stromlieferanten richtet sich nach der vertraglichen Regelung. Anlehnend an § 17 Abs. 1 S. 1 StromGVV wird häufig eine Fälligkeit von zwei Wochen nach Zugang der Zahlungsaufforderung vereinbart. Der Zugang und die Voraussetzungen des Verzugs richten sich nach den allgemeinen zivilrechtlichen Vorschriften.

Die Zahlungsmodalitäten, insbes. die Kostenfreiheit der Zahlung für den Stromlieferanten, ergeben sich aus § 270 BGB. Teilleistungen sind gem. § 266 BGB unzulässig. Nach § 41 Abs. 2 S. 1 EnWG muss der Stromlieferant auch in Verträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung vor Vertrags-

schluss zwei mögliche Zahlungsweisen anbieten. Der Stromlieferant ist jedenfalls frei bzgl. der zwei Zahlungsmodalitäten zwischen Überweisung, Lastschriftverfahren bzw. Barzahlung zu wählen.

Entstandene Ansprüche eines Lieferanten aus einem Stromliefervertrag verjähren in der regelmäßigen Verjährungsfrist einheitlich in drei Jahren gem. § 195 BGB.

#### 7.2.4.8 Haftung, Schadenersatz

Von besonderer Bedeutung im Rahmen der Belieferung eines Kunden ist die Regelung der Haftung des Stromlieferanten bei Unterbrechung oder bei Unregelmäßigkeiten der Belieferung. Dabei ist eine Unterbrechung ein vorübergehender, vertraglich nicht vorgesehener völliger Ausfall der Energielieferung. Unregelmäßigkeiten der Belieferung beziehen sich im Strombereich auf Schwankungen der Spannung und der Frequenz.

Bei reinen PV-Stromlieferverträgen sollte vertraglich klargestellt werden, dass es sich bei der fluktuierenden Stromerzeugung nicht um eine haftungsauslösende Unregelmäßigkeit bei der Belieferung handelt.

Ferner wird üblicher Weise bei Stromlieferverträgen entsprechend § 6 Abs. 3 StromGVV die Leistungspflicht des Stromlieferanten bei einer Unterbrechung oder bei Unregelmäßigkeiten in der Elektrizitätsversorgung ausgeschlossen, soweit es sich um Folgen einer Störung des Netzbetriebes einschließlich des Netzanschlusses handelt.

Vor dem Hintergrund der Stromerzeugung in der PV-Anlage ist ferner die Haftung nach dem Produkthaftungsgesetz zu thematisieren, da es sich bei Strom ausdrücklich um ein Produkt handelt (§ 2 S. 1 ProdHaftG).

Schließlich empfiehlt sich die Aufnahme einer üblichen allgemeinen Haftungsklausel zur Vermeidung einer Haftung für schuldhaft verursachte Schäden, die außerhalb des Bereichs der Unterbrechung oder Unregelmäßigkeit der Belieferung auftreten und für die der Stromlieferant sich daher nicht von seiner Leistungspflicht befreien kann.

### 7.2.4.9 Einstellung der Lieferung, Leistungsstörung, Höhere Gewalt

In Anlehnung an § 19 Abs. 1 bis 3 StromGVV wird in Stromlieferverträgen üblicher Weise geregelt, dass der Lieferant die Stromlieferung unter gewissen Voraussetzungen wie z. B. Stromdiebstahl oder relevantem Zahlungsverzug einstellen darf. Hierzu wird die Entnahmestelle unterbrochen. Dies wird der Stromlieferant innerhalb seiner Kundenanlage in der Regel selbst durchführen.

Die allgemeine Befreiung von der Leistungspflicht des Stromlieferanten im Fall der Unmöglichkeit und höheren Gewalt bzw. der wesentlichen Erschwerung der Leistungserbringung ergibt sich bereits aus dem Gesetz (vgl. § 275 BGB). Dennoch wird dies zur Klarstellung üblicher Weise vertraglich geregelt.

### 7.2.4.10 Vertragsanpassung

Häufig werden neben Preisanpassungsklauseln (siehe 7.2.4.3) auch allgemeine Vertragsanpassungsfestlegungen in Stromlieferverträgen vereinbart. Die AGB-rechtliche Wirksamkeit dieser Klauseln ist nach wie vor nicht vollständig geklärt. Einzelne Gerichte haben insofern eine unangemessene Benachteiligung des Kunden gerügt, es fehlt aber derzeit an einer abschließenden höchstgerichtlichen Aussage zur Wirksamkeit derartiger Klauseln. Es besteht somit ein Restrisiko, dass solche Klauseln wegen AGB-rechtlicher Intransparenz bzw. Unvorhersehbarkeit der Reichweite des Anpassungsrechts unwirksam ist. Aufgrund des praktischen Bedarfs ist es jedoch in der Regel sinnvoll derartige Klauseln vorzusehen. Schutzelement für den Kunden ist in diesem Zusammenhang, dass eine auf die Klausel gestützte Vertragsanpassung ein Sonderkündigungsrecht des Kunden nach sich zieht.

## 7.2.5 Gestattungsverträge und Dienstbarkeiten zur Direktleitungssicherung

Im Rahmen der Variante Stromlieferung über eine Direktleitung müssen die für den Stromtransport benötigten Leitungen unter Umständen (auch) über Grundstücke geführt werden, die nicht im Eigentum des Anlagenbetreibers (Autobahn GmbH) stehen. Dies können öffentliche Verkehrswege (dazu 7.2.5.2), aber auch Privatgrundstücke (dazu 7.2.5.1) sein. In solchen Fällen besteht für den Anlagenbetreiber die Möglichkeit mit dem Grundstückseigen-

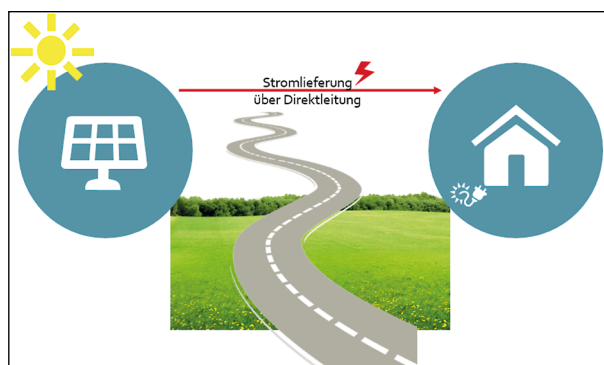


Bild 7-1: Stromlieferung über Direktleitung

tümer einen Gestattungsvertrag abzuschließen oder sich im Grundbuch eine beschränkte persönliche Dienstbarkeit eintragen zu lassen.

### 7.2.5.1 Nutzung privater Grundstücke

Für den Bau und Betrieb einer Direktleitung kann die Inanspruchnahme eines fremden, privaten Grundstücks notwendig sein. Eine der Duldungsverpflichtung nach § 12 NAV vergleichbare Duldungspflicht besteht im Verhältnis Anlagenbetreiber – Grundstückseigentümer nicht (auch dann nicht, wenn ein Versorgungsverhältnis zwischen Grundstückseigentümer und Anlagenbetreiber besteht und der Grundstückseigentümer über eben jene Direktleitung, zu deren Duldung der er verpflichtet werden soll, versorgt wird, denn die NAV gilt nur für Netze der allgemeinen Versorgung i. S. v. § 3 Nr. 17 EnWG. Es muss sich also um ein Netz handeln, das der Verteilung von Energie an Dritte dient und von seiner Dimensionierung her nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt ist und daher nicht für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offensteht.); es gelten die allgemeinen zivilrechtlichen Grundlagen für die Inanspruchnahme fremder Grundstücke.

Danach besteht die Möglichkeit mit dem Grundstückseigentümer einen Vertrag über die Grundstücksbenutzung (Gestattungsvertrag) abzuschließen oder sich im Grundbuch ein Nutzungsrecht in Form einer Grunddienstbarkeit oder in Form einer beschränkten persönlichen Dienstbarkeit eintragen zu lassen.

#### Gestattungsvertrag

Der Grundstückseigentümer kann durch Abschluss eines Gestattungsvertrages zur Duldung der Leitungsverlegung über sein Grundstück verpflichtet werden. In der Praxis sind Gestattungsverträge ins-



besondere dann von großer Relevanz, wenn sich die Eigentümer entsprechender Grundstücke nicht auf eine dingliche Sicherung (dazu sogleich) einlassen. In diesen Fällen kann durch die Vereinbarung eines Gestattungsvertrages – befristet – eine grundsätzlich zuverlässige Sicherung der Verlegung von Direktleitungen erreicht werden.

#### Rechtliche Einordnung

Gestattungsverträge können entweder als Mietverträge gem. §§ 535 ff. BGB oder in Form von Leihverträgen nach §§ 598 ff. BGB geschlossen werden (vgl. hierzu [146, p. 246 mwN]. Entscheidend ist die (Un)Entgeltlichkeit der Nutzungsüberlassung: Während ein mietrechtliches (bzw. mietähnliches) Gestattungsverhältnis dadurch eine entgeltliche Überlassung des Grundstücks begründet wird, wird die unentgeltliche Gestattung der Grundstücksnutzung als Leihe (bzw. leiheähnlich) qualifiziert. Entschädigungszahlungen zum Ausgleich von anlagebedingten Grundstücks-, Flur- oder Aufwuchsschäden oder von Verkehrswertminderungen stellen kein Entgelt für die Grundstücksnutzung dar und berühren die Qualifizierung als Leihe nicht. Im Übrigen kann ein Leihvertrag zwischen Grundstückseigentümer und dem das Grundstück zur Direktleitungsverlegung nutzenden Anlagebetreiber auch stillschweigend zustande kommen, nämlich dann, wenn der Grundstückseigentümer die Nutzung duldet und damit einen Vertrauenstatbestand dahingehend setzt, dass er mit der Unentgeltlichkeit der Nutzung einverstanden ist.

Die rechtliche Einordnung des Gestattungsverhältnisses als Miet- oder Leihvertrag ist insbesondere für den Verkehrsübergang bei einem Grundstückseigentümerwechsel sowie für Dauer und Kündigungsmöglichkeiten des Vertragsverhältnisses von Relevanz (dazu sogleich).

#### Inhaltliche Ausgestaltung von Gestattungsverträgen

Für die inhaltliche Ausgestaltung von Gestattungsverträgen besteht grundsätzlich Vertragsfreiheit. Die Vertragsinhalte können also nach den konkreten Bedürfnissen des Einzelfalls zwischen Anlagenbetreiber und Grundstückseigentümer vereinbart werden. Gleichwohl finden sich in Gestattungsverträgen typischerweise – neben der Einräumung des Grundstücksbenutzungsrechts – Regelungen zu Entgelten und Entschädigungen, der Durchführung von Verlegungs- bzw. Errichtungs- und Instandhaltungsarbeiten, Zutritt, Haftung, Vertragsdauer und

Kündigung sowie zu einem Wechsel der Vertragspartner.

Auf diese wird im Folgenden kurz vertieft eingegangen:

- Vertragsgegenstand

Zunächst ist der Vertragsgegenstand zu bestimmen und dem Gestattungsnehmer (Anlagenbetreiber: Autobahn GmbH) das Recht zur Grundstücksbenutzung einzuräumen. Konkret sollte dem Gestattungsnehmer das Recht zur Verlegung bzw. Errichtung der Direktleitung (erdverlegte Leitung oder Freileitung) mit erforderlichem Zubehör, sowie zum Betreiben, Unterhalten, Instandhalten, Erneuern und Entfernen der Leitung(en) eingeräumt werden. Leitung (und Anlagen) sollten einerseits hinreichend genau bestimmt/beschrieben sein (vorzugsweise in einer Anlage zum Vertrag), zugleich sollte dem Gestattungsnehmer jedoch auch ausreichend Spielraum für eine gegebenenfalls später erforderliche Änderung verbleiben. Empfehlenswert ist es zudem, den voraussichtlichen Verlauf der Leitung in einem gemeinsam vereinbarten Lageplan festzuhalten.

- Entgelt und Entschädigung

Die Frage, ob für die Nutzung des Grundstücks ein Entgelt gezahlt wird, entscheidet letztlich darüber, ob das Gestattungsverhältnis als Miet- oder Leihvertrag zu qualifizieren ist und ob auf den Gestattungsvertrag entsprechend die Regelungen des Mietrechts oder der Leihe Anwendung finden (s. o.).

Soll das Gestattungsverhältnis als mietrechtliches Vertragsverhältnis ausgestaltet werden, ist eine Entgeltzahlung zwingend erforderlich. Die Höhe und die Bedingungen/Modalitäten der Entgeltzahlungen sind grundsätzlich frei verhandelbar: Das Entgelt kann einmalig oder wiederkehrend ggf. mit Preisanpassung gezahlt werden.

Neben dem Nutzungsentgelt können (optional) Entschädigungen für Flur- und Aufwuchsschäden oder wirtschaftliche Erschwernisse (insbesondere bei der Inanspruchnahme von land- oder forstwirtschaftlich genutzten Grundstücksflächen relevant) vereinbart werden. Denkbar ist außerdem die Vereinbarung weiterer Entschädigungen, etwa für den Fall, dass das in Anspruch genommene Grundstück später Bauland wird (sog. Baulandklausel) oder in diesem ausbeutungsfähige Bodenschätze gefunden werden (sog. Bodenschatzklausel).

- Durchführung von Arbeiten und Zutrittsrechte

Es empfiehlt sich auch, die Durchführung der Verlegungsarbeiten sowie Betrieb, Unterhaltung, Instandhaltung und Erneuerung näher vertraglich auszugestalten. So kann der Gestattungsnehmer verpflichtet werden das Grundstück nur insoweit in Anspruch nehmen, wie dies erforderlich ist, die Verlegung entlang bereits vorhandener Wege oder Schneisen vorzunehmen und diese auf den gewährten Schutzstreifen zu beschränken sowie nach Abschluss der Arbeiten den ursprünglichen Grundstückszustand (abgesehen von den Leitungen) wiederherzustellen.

Dem Gestattungsnehmer sollte zudem das Recht zur Befahrung und zum Betreten des Grundstücks zur Wahrnehmung der vertraglich eingeräumten Rechte eingeräumt werden.

- Sicherungspflichten und Haftung

Ferner empfiehlt es sich den Gestattungsnehmer (auch) vertraglich zur Überwachung und Sicherung der Direktleitung zu verpflichten, sowie etwaige Ersatzpflichten – insbes. für Schäden, die im Zusammenhang mit der Wahrnehmung der eingeräumten Rechte entstehen und durch den Gestattungsnehmer verursacht wurden – zu vereinbaren.

- Dauer und Kündigung

Gestattungsverträge können grundsätzlich entweder befristet oder auf unbestimmte Dauer vereinbart werden. Eine Vertragsbeendigung durch Kündigung ist entsprechend der vertraglichen Vereinbarungen möglich; ohne vertragliche Regelung gelten die gesetzlichen Kündigungsfristen (Miete, §§ 542, 580a BGB; Leihe, § 604 Abs. 3 BGB).

Entgeltliche (mietvertragliche) Gestattungsverträge sind – auch bei vertraglichem Ausschluss der ordentlichen Kündigung - gemäß § 544 BGB nach Ablauf von 30 Jahren außerordentlich mit der gesetzlichen Frist (§ 580a BGB) kündbar, wenn diese für längere Zeit als 30 Jahre abgeschlossen wurden. Bis zu dieser Höchstgrenze besteht für den Gestattungsnehmer eine geschützte Rechtsposition. Hierin liegt jedoch zugleich der entscheidende Nachteil gegenüber einem dinglichen Sicherungsmittel (beschränkte persönliche Dienstbarkeit), denn während dieses auf unbestimmte Zeit abgesichert werden kann, droht in einem Gestattungsverhältnis mit Ablauf der 30-Jahresfrist der Verlust der Rechtsposition.

Unentgeltliche (als Leihe zu qualifizierende) Gestattungsverträge können grundsätzlich ebenfalls zeitlich unbegrenzt vereinbart werden (vgl. § 604 II BGB) Dennoch verbleibt dem Grundstückseigentümer die Möglichkeit, den Vertrag nach § 605 I Nr. 1 BGB stets zu kündigen, wenn er infolge eines nicht vorhergesehenen Umstandes des Grundstücksbedarf (Eigenbedarf). Es genügt ein wirkliches Bedürfnis.

- Verlegungsanspruch des Grundstückseigentümers

(Optional) kann auch ein Verlegungsanspruch des Grundstückseigentümers vereinbart werden. Die vertragliche Ausgestaltung (Bedingungen, Kostenverteilung) könnte sich an Regelungen der §§ 1090 II, 1023 BGB zur beschränkten persönlichen Dienstbarkeit orientieren.

- Beseitigung stillgelegter Leitungen

Es empfiehlt sich auch, den Umgang mit stillgelegten Leitungen vertraglich zu regeln. Einerseits kann der Gestattungsnehmer zur Beseitigung stillgelegter Leitungen und zur Herstellung des ursprünglichen bzw. eines gleichwertigen Zustands verpflichtet werden. Andererseits kann auch ein Verbleib der Leitungen sowie ein entsprechender Eigentumsübergang und eine Freistellung des Grundstückseigentümers von Ersatzansprüchen vertraglich vereinbart werden.

- Wechsel des Grundstückseigentümers

Auch für den Fall der Grundstücksveräußerung ist zwischen miet- und leihrechtlichen Gestattungsverhältnissen zu differenzieren:

Im mietrechtlichen Gestattungsverhältnis wird im Falle einer Grundstücksveräußerung der Erwerber nach §§ 566, 578 BGB in die vertraglichen Verpflichtungen des Veräußerers eintreten. Der ursprüngliche Vertrag zwischen Gestattungsnehmer und Veräußerer/früherem Grundstückseigentümer geht also auf den Erwerber über und wird fortgeführt. Dies gilt allerdings nur, soweit das Gestattungsrecht bereits ausgeübt wird. Wurde die Gestattung zum Zeitpunkt der Grundstücksveräußerung noch nicht in Anspruch genommen, geht der Vertrag nur dann auf den Erwerber über, wenn dieser sich gegenüber dem bisherigen Grundstückseigentümer zur Erfüllung der sich aus dem Gestattungsvertrag ergebenden Pflichten verpflichtet hat. Es empfiehlt sich daher, eine entsprechende Verpflichtung zur Übertragung der vertraglichen Pflichten

ten für den Fall der Grundstücksveräußerung (sowie etwaige Schadensersatzpflichten) vertraglich zu vereinbaren.

Handelt es sich um einen leihrechtlichen Gestattungsvertrag, kommt der gesetzliche Eintritt des Erwerbers nicht in Betracht (da die §§ 566, 578 BGB nicht entsprechend anzuwenden sind). Auch für diesen Fall wäre eine Verpflichtung zur Übertragung der vertraglichen Pflichten im Falle einer Grundstücksveräußerung gesondert vertraglich zu vereinbaren.

- Weitere Regelungen

Schließlich finden sich in Gestattungsverträgen regelmäßig allgemeine Regelungen, z. B. zum Datenschutz, zur Vertraulichkeit und zum Gerichtsstand.

- Widerrufsbelehrung erforderlich?

Umstritten ist außerdem, ob bei Gestattungsverträgen, die mit privaten Grundstückseigentümern/Verbrauchern abgeschlossen werden, ein Widerrufsrecht nach §§ 312 ff., 355 ff. BGB besteht und damit verbunden eine Widerrufsbelehrung erforderlich ist.

Das Bestehen eines gesetzlichen Widerrufsrechts und damit auch die Erforderlichkeit einer Widerrufsbelehrung ist im Falle der Einräumung des Grundstücksbenutzungsrechts weder sicher zu bejahen noch sicher auszuschließen (vgl. Hierzu [146, p. 248 f. mwN]). Daher empfiehlt es sich – wenn es sich bei dem Grundstückseigentümer um einen Verbraucher (§ 13 BGB) handelt – auf die gesetzliche Muster-Widerrufsbelehrung zurückzugreifen (abrufbar unter [147]).

### **Beschränkte persönliche Dienstbarkeit**

Neben einem Gestattungsvertrag besteht auch die Möglichkeit Leitungsrechte durch eine Eintragung in das Grundbuch in Form einer beschränkten persönlichen Dienstbarkeit rechtlich abzusichern. Im Unterscheid zur miet- oder leihvertraglichen Gestattungsverträgen gewährt die Dienstbarkeit dem Berechtigten prinzipiell – aufgrund der Übertragbarkeit nach § 1092 III BGB – ein zeitlich unbegrenztes Nutzungsrecht. Weitere Vorteile liegen in der Dokumentation der Berechtigung zur Grundstücksnutzung gegenüber jedermann (damit entfällt die Gefahr des Vergessens bei einer Veräußerung) sowie in der Möglichkeit der Abwehr von Störungen durch Dritte kraft eigenen Rechts (denn ist die beschränkte persönliche Dienstbarkeit im Grundbuch eingetragen, hat der Inhaber Rechte

wie ein Eigentümer an dem Grundstück – er kann somit alle Handlungen auf dem Grundstück, die die Ausübung der beschränkten persönlichen Dienstbarkeit beeinträchtigen können, untersagen).

#### Entstehung einer Dienstbarkeit

Eine Dienstbarkeit entsteht, indem sich Grundstückseigentümer und Begünstigter (hier: Anlagenbetreiber – Autobahn GmbH) auf ein Nutzungsrecht (Leitungsrecht) und seinen Inhalt einigen und dies in das Grundbuch eintragen lassen.

Dem liegt jedoch stets ein schuldrechtliches Grundgeschäft zwischen dem Grundstückseigentümer und dem künftigen Dienstbarkeitsberechtigten zugrunde. Dieses Vertragsverhältnis kann sich auf die bloße Vereinbarung über die Einräumung einer beschränkten persönlichen Dienstbarkeit beschränken. Daneben können die Vertragspartner (mehr oder weniger) umfassende Abreden treffen, die das Dienstbarkeitsverhältnis näher ausgestalten (bspw. Regelungen zu Entgelten und Entschädigungen). Derartige schuldrechtliche Vereinbarungen können, müssen aber nicht, im Rahmen des schuldrechtlichen Grundgeschäfts zur Bestellung der Dienstbarkeit getroffen werden. Sie können (auch) in sog. Neben- oder Begleitvereinbarungen getroffen werden. Denkbar sind neben Regelungen zu Entgelten und Entschädigungen etwa Regelungen zur Durchführung von Arbeiten, Sicherungs- und Mitteilungspflichten, Regelungen zur Haftung sowie zur Beseitigung stillgelegter Leitungen und zum Wechsel der Vertragspartner.

Bestellt wird die aufgrund des schuldrechtlichen Grundgeschäfts geschuldete Dienstbarkeit gemäß § 873 BGB, indem sich der Grundstückseigentümer und der Begünstigte auf den konkreten Inhalt des Nutzungsrechts (dinglich) einigen und dieses in das Grundbuch eintragen lassen. Erforderlich ist neben dem Eintragungsantrag (§ 13 GBO) auch die Eintragungsbewilligung des Grundstückseigentümers (§ 19 GBO).

(Mindest-)Inhalte einer Dienstbarkeit(-vereinbarung)

Als Mindestinhalt einer Dienstbarkeit müssen das belastete Grundstück (Belastungsgegenstand), der Berechtigte sowie die Art der Belastung nach § 1090 Abs. 1 i.V.m. § 1018 BGB festgelegt werden (vgl. hierzu: [148, p. 124]).

Beispiel:

„Grundstückseigentümer und Anlagenbetreiber vereinbaren das Folgende:

Der Anlagenbetreiber ist durch Eintragung einer beschränkten persönlichen Dienstbarkeit mit folgendem Inhalt berechtigt, auf dem Grundstück eine Direktleitung samt Zubehör und sonstigen Nebenanlagen zu verlegen bzw. errichten, zu betreiben, instand zu halten, zu erneuern und zu nutzen.“

Daneben empfiehlt es sich, den Verlauf der Direktleitung näher zu bestimmen und dem Anlagenbetreiber Betretungs- und Befahrungsrechte für das Grundstück einzuräumen. Schließlich sollte der Grundstückseigentümer verpflichtet werden, keine baulichen oder sonstigen Anlagen zu errichten, die den Bestand, den Betrieb oder die Nutzung der Direktleitung beeinträchtigen oder gefährden.

Weitere Inhalte zur Ausgestaltung des Dienstbarkeitsverhältnisses

Schließlich können im Rahmen des schuldrechtlichen Grundgeschäfts zur Bestellung der Dienstbarkeit oder im Rahmen sog. Neben- oder Begleitvereinbarungen weitere Abreden getroffen werden. Die Regelungsdichte entsprechender Vereinbarungen ist von dem jeweiligen Verlegungs- bzw. Errichtungsvorhaben abhängig.

- Festlegung des Ausübungsbereichs

Regelmäßig wird – vorbehaltlich anderer im Grundbuch eingetragener Beschränkungen – durch die beschränkte persönliche Dienstbarkeit das gesamte Grundstück belastet. Gleichwohl kann die Ausübung der beschränkten persönlichen Dienstbarkeit rechtsgeschäftlich (durch eindeutige Bezeichnung im Rahmen der Eintragungsbewilligung) oder dinglich festgelegt werden. In diesen Fällen bedarf ein Plan, aus dem sich die Lage der Leitung ergibt, regelmäßig auch der notariellen Beurkundung. Ferner kann der Ausübungsbereich der beschränkten persönlichen Dienstbarkeit durch den tatsächlichen Verlauf der Leitungen bzw. Standort der Anlagen bestimmt werden. Der Vorteil gegenüber einer rechtsgeschäftlichen Festlegung besteht in der einfacheren Veränderbarkeit.

- Regelungen zur Durchführung von Arbeiten und Zutrittsrechte

Es empfiehlt sich auch, die Durchführung der Verlegungsarbeiten sowie Betrieb, Unterhaltung, Instandhaltung und Erneuerung näher vertraglich auszugestalten. So kann der Berechtigte verpflichtet werden,

das Grundstück nur insoweit in Anspruch nehmen, wie dies erforderlich ist, die Verlegung entlang bereits vorhandener Wege oder Schneisen vorzunehmen und diese auf den gewährten Schutzstreifen zu beschränken sowie nach Abschluss der Arbeiten den ursprünglichen Grundstückszustand (abgesehen von den Leitungen) wiederherzustellen.

Dem Berechtigten sollte zudem das Recht zur Befahrung und zum Betreten des Grundstücks zur Wahrnehmung der vertraglich eingeräumten Rechte eingeräumt werden.

- Sicherungspflichten und Haftung

Schließlich empfiehlt es sich, den Berechtigten vertraglich zur Überwachung und Sicherung der Direktleitung zu verpflichten sowie etwaige Ersatzpflichten – insbes. für Schäden, die im Zusammenhang mit der Wahrnehmung der eingeräumten Rechte entstehen und durch den Gestattungsnehmer verursacht wurden – zu vereinbaren.

- Beseitigung stillgelegter Leitungen

Es empfiehlt sich auch, den Umgang mit stillgelegten Leitungen vertraglich zu regeln. Einerseits kann der Berechtigte zur Beseitigung stillgelegter Leitungen und zur Herstellung des ursprünglichen bzw. eines gleichwertigen Zustands verpflichtet werden. Andererseits kann auch ein Verbleib der Leitungen sowie ein entsprechender Eigentumsübergang und eine Freistellung des Grundstückseigentümers von Ersatzansprüchen vertraglich vereinbart werden.

- Wechsel der Vertragspartner

Die beschränkte persönliche Dienstbarkeit in der Form eines Leitungsrechts ist grundsätzlich gem. § 1092 Abs. 3 BGB – ohne Einwilligung des Grundstückseigentümers – übertragbar.

Bedeutsamer aus der Perspektive des Berechtigten ist jedoch die Veräußerung des Grundstücks (oder von Grundstücksteilen) durch den Grundstückseigentümer an einen Dritten: Hier empfiehlt es sich, eine entsprechende Verpflichtung zur Übertragung der vertraglichen Pflichten für den Fall der Grundstücksveräußerung vertraglich zu vereinbaren, damit die Rechte und Pflichten aus der schuldrechtlichen Vereinbarung eben auch gegenüber dem Rechtsnachfolger – dem Erwerber und neuen Eigentümer – wirken.

- Entgelt und Entschädigung

Regelmäßig wird die Verpflichtung zur Bestellung einer Dienstbarkeit gegen Zahlung eines Entgelts

gewährt. Da die Entgeltvereinbarung nicht zum dinglichen Rechtsinhalt gemacht werden kann, ist sie als Teil des schuldrechtlichen Grundgeschäftes oder in einer selbstständigen Neben- oder Begleitvereinbarung zu treffen. Entgelthöhe und Modalitäten der Entgeltzahlung (einmalig oder fortlaufend) sind frei verhandelbar.

Neben dem Entgelt können auch Entschädigungen – insbesondere für Flur- und Aufwuchsschäden oder für den Fall, dass das in Anspruch genommene Grundstück später Bauland wird (sog. Baulandklausel) oder in diesem ausbeutungsfähige Bodenschätze gefunden werden (sog. Bodenschatzklausel) – vereinbart werden.

**7.2.5.2 Nutzung öffentlicher Wege**

Für die Verlegung einer Direktleitung wird regelmäßig (auch) die Nutzung öffentlicher Verkehrswege – längs, quer, oberirdisch oder unterirdisch – notwendig sein, sodass Nutzungsvereinbarungen erforderlich sind.

Hier ist zunächst zwischen der Mitbenutzung von Straßen, Eisenbahnanlagen und Gewässern zu differenzieren:

**Straßen**

Straßenbenutzungen durch Versorgungsleitungen werden grundsätzlich privatrechtlich geregelt (vgl. hierzu: [149, p. Rn. 7]). Die Regelung der Mitbenutzung von Straßen durch Leitungen erfolgt in der Regel vertraglich. Für die Ausgestaltung gilt der Grundsatz der Vertragsfreiheit. Zum Vertragsschluss befugt ist ausschließlich der Träger der Straßenbaulast (vgl. hierzu: [149, pp. Rn. 36, 37]).

In der Rechtspraxis hat dies zur Entwicklung sog. Rahmen- und Musterverträge geführt: Hier ist noch einmal zwischen Bundesfernstraßen, Landesstraßen sowie Kreisstraßen einerseits und Gemeindestraßen andererseits zu differenzieren:

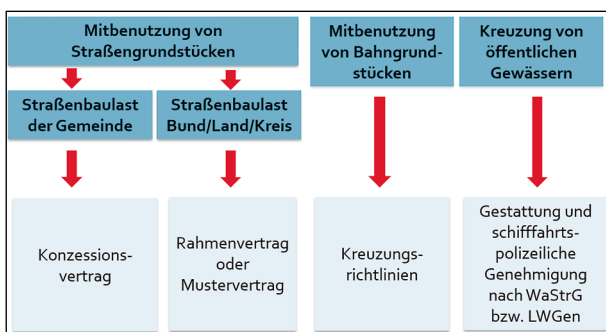


Bild 7-2: Differenzierung zwischen Arten öffentlicher Wege

**Bundesfern-, Landes- und Kreisstraßen**

Die Benutzung von Bundes(fern)-, Landes- und Kreisstraßen ist heute weitestgehend auf der Grundlage des Rahmenvertrag vom 14.11.1974 (RaV), des Mustervertrags vom 27.4.1987 (MuV 1987) sowie des Gegenvertrages vom 15.6.1984 (überarbeitete Fassung von 1987: GegV 1987) geregelt (die genannten Verträge sind als Anlagen D 1 – 3 in den Richtlinien für die Benutzung der Bundesfernstraßen in der Baulast des Bundes (Nutzungsrichtlinien) enthalten, abrufbar unter [150]).

Rahmenverträge sollen von den Straßenbauverwaltungen mit den Versorgungsunternehmen abgeschlossen werden, deren Leitungen häufige Berührungspunkte mit Straßen aus wechselnder Veranlassung haben oder erwarten lassen (vgl. Art. 2 des Einführungsschreibens zum RaV Anlage D 1, „Zusammenarbeitsvereinbarung vom 14. November 1974“, S. 2, abrufbar unter: [150]). Mit dem Ziel der Rechtsvereinheitlichung legte das Bundesverkehrsministerium bereits Ende der 1960er Jahre ein zusammen mit den Straßenbauverwaltungen der Länder erarbeitetes Muster eines Straßenbenutzungsvertrages für Leitungen der öffentlichen Versorgung in Bundesfernstraßen vor. Die überarbeitete Neufassung gilt seit 1987 – MuV 1987 – und ist regelmäßig dann abzuschließen, wenn im Einzelfall eine Versorgungsleitung zu einer Straße hinzukommt. Dieses Muster und darin enthaltenen Regelungen für die Durchführung von Leitungsmaßnahmen und die dabei zu beachtenden technischen Bestimmungen können weitgehend auch für die Nutzung aller Landes- und Kreisstraßen herangezogen werden.

Nach den Regelungen des RaV darf das Benutzungsrecht nur versagt werden, wenn durch die Benutzung die Sicherheit des Verkehrs oder die Leichtigkeit des Verkehrs nicht nur kurzfristig und geringfügig beeinträchtigt werden oder überwiegende straßenbauliche oder sonstige überwiegende öffentliche Belange entgegenstehen. Die Maßstäbe wird man auch auf den MuV übertragen können (so [149, p. Rn. 39]). Somit sollten der Nutzung von Bundes-, Landes- oder Kreisstraßen durch die Verlegung einer Direktlieferung regelmäßig nur geringe Hindernisse entgegenstehen.

- Straßen im Gemeindegebiet

Für die Nutzung von Straßen im Gemeindegebiet hat der Gesetzgeber mit § 46 EnWG eine eigene Regelung geschaffen. § 46 EnWG regelt zwei voneinander getrennte Tatbestände: Während Abs.1

die sog. einfache Wegenutzung regelt, enthält Abs. 2 eine Regelung zur sog. qualifizierten Wegenutzung.

Von besonderer Relevanz für die Verlegung von Direktleitungen durch öffentliche kommunale Verkehrswege ist § 46 Abs. 1 EnWG: Danach sind Gemeinden verpflichtet, ihre Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet diskriminierungsfrei durch Vertrag zur Verfügung zu stellen. Verträge i. S. v. Abs. 1 vermitteln somit das Recht zur einfachen Wegenutzung (sog. einfacher Wegenutzungsvertrag), die in Abgrenzung zur qualifizierten Wegenutzung nach Abs. 2 nicht auf Grundlage eines Konzessionsvertrages erfolgt. Im Unterschied zu § 46 Abs. 2 EnWG handelt es sich dabei um ein leistungs-, nicht gebietsbezogenes Recht.

Nach § 46 Abs. 1 EnWG haben die Gemeinden die Wege dem Anlagenbetreiber/EVU (hier: Autobahn GmbH) zweckentsprechend zur Versorgung zu stellen. Entsprechende Wegenutzungsverträge vermitteln somit das Recht zu Verlegung und Betrieb von Direktleitungen, um einzelne Letztverbraucher unmittelbar mit Energie zu versorgen. Allerdings haben Gemeinde ihre Verkehrswege nicht unbedingt, sondern nur diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Sachliche Gründe können dem Abschluss eines Wegenutzungsvertrages also durchaus entgegenstehen. Entsprechende Verträge können in Anlehnung an den o. g. Rahmenvertrag oder Mustergestattungsvertrag entwickelt werden und sollten neben der Einräumung des Wegenutzungsrechts insbesondere auch die Verpflichtung zur Zahlung der Konzessionsabgabe enthalten.

### **Eisenbahnanlagen**

Bezüglich der Mitbenutzung von Bahngrundstücken kann auf die sog. Kreuzungsrichtlinien (vgl. hierzu [151, p. 123 mwN]) verwiesen werden. Auch hier werden die Benutzungsbeziehungen zwischen Anlagenbetreiber (Autobahn GmbH) und Eisenbahnunternehmen (in den meisten Fällen: Deutsche Bahn AG) auf privatrechtlicher Grundlage durch Vertrag geregelt. Grundlage der Verträge im Bereich der Verlegung von Stromleitungen sind die seit 1. Januar 2016 geltenden Stromkreuzungsrichtlinien (vgl. hierzu [152]).

### **Gewässer**

Für die Mitbenutzung öffentlicher Gewässer bedarf es regelmäßig der Einholung wasserrechtlicher Ge-

nehmigungen. Hier ist zwischen Bundeswasserstraßen und sonstigen öffentlichen Gewässern zu differenzieren. Während es für die Kreuzung ersterer einer sog. strom- und schiffahrtspolizeilichen Genehmigung nach dem WaStrG bedarf und mit zuständigen Wasser- und Schifffahrtsamt ein Nutzungsvertrag abzuschließen ist, besteht für sonstige öffentliche Gewässer ein Genehmigungserfordernis nach dem jeweils einschlägigen Landeswasserrecht (vgl. hierzu [151, p. 123 mwN]).

## **7.3 Regionale Direktvermarktung**

Im Rahmen der regionalen Direktvermarktung sind je nach Ausgestaltungsvariante (siehe 6.4.3) unterschiedliche Verträge notwendig.

### **7.3.1 Variante: Stromveräußerung an einen Stromhändler**

In der Variante Stromveräußerung der Autobahn GmbH an einen Stromhändler sind zwei Aspekte zu bedenken:

- Einspeisung des erzeugten Stroms ins vorgelagerte Netz und
- Verkauf des erzeugten Stroms an den Händler (Buzzword: Power-Purchase-Agreement, PPA).

In Bezug auf die Einspeisung in das vorgelagerte Netz wird auf die Ausführungen unter 7.1.2 verwiesen.

Die wesentlichen vertraglichen Besonderheiten des Stromverkaufsvertrags werden im Folgenden dargestellt.

#### **7.3.1.1 Leistungsbeschreibung und Laufzeit**

Erster wesentlicher Aspekt ist die Beschreibung des Leistungsumfangs des Vertrags. In diesem Zusammenhang sind insbesondere zu beschreiben:

- Die Erzeugungsanlagen und deren Darbietungsform (fluktuierend oder konstant/steuerbar),
- die Übertragung von Herkunfts- oder Regionalnachweisen,
- die Gesamtabnahme oder Teilabnahme des erzeugten Stroms,
- Festlegungen zur technischen Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen im Kalenderjahr in Form eines Prozentwertes sowie

- der Ablauf der Stromlieferung. In diesem Zusammenhang ist zum einen möglich, dass die Lieferung in der Art und Weise wie die (fluktuierende) Erzeugung erfolgt oder zum anderen der Erzeugungsanlagenbetreiber die zu liefernden Mengen anpassen und/oder strukturieren muss. Letzteres dürfte bei fluktuierenden Energiequellen wie Photovoltaik in der Praxis nur mit erheblichem Aufwand z. B. mit dem Einsatz von Batteriespeichern möglich sein.

Die Vertragslaufzeit ist gesetzlich nicht vorgegeben. Grenzen ergeben sich insbesondere aus dem AGB-Recht (§§ 305 ff. BGB) und der guten Sitten (§ 138 BGB). Eine übliche Praxis ist derzeit noch nicht erkennbar.

#### 7.3.1.2 Netzanschluss

Die Sicherstellung des Netzanschlusses der Erzeugungsanlage wird üblicher Weise nur insoweit thematisiert, dass der Anlagenbetreiber hierfür verantwortlich ist und diesen in Absprache mit dem zuständigen Netzbetreiber stellen muss.

#### 7.3.1.3 Netznutzung, Bilanzierung und Messung

Die Netznutzung für die Lieferung des Stroms wird vertraglich hingegen beim Stromhändler verortet. Hierzu wird insbesondere festgelegt, dass der Stromhändler alle notwendigen Vereinbarungen

- zur Durchführung des Datenaustausches nach den Festlegungen der Bundesnetzagentur,
- zur Netznutzung und
- über die Bilanzkreiszuordnung bzw. die Datenübermittlung schließt.

Des Weiteren erfolgt in der Regel die namentliche Benennung des Bilanzkreises, in welchen die Strommengen eingebracht werden, sowie die Festlegung, dass der Stromhändler berechtigt ist, auch andere Bilanzkreise im weiteren Geschäftsbetrieb nachträglich zu benennen.

Ferner ist der Übergabeort genau zu beschreiben, d. h. die Bezeichnung der Marktlotation und deren Zuordnung zum Bilanzkreis. In diesem Zusammenhang wird üblicher Weise auch festgelegt, dass der Erzeuger auf seine Kosten gewährleistet,

- dass die Messeinrichtung und der Messstellenbetrieb den eichrechtlichen Vorschriften sowie – soweit anwendbar – den Voraussetzungen des

Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) sowie des EnWG entsprechen und

- dass über die Messeinrichtung die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen wird und bilanziert werden kann.

Schließlich sollten Regelungen für den Fall der Beendigung des Vertrags in dem Sinne vorgesehen werden, dass der Erzeuger ab Vertragsbeendigung für die bilanzielle Zuordnung der eingespeisten Strommengen verantwortlich ist.

#### 7.3.1.4 Mitteilungspflichten des Erzeugers

Damit der Stromhändler die ihm obliegende Netznutzung abwickeln kann, benötigt er Unterstützung vom Erzeuger. Dementsprechend werden diesem insbesondere folgende Mitteilungs- und Unterstützungspflichten vertraglich aufgelegt:

- Zumutbare Unterstützung des Stromhändlers bei der Prognose der erzeugten und am Übergabeort physikalisch eingespeisten Strommengen für den Folgetag sowie Übermittlung der hierfür notwendigen Daten, soweit sie dem Erzeuger zur Verfügung stehen und
- Mitteilung aller planmäßigen und unplanmäßigen Unterbrechungen oder Einschränkungen der Stromerzeugung, insbesondere Revisionstermine und Zeiträume, in denen Instandhaltungs- und Wartungsmaßnahmen an den Erzeugungsanlagen durchgeführt werden.

#### 7.3.1.5 Einspeisemanagement und Entschädigungsanspruch

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien wie z. B. Photovoltaik überliegen dem Einspeisemanagement nach § 14 EEG. Dementsprechend gilt es vertraglich zu regeln, wie mit der Vergütung des Stroms zu verfahren ist, wenn Einspeisemanagementmaßnahmen des Netzbetreibers erfolgen. Hier sind zwei Alternativen denkbar:

- Der Vergütungsanspruch entfällt und der Erzeuger kann mögliche Ansprüche nach § 15 EEG gegen den Netzbetreiber geltend machen oder
- der Vergütungsanspruch bleibt bestehen und im Gegenzug trägt der Erzeuger das Risiko für Bilanzkreisabweichungen und die hieraus re-

sultierenden Kosten. In diesem Zusammenhang wären dann auch finanzielle Vorteile, die sich aus der Bilanzkreisabweichung ergeben, wie z. B. negative Preise für Ausgleichsenergie, an den Erzeuger auszukehren.

Hinweis: Ab dem 01.10.2021 sind in diesem Kontext die Festlegungen der Bundesnetzagentur zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen vom 06.11.2020, Az. BK 6-20-059 (sog. Redispatch 2.0) zu beachten.

### 7.3.1.6 Einrichtungen zur Fernsteuerung und zum Abrufen der Ist-Einspeisung

Nach § 10b Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG sind Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien mit Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit der Einspeiseleistung und zum Abruf der Ist-Einspeisung auszustatten. In diesem Zusammenhang gibt es derzeit keine übliche Praxis, ob die Vorgaben bei der Vertragsgestaltung beim Erzeuger oder Stromhändler verortet werden. Beide Varianten sind möglich. Vom gesetzlichen Standpunkt aus betrachtet, obliegt die Erfüllungspflicht beim Erzeuger.

Hinweis: Für mehrere Erzeugungsanlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, kann die Pflicht nach § 10b Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG mittels einer gemeinsamen technischen Einrichtung erfüllt werden.

### 7.3.1.7 Vergütung und Abrechnung

In Bezug auf die Vergütung des erzeugten Stroms finden sich in der Praxis zwei verschiedene Modelle.

#### Marktpreismodell

Einerseits wird die Vergütung je kWh an den Marktpreis gekoppelt. Zur Definition des Marktpreises wird in der Regel eine der folgenden Optionen genutzt, wobei auch jeder andere Anknüpfungspunkt generell möglich ist:

- Spotpreis in der jeweiligen Viertelstunde der Einspeisung (§ 3 Nr. 42a EEG),
- Monatsmarktwert aus Nr. 3 Anlage 1 zum EEG oder
- Jahresmarktwert aus Nr. 4 Anlage 1 zum EEG.

#### Festpreismodell

Andererseits werden Festpreise in ct/kWh vereinbart.

### Negative Preise

In beiden Preismodellen sind regelmäßig zudem Regelungen enthalten, dass die Vergütung entfällt, wenn der Marktwert nach § 3 Nr. 42a EEG negativ ist.

### 7.3.1.8 Herkunftsnachweise und Regionalnachweise

Im Hinblick auf Herkunftsnachweise und/oder Regionalnachweise wird in der Regel vereinbart, dass der Stromhändler aus seinen Kosten in Vollmacht des Erzeugers die Erzeugungsanlagen beim Herkunftsnachweisregister (<https://www.hknr.de/Uba>) registriert und alle Handlungen für die Ausstellung der Nachweise und deren Übertragung auf das Nachweiskonto des Stromhändlers übernimmt.

### 7.3.1.9 REMIT

Erzeuger können unter Umständen (insbesondere Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen mit einer installierten Kapazität von mindestens 10 MW) den Mitteilungspflichten gemäß der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 der Kommission vom 17.12.2014 über die Datenmeldung gemäß Artikel 2 und 6 REMIT (im Folgenden: REMIT-DVO) unterliegen:

- a) Aufbereitung und Weitergabe der Informationen über meldepflichtige Geschäfte zwischen den Parteien nach der REMIT-DVO;
- b) Aufbereitung und Weitergabe von Lebenszyklusereignisdaten in Bezug auf die Geschäfte nach lit. a);
- c) Aufbereitung und Weitergabe von Informationen für das Backloading (Meldepflicht nach Art. 7 Abs. 6 REMIT-DVO) in Bezug auf die Geschäfte nach lit. a).

In der Regel wird vertraglich vorgesehen, dass der Stromhändler in Vollmacht diese Meldepflichten für den Erzeuger übernimmt.

### 7.3.2 Variante: Eigenständige Regionalvermarktung als Stromlieferant

Zur Umsetzung der Variante der eigenständigen Regionalvermarktung der Autobahn GmbH als Stromlieferant sind folgende Verträge notwendig:



- Stromliefervertrag mit versorgten Kunden (über eigenen Bilanzkreis),
- Lieferantenrahmenvertrag zur Netznutzung und
- gegebenenfalls eine Nutzungsvereinbarung zur Inanspruchnahme eines fremden Bilanzkreises mit dessen Inhaber, wenn kein eigener Bilanzkreis geführt wird, über den die Belieferungen der Kunden abgewickelt werden können.

Hinsichtlich letzterem wird auf die Ausführungen unter 7.5 verwiesen.

**7.3.2.1 Stromliefervertrag mit Kunden**

Wie bei der Direktlieferung (siehe 7.2.) ist auch bei der regionalen Direktvermarktung zwischen der reinen Stromlieferung aus den PV-Anlagen (PV-Stromlieferung) und der Gesamtbedarfsdeckung des belieferten Kunden (all-inklusiv-Vertrag) zu unterscheiden.

Grundsätzlich kann hinsichtlich der wesentlichen Vertragsinhalte auf die Ausführungen unter 7.2.4 verwiesen werden. Im Nachfolgenden werden die spezifischen Aspekte dargestellt, die aufgrund der Belieferung über das vorgelagerte Netz zu beachten sind.

**Preisgestaltung**

Im Kontext der Direktlieferung fallen für den PV-Stromanteil aufgrund der Erzeugung und des Verbrauchs innerhalb der Kunden gewisse Strompreisbestandteile nicht an (siehe 7.2.4.3). Mit Verlassen der Kundenanlage und aufgrund der Nutzung des Netzes entfällt jedoch diese Besonderheit. Mit anderen Worten, der im Rahmen der regionalen Direktvermarktung an den Kunden gelieferte Strom ist grundsätzlich einheitlich mit allen Strompreisbestandteilen belegt, wenn nicht spezifische Ausnah-

men wie z. B. § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG i. V. m. § 12b Abs. 5 StromStV greifen.

Die Ausführungen zum Komplettpreis- und separierten Preissystem sowie zur Preisanpassung sind auf die Situation der regionalen Direktvermarktung im Weiteren entsprechend übertragbar.

**Messung und Entnahmestelle**

Die Nutzung des Netzes bedingt, dass die Messung und Entnahmestelle des Kunden anders zu regeln sind.

Dies bedeutet zunächst, dass die dem Kunden zugeordnete Identifikationsnummer der Marktlokation sowie Zählernummer aufzunehmen sind.

Ferner ist klarzustellen, dass Messstellenbetrieb durch den zuständigen Messstellenbetreiber erbracht wird und nicht Gegenstand des Stromliefervertrags ist. Die Kosten des Messstellenbetreibers für den Messstellenbetrieb (einschließlich ggfs. intelligentem Messsystem) werden aber vom Stromlieferanten in der Regel abgewickelt, wenn der Kunde nicht selbst das Messentgelt direkt an den Messstellenbetreiber entrichtet.

**Einstellung der Lieferung**

Im Rahmen der Einstellung der Lieferung (siehe 7.2.4.9) ist an dieser Stelle zu beachten, dass der Stromlieferant die Entnahmestelle nicht selbst unterbrechen kann, da diese im Verfügungsbereich des Netzbetreibers liegt. Daher ist zu regeln, dass der Stromlieferant berechtigt ist, die Anschlussnutzung an der Entnahmestelle vom zuständigen Netzbetreiber unterbrechen zu lassen.

**7.3.2.2 Lieferantenrahmenvertrag**

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind nach § 20 Abs. 1 EnWG generell verpflichtet, jedermann diskriminierungsfrei die Entnahme oder Einspeisung von Energie in ihre Netze zu ermöglichen. Dieser Netzzugang ist sodann vertraglich auszugestalten (Strom: § 20 Abs. 1a EnWG). In Bezug auf die Entnahmeseite im Verhältnis Netzbetreiber und Netznutzer, dieser ist in der Regel der Stromlieferant (hier: Autobahn GmbH), ist diese vertragliche Ausgestaltung (sog. Lieferantenrahmenvertrag/ Netznutzungsvertrag) durch die Bundesnetzagentur per Beschluss (BK6-17-168) erfolgt und für die Netzbetreiber bindend. Wörtlich heißt es im Beschluss:

<b>Strompreiszusammensetzung</b>
Strompreis (zusammengesetzt aus Stromeinkaufspreis zzgl. Marge [Diese Bestandteile müssen nicht öffentlich kommuniziert werden.])
EEG-Umlage
Stromsteuer
Konzessionsabgabe
Netznutzungsentgelte
Netzseitige Umlagen
Umsatzsteuer

Tab. 7-2: Strompreiszusammensetzung im Rahmen der regionalen Direktvermarktung

„Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen i.S.d. § 3 Nr. 2 EnWG **werden verpflichtet**, neu abzuschließende Netznutzungs-/Lieferantenrahmenverträge **wörtlich entsprechend** der in den Anlagen 1 bis 4 dieser Festlegung sowie der in der Anlagen 5 der Festlegung BK6-13-042 vom 16.04.2015 festgelegten Regelungen abzuschließen.“

[BK6-17-168, S. 2; **Hervorhebungen durch Verfasser**]

Der benannte Beschluss und der Lieferantenrahmenvertrag inklusive Anlagen sind abrufbar unter:

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6\\_83\\_Zug\\_Mess/836\\_Irv\\_nnv/BK6\\_LRV\\_NNV\\_node\\_neu.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/836_Irv_nnv/BK6_LRV_NNV_node_neu.html)

Im Folgenden werden die wesentlichen Regelungspunkte des Lieferantenrahmenvertrags dargestellt.

Hinweis: Im Vertragstext ist vorgesehen, dass zusätzlich ergänzende oder abweichende Regelungen getroffen werden können. Dies ist jedoch unüblich. In der Praxis wird der Lieferantenrahmenvertrag von den Netzbetreibern in den weit überwiegenden Fällen wörtlich übernommen.

### **Vertragsgegenstand und Vertragslaufzeit**

Kern des Vertrags ist die Regelung des Netzzugangs von Lieferanten und Letztverbrauchern. Hier von ist auch der Messstellenbetrieb erfasst, wenn konventionelle Messeinrichtungen (keine moderne Messeinrichtung und kein intelligentes Messsystem) eingesetzt werden.

Der Netzbetreiber stellt sein Netz diskriminierungsfrei zur Durchleitung von elektrischer Energie zu Marktlokationen zur Verfügung. Im Gegenzug erhält er vom Netznutzer eine Vergütung (Netznutzungsentgelte). Sollte ein Letztverbraucher mit einem Stromlieferanten einen all-inklusiv-Vertrag abgeschlossen haben, schuldet der Stromlieferant die Netzentgelte. Andernfalls bedarf es einer eigenen Vereinbarung zwischen dem Letztverbraucher und dem Netzbetreiber über die Netznutzung. Schuldner der Netzentgelte ist dann direkt der Letztverbraucher.

Der Lieferantenrahmenvertrag wird generell auf unbestimmte Zeit abgeschlossen. Die Kündigungsfrist des Stromlieferanten als Netznutzer (hier: Autobahn GmbH bei all-inklusiv-Vertrag) beträgt einen Monat zum Ende eines Kalendermonats.

### **Voraussetzungen der Netznutzung**

Voraussetzung der Netznutzung ist, dass die belieferten Marktlokationen in ein Bilanzkreissystem einbezogen sind und dem Netzbetreiber mitgeteilt wird, welchem Bilanzkreis in welcher Regelzone die Marktlokation zugeordnet ist.

Hinweis: Der Stromlieferant benötigt hierfür keinen eigenen Bilanzkreis. Er kann sich auch eines fremden Bilanzkreises bedienen (siehe hierzu die einleitenden Ausführungen unter 7.3.2).

### **Geschäftsprozesse und Datenaustausch zur Abwicklung der Netznutzung**

Die Abwicklung der Netznutzung ist hoch automatisiert. Dementsprechend sieht der Lieferantenrahmenvertrag vor, dass insbesondere folgende Festlegungen einzuhalten sind:

- „Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität - GPKE“ (BK6-06-009),
- „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“ (BK6-07-002) nebst der auf dieser Grundlage durch die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen vorgelegten und durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten MaBiS-Geschäftsprozessbeschreibungen und
- „Wechselprozesse im Messwesen (WiM)“ (BK6-09-034).

### **Messstellenbetrieb**

Der Lieferantenrahmenvertrag sieht im Grundfall vor, dass der Messstellenbetrieb in der Grundzuständigkeit beim Netzbetreiber liegt, soweit nicht nach § 5 Messstellenbetriebsgesetz ein anderer Messstellenbetreiber vorhanden ist.

Der Netzbetreiber ist als grundzuständiger Messstellenbetreiber sodann Messgeräteverwender im Sinne des Eichrechts und verantwortlich für die Erfüllung der eichrechtlichen Vorgaben.

Ferner sieht der Lieferantenrahmenvertrag vor, dass der Netzbetreiber die Identifikationsnummern für die Markt- und Messlokationen verwaltet.

Abschließend bleibt noch zu nennen, dass die Erhebung und Übermittlung der Messwerte an den Stromlieferanten nach den Fallgruppen und Fristen gemäß der Festlegungen GPKE und WiM erfolgt.

## Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte sind im Allgemeinen in Höhe der seitens der Netzbetreiber veröffentlichten Preisblätter zu entrichten. Diese enthalten

- die Entgelte für die Inanspruchnahme der vorgelegten Netzebenen,
- gesetzlich vorgesehenen Steuern und sonstige hoheitlich veranlasste oder gesetzliche Belastungen wie Abgaben und Umlagen (KWK-, §19 StromNEV-, Ablav- und Offshore-Umlage und Konzessionsabgabe) und
- das Messstellenbetriebsentgelt (falls der Netzbetreiber grundzuständiger Messstellenbetreiber für konventionelle Messtechnik ist).

Die Netzbetreiber können die Netznutzungsentgelte unter Beachtung der Maßgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) anpassen. Eine Anpassung erfolgt immer zum 1.1. eines Jahres.

## Unterbrechungen der Netznutzung

Hinsichtlich der Netznutzung ist vorgesehen, dass der Netzbetreiber insbesondere bei Unmöglichkeit (i. S. d. § 275 BGB), betriebsnotwendigen Arbeiten und zur Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruchs die Netznutzung unterbrechen kann.

Der Stromlieferant kann überdies den Netzbetreiber zur Unterbrechung der Netznutzung anweisen, wenn er aus dem Stromliefervertrag gegenüber dem Kunden heraus hierzu berechtigt ist.

## Haftung

Die Haftung des Netzbetreibers für Sach- und Vermögensschäden, die dem Netznutzer durch die Unterbrechung oder durch Unregelmäßigkeit in der Netznutzung in allen Spannungsebenen entstehen, nach Maßgabe des § 25a StromNZV i. V. m. § 18 NAV. Dort heißt es wörtlich (Auszug):

„(1) Soweit der Netzbetreiber für Schäden, die ein Anschlussnutzer durch Unterbrechung oder durch Unregelmäßigkeiten in der Anschlussnutzung erleidet, aus Vertrag, Anschlussnutzungsverhältnis oder unerlaubter Handlung haftet und dabei **Verschulden** des Unternehmens oder eines Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen vorausgesetzt wird, wird

1. hinsichtlich eines Vermögensschadens **widerleglich vermutet**, dass Vorsatz oder grobe Fahrlässigkeit vorliegt,

2. hinsichtlich der Beschädigung einer Sache **widerleglich vermutet**, dass Vorsatz oder Fahrlässigkeit vorliegt.

Bei Vermögensschäden nach Satz 1 Nr. 1 ist die Haftung für sonstige Fahrlässigkeit ausgeschlossen.

(2) Bei weder vorsätzlich noch grob fahrlässig verursachten Sachschäden ist die Haftung des Netzbetreibers gegenüber seinen Anschlussnutzern auf jeweils 5.000 € begrenzt. Die Haftung für **nicht vorsätzlich verursachte Sachschäden** ist je Schadensereignis insgesamt **begrenzt auf**

1. 2,5 Millionen € bei bis zu 25.000 an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern;
2. 10 Millionen € bei 25.001 bis 100.000 an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern;
3. 20 Millionen € bei 100.001 bis 200.000 an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern;
4. 30 Millionen € bei 200.001 bis einer Million an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern;
5. 40 Millionen € bei mehr als einer Million an das eigene Netz angeschlossenen Anschlussnutzern.“

[Hervorhebungen durch Verfasser]

## 7.4 Flächenverpachtung

Im Rahmen eines Pachtmodells sind je nach Ausgestaltung des Geschäftsmodells verschiedene Verträge und Vertragsvariationen möglich.

Das Pachtmodell sieht vor, dass der Gebäude-/Flächeneigentümer – die Autobahn GmbH – dem Anlageneigentümer erlaubt, dessen EE-Anlage auf seinem Gebäude/seiner Fläche zu errichten und zu betreiben. Hierfür wird ein Dach- bzw. Flächenpachtvertrag abgeschlossen. Mit dem in der EE-Anlage erzeugten Strom kann die Autobahn GmbH (Variante 1) und/oder ein Dritter (Variante 2) beliefert werden.

### 7.4.1 Flächenpacht

Gemein ist beiden Varianten, dass zunächst das Gebäude- bzw. Grundstücks-flächennutzungsver-

hältnis zwischen Autobahn GmbH (Gebäude-/Flächeneigentümerin) und Anlagenbetreiber näherer Ausgestaltung bedarf. Zur Ausgestaltung des Gebäude- bzw. Grundstücksflächennutzungsverhältnis wird ein Pachtvertrag über die Nutzung von Gebäude- bzw. Grundstücksflächen für die Errichtung, den Betrieb und die Unterhaltung von EE-Anlagen zwischen Autobahn GmbH und Anlagenbetreiber geschlossen.

#### 7.4.1.1 Allgemeines zum Pachtvertrag

Gegenstand des Vertrages ist die Verpachtung von Gebäude-/Grundstücksflächen (Freifläche, Dachfläche, Tunneleinhausung, Lärmschutzwand/-wall...) zur Errichtung und zum Betrieb einer Photovoltaikanlage (Ein solches Vertragsverhältnis ist auch zur Realisierung von anderen EE-Anlagen denkbar, in den meisten Fällen dürfte der Pachtvertrag jedoch als zivilrechtliches Instrument zur Sicherung des Standortes einer Photovoltaikanlage Bedeutung erlangen.).

Der Anlagenbetreiber und Gebäude-/Grundstücksflächeneigentümer verbindende Vertrag kann (auch) ein Mietvertrag sein (hier werden dann nur Grund und Boden sowie Gebäudeflächen vermietet). Wird die Fläche zur Nutzung überlassen, die dem Nutzenden (Anlagenbetreiber) auch den „Genuss der Früchte“ gestattet liegt ein Pachtvertrag vor. Die obergerichtliche Rechtsprechung stuft die Nutzung einer Fläche zur Errichtung und zum Betrieb einer Photovoltaikanlage üblicherweise als Pachtverhältnis ein mit der Folge, dass ein entsprechendes Vertragsverhältnis mit dem Grundstückseigentümer regelmäßig als Pachtvertrag auszugestalten ist. Das Miet- und Pachtrecht wird jedoch in erster Linie durch die vertragliche Abrede zwischen Anlagenbetreiber und Gebäude-/Grundstücksflächeneigentümer bestimmt. Im Ergebnis hat die Frage, ob ein Miet- oder ein Pachtvertrag vorliegt, daher für die Praxis nur nachrangige Bedeutung.

Nicht Gegenstand des Pachtvertrages sind Abnahme bzw. Lieferung des erzeugten Stromes. Das Pachtverhältnis zielt ausschließlich auf die zeitlich begrenzte, entgeltliche Überlassung einer Fläche, um dort eine Photovoltaikanlage zu errichten, zu betreiben und zu unterhalten. Soll der in der PV-Anlage erzeugte Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang verbraucht und/oder (teilweise) in das Stromnetz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, bedarf es weiterer vertraglicher Abreden zwischen Anlagenbetreiber und Gebäude-/

Flächeneigentümer (vgl. hierzu die Ausführungen zur Stromlieferung unter 7.4.2).

#### 7.4.1.2 Vertragsinhalte und Erläuterungen

##### Schriftform

Der Pachtvertrag kann formfrei abgeschlossen werden, sollte es allerdings nicht. Denn gem. §§ 581 Abs.2, 578 Abs. 1, 550 BGB gilt ein Pachtvertrag, der für länger als ein Jahr nicht in schriftlicher Form geschlossen wurde, als für unbestimmte Zeit abgeschlossen.

##### Pachtzweck

Die Bezeichnung des Pachtzwecks kann in der Präambel vorgenommen werden. Hat der Verpächter ein Interesse an einer Begrenzung auf ein bestimmtes Nutzungskonzept, dann sollte dieses Nutzungskonzept im Vertrag möglichst genau umschrieben werden.

##### Pachtsache/-objekt

Wichtig ist es die verpachtete Gebäude-/Grundstücksfläche möglichst genau zu bezeichnen.

Formulierungsvorschlag: „Verpachtet werden die nachstehend bezeichneten Flächen:“

Nr.

Gemarkung

Flur

Flurstück

Nutzungsart

Größe in ha lt. Kataster

Pacht EUR/ha

Pacht

Gesamt

Alternativ empfiehlt es sich, die zur Nutzung überlassenen Flächen in einer Anlage detailliert aufzuführen. Daneben sollten auch die Größe und Lage der EE-Anlage sowie deren Leistungsdaten und ein Versicherungsnachweis in die Anhänge zum Vertrag einbezogen werden.

##### Pachtzins

Bei der Vereinbarung des Pachtzinses sind die Vertragsparteien (in den Grenzen des § 138 BGB) frei. Es sollte ein angemessenes Nutzungsentgelt, die Fälligkeit (bspw. Vorausleistung) sowie ggf. eine Anpassungsregelung (bspw. aufgrund Änderung der wirtschaftlichen Verhältnisse) vereinbart werden.

## Pflichten

Pflicht zur Erhaltung und schonenden Behandlung des Pachtobjekts

Für den Verpächter von maßgeblicher Bedeutung ist die Erhaltung und schonende Behandlung der Pachtsache (keine Einbußen infolge schlechter Bewirtschaftung). Rücksichtnahmepflichten obliegen dem Pächter qua Gesetz gem. §§ 581 Abs. 1, 241 Abs. 2 BGB. Unbillige Beeinträchtigungen sollten vermieden werden. Zudem sollte der Anlagenbetreiber (Pächter) zusichern, dass alle Baumaßnahmen ohne wesentliche Eingriffe in die Bausubstanz erfolgen.

### Errichtung und Instandhaltung der Anlage

Für den Pächter von maßgeblicher Bedeutung ist das Recht zur Errichtung und Instandhaltung der Anlage. Der Gebäude-/Grundstücksflächeneigentümer (Verpächter) sollte dem Anlagenbetreiber (Pächter) daher umfassend alle Nutzungen, die der Errichtung und dem Betrieb einer Anlage dienen gestatten. Dies umfasst neben Errichtung und Betrieb regelmäßig auch die Instandhaltung, die Wartung und die Reparatur der PV-Anlage, einschließlich der dazu technisch erforderlichen Einrichtungen, insbesondere der Anschlussleitungen, der Wechselrichter sowie der Schalt-, Mess- und Transformatoranlagen. Darüber hinaus sollte dem Anlagenbetreiber auch die Nutzung der für die Errichtung, den Betrieb, die Instandhaltung, die Wartung und die Reparatur notwendigen Wege und Flächen, an denen die Autobahn GmbH das Wege- und Leitungsrecht besitzt, eingeräumt werden (Zutrittsrechte).

Zugleich sollte sich der Anlagenbetreiber (Pächter) verpflichten alle Maßnahmen sach- und fachgerecht auszuführen/durch Dritte ausführen zu lassen und die Verkehrssicherheit der EE-Anlage sicherzustellen. Grundsätzlich ist der Verpächter/Gebäude- bzw. Flächeneigentümer dafür verantwortlich, dass von dem Gebäude/der Fläche keine Gefahren für Dritte ausgehen. Der Pächter/Anlagenbetreiber wiederum ist verkehrssicherungspflichtig im Rahmen des Anlagenbetreibers/Nutzung der Pachtsache. Daher empfiehlt es sich die umfassende Übernahme der Verkehrssicherungspflicht für den Anlagenbetrieb durch den Pächter zu vereinbaren.

### Pachtdauer und Beendigung

Es empfiehlt sich die Vereinbarung einer festen Pachtzeit mit Verlängerungsmöglichkeit. Gem. § 594 BGB endet das Pachtverhältnis mit Ablauf für die es eingegangen ist, und zwar ohne dass es ei-

ner besonderen Kündigung bedarf. In der Praxis verbreitet sind daher verschiedentliche Verlängerungsklauseln:

- Vereinbarung der Verlängerung auf unbestimmte Zeit, wenn nicht unter Einhaltung einer bestimmten Kündigungsfrist gekündigt wird oder
- Vereinbarung der Verlängerung auf eine bestimmte Zeit, wenn nicht zuvor gekündigt wird.

Ferner finden sich auch sog. Verlängerungsoptionen/Optionenmodelle. Danach erhält regelmäßig der Pächter das Recht, durch einseitige Erklärung (Option) eine Verlängerung des Vertrages für eine bestimmte Zeit herbeizuführen. Der Optionsinhalt, also die Dauer der Verlängerung, sollte klar geregelt werden.

Sollte der Pachtvertrag auf unbestimmte Dauer abgeschlossen werden, kann er durch ordentliche Kündigung beendet werden.

Daneben können Verträge mit fester oder unbestimmter Laufzeit durch sog. außerordentliche Kündigung beendet werden. Neben den gesetzlichen Gründen können weitere Gründe für eine außerordentliche Kündigung vereinbart werden. In Betracht kommen insbesondere die Aufnahme der Selbstbewirtschaftung durch den Verpächter, der Verkauf der Pachtgrundstücke, grobe Eigentumsbeschädigungen durch den Pächter, (absehbarer) Nichtbetrieb der Anlage, die technische/wirtschaftliche Unmöglichkeit des Anlagenbetriebs (aufgrund der Tatsache, dass die Pachtfläche technisch ungeeignet ist oder erforderliche Genehmigungen nicht erteilt werden (können)).

### 7.4.2 Stromlieferung

Soll der in der EE-Anlage erzeugte Strom zur Belieferung der Autobahn GmbH und/oder eines Dritten auf der Liegenschaft genutzt oder in das Stromnetz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, bedarf es hierfür ebenfalls vertraglicher Abreden, denn Abnahme bzw. Lieferung des Stroms sind nicht Gegenstand des Pachtvertrages über die Flächen zur Errichtung und Betrieb der PV-Anlage.

Soll der erzeugte Strom an Dritte (nicht die Autobahn GmbH!) auf der Liegenschaft oder über das vorgelagerte Netz geliefert werden, bedarf es zwischen Anlagenbetreiber (Pächter) und Dritten (z. B. DB Energie, Ladesäulenbetreiber usw.) eines Stromlieferungsvertrags (reine PV-Stromlieferung oder

all-inklusive-Vertrag). Bzgl. der Einspeisung in das Netz wird auf 7.1.2 verwiesen. Auf weitere Ausführungen wird an dieser Stelle bewusst verzichtet, da dies – aus Perspektive des Gebäude-/Flächeneigentümers/Verpächters/der Autobahn GmbH – ohne jede Relevanz ist. Schließlich betreffen diese Vertragsverhältnisse allein die Ausgestaltung der Beziehungen zwischen Anlagenbetreiber/Pächter und Dritten. Gleichwohl kann zu informatorischen Zwecken auf die Ausführungen zur Direktlieferung unter 7.2 und zur regionalen Direktvermarktung unter 7.3 verwiesen werden, da der Dritte an die Stelle der Autobahn GmbH in der Direktlieferung bzw. regionalen Direktvermarktung tritt.

Soll der erzeugte Strom dagegen an die Verpächterin/Gebäude- bzw. Flächeneigentümerin (Autobahn GmbH) geliefert werden, bedarf es neben dem Pachtvertrag zusätzlich vertraglicher Vereinbarungen über Lieferung bzw. Abnahme des Stroms (ohne Reststrombezug) sowie ggf. eines Vertrags über den Bezug von Residualmengen (all-inklusive-Vertrag, inkl. Reststrombezug). Diesbezüglich kann ebenfalls auf die Ausführungen unter 7.2 verwiesen werden. Zu beachten ist jedoch, dass die Autobahn GmbH die Rolle des Belieferers und der Flächenpächter/ Anlagenbetreiber die Rolle des Stromlieferanten einnimmt.

## 7.5 Bilanzkreis Autobahn

Im Hinblick auf die in AP 3 beschriebenen Geschäftsmodelle sind vertragliche Regelungen zur Bilanzierung von gelieferten Strommengen nur beim Geschäftsmodell der Regionalen Direktvermarktung notwendig.

Die Geschäftsmodelle Eigenversorgung, Direktlieferung und Flächenverpachtung sehen jeweils eine Belieferung in der (energiewirtschaftlichen) Kundenanlage vor; eine Strombilanzierung ist allerdings nur bei einer Lieferung unter Nutzung des Energieversorgungsnetzes notwendig. Lediglich dann, wenn im Rahmen der Geschäftsmodelle Eigenversorgung, Direktlieferung und Flächenverpachtung Überschussmengen anfallen, wären diese unter Netznutzung abzugeben. Diese Mengen müssten von einem Lieferanten bilanziell aufgenommen werden. Geregelt werden könnte dies über einen sog. offenen Stromliefervertrag, der sowohl die Lieferung von Reststrom, der nicht selbst erzeugt wird, beinhaltet und die Aufnahme von Überschussstrom.

Bei Umsetzung der Regionalen Direktvermarktung muss gewährleistet werden, dass entweder der Direktvermarkter oder ein Dritter einen Bilanzkreis führt. Besonderheiten bestehen hierbei nicht. Typischerweise wird die Bilanzkreisführung in Direktvermarktungsverträgen (vgl. hierzu die Ausführungen bei Ziffer 7.3) vorausgesetzt, ohne explizite Regelungen dazu zu treffen. Sollte ein Dritter die Bilanzkreisführung übernehmen, kommen Portfoliomangementverträge oder sog. Weiterverteilerverträge zum Einsatz. Spezifischer Regelungsgehalt sind folgende Klauseln:

- Energiemengenprognose,
- Informationspflichten im Hinblick auf für Erzeugung/Verbrauch relevante Parameter,
- Durchführung von REMIT-Pflichten,
- Bestimmung des Lieferumfangs ggf. auf Basis von Zeitreihen,
- Regelungen zur Energiemengenzuordnung (Zuordnungsermächtigung).

## 7.6 Vergaberechtliche Fragen der Umsetzung der Konzepte in Vertragsform

Als wesentlicher und wirtschaftlich bedeutsamster Teil der Modelle der Nutzung Erneuerbarer Energien durch die öffentliche Hand an Bundesstraßen, insbesondere Bundesautobahnen, hat sich die Errichtung von PV-Anlagen an Lärmschutzwänden und Lärmschutzwällen herausgestellt und zwar unter Berücksichtigung unterschiedlicher Vertragsmodelle, von der bloßen Verpachtung von Flächen zur Aufstellung und zum Betrieb von PV-Anlagen durch Dritte, über die Belieferung mit dort erzeugtem Strom an Abnahmestellen der Autobahn GmbH, Modelle der Eigenversorgung, u. a. zur kostengünstigen Produktion von EE-Strom ohne die Netznutzungsentgelte sowie Umlagen gegebenenfalls unter Einsparung der EEG-Umlage, bis zur Direktbelieferung Dritter durch die Autobahn GmbH.

Abhängig von dem gewählten Modell stellen sich unterschiedliche vergaberechtliche Fragen, die vor dem Abschluss der entsprechenden Verträge zu beantworten sind.

Um der Übersichtlichkeit willen sind jedoch sämtliche Voraussetzungen für die Anwendung des Vergaberechts des Teils 4 des GWB im Zusammen-

hang darzustellen, um dann auf die unterschiedlichen Geschäftsmodelle im Hinblick auf die Ausschreibungspflicht einzugehen.

### 7.6.1 Öffentlicher Auftraggeber

Die Bundesrepublik Deutschland ist ebenso wie die Autobahn GmbH ein Auftraggeber i. S. d. Teils 4 des GWB. Hierzu zählen gemäß § 98 GWB öffentliche Auftraggeber (§ 99 GWB), Sektorenauftraggeber (§ 100 GWB) und Konzessionsgeber (§ 101 GWB).

Die Bundesrepublik Deutschland ist selbst als Gebietskörperschaft ein öffentlicher Auftraggeber nach § 99 Nr. 1 GWB.

Sofern – wovon hier auszugehen ist – die Verträge durch die Autobahn GmbH abgeschlossen werden sollten, die eine privatrechtliche Gesellschaft ist, so müsste diese ebenfalls ein öffentlicher Auftraggeber sein. Infrage kommt eine Eigenschaft als öffentlicher Auftraggeber nach § 99 Nr. 2 GWB.

Nach § 99 Nr. 2 GWB sind öffentliche Auftraggeber

„andere juristische Personen des öffentlichen und des privaten Rechts, die zu dem besonderen Zweck gegründet wurden, im Allgemeininteresse liegende Aufgaben nichtgewerblicher Art zu erfüllen, sofern

- a) sie überwiegend von Stellen nach Nummer 1 oder 3 einzeln oder gemeinsam durch Beteiligung oder auf sonstige Weise finanziert werden,
- b) ihre Leitung der Aufsicht durch Stellen nach Nummer 1 oder 3 unterliegt oder
- c) mehr als die Hälfte der Mitglieder eines ihrer zur Geschäftsführung oder zur Aufsicht berufenen Organe durch Stellen nach Nummer 1 oder 3 bestimmt worden sind“.

Diese Voraussetzungen können hier bejaht werden.

§ 5 Abs. 1 InfrGG bestimmt den Aufgabenumfang der Autobahn GmbH wie folgt:

„Gegenstand der Gesellschaft privaten Rechts sind die übertragenen Aufgaben des Bundes der Planung, des Baus, des Betriebs, der Erhaltung, der vermögensmäßigen Verwaltung und der Finanzierung der Bundesautobahnen. Die Gesellschaft ist auch für das Finanzmanagement für die Bundesstraßen zuständig.“

Hierbei handelt es sich ohne weiteres um öffentliche Aufgaben und damit um Aufgaben im Allgemeininteresse. Diese sind auch nicht gewerblicher Art.

Da es sich um einen unionsrechtlichen Begriff handelt, kommt es hierbei nicht auf den Gewerbebegriff des deutschen Gewerberechts, sondern darauf an, ob ein Unternehmen ganz oder teilweise außerhalb der marktmäßigen Mechanismen operieren kann oder nicht (so bereits [153, p. 140 mwN]). Anhaltspunkte hierfür sollen neben einer erheblichen wirtschaftlichen Bedeutung der Tätigkeit das Vorliegen eines entwickelten Wettbewerbs sowie wettbewerbskonformes, nachfrage- und gewinnorientiertes Verhalten sein. Dabei lässt das Vorhandensein eines entwickelten Wettbewerbs auf dem Markt, auf dem das fragliche Unternehmen tätig ist, allein nicht den Schluss zu, dass keine im Allgemeininteresse liegende Aufgabe nicht gewerblicher Art vorliegt, weil sich das Unternehmen möglicherweise von anderen als rein wirtschaftlichen Überlegungen leiten lässt (vgl. EuGH, EuZW 1999, 16, Rn. 43; Urte. v. 27.2.2003, Rs. C-373/00, VergabeR 2003, 296, Rn. 66; Urte. v. 22.5.2003, Rs. C-18/01, NZBau 2003, 396, Rn. 49 – Korhonen). Ein wesentliches Indiz für das Fehlen einer Nichtgewerblichkeit soll darin bestehen, dass das Unternehmen das wirtschaftliche Risiko seiner Tätigkeit selbst trägt, weil kein Mechanismus zum Ausgleich etwaiger finanzieller Verluste besteht (vgl. EuGH, Urte. v. 10.5.2001, Rs. C-223/99 und C-260/99, VergabeR 2001, 281, Rn. 40 – Agora (Mailänder Messe)).

Da der Bund sämtliche Anteile an der Gesellschaft hält und halten muss (vgl. § 1 Abs. 2 Infrastrukturgesellschaftserrichtungsgesetz – InfrGG) ist die o. g. im Gesetz (§ 5 Abs. 1 InfrGG) verankerte Aufgabe eine solche, die spezifisch einer staatlichen Gesellschaft vorbehalten ist und schon deshalb überhaupt nicht kommerziell erledigt werden kann. Finanziert wird die Aufgabe überdies durch den Bund. Die Autobahn GmbH befindet sich damit nicht nur außerhalb des Wettbewerbs, sondern finanziert sich auch nicht aus eigener Kraft. Damit ist ihr eine im Allgemeininteresse liegende Aufgabe nicht gewerblicher Art zugewiesen.

Da, wie ausgeführt, der Bund nicht nur tatsächlich alle Anteile hält, sondern auch von Gesetzes wegen halten muss, fehlt es auch nicht an der notwendigen Staatsgebundenheit, hier nach § 99 Nr. 2 HS 1 lit. a GWB. Die Autobahn GmbH ist mithin ein öffentlicher Auftraggeber nach § 99 Nr. 2 GWB.

## 7.6.2 Öffentliche Aufträge und Konzessionen

Der Ausschreibungspflicht nach Teil 4 des GWB unterliegen öffentliche Aufträge i. S. d. § 103 Abs. 1 GWB und Konzessionen gemäß § 105 Abs. 1 GWB.

### 7.6.2.1 Definitionen von Auftrag und Konzession

Gemäß § 103 Abs. 1 GWB sind öffentliche Aufträge

„entgeltliche Verträge zwischen öffentlichen Auftraggebern oder Sektorenauftraggebern und Unternehmen über die Beschaffung von Leistungen, die die Lieferung von Waren, die Ausführung von Bauleistungen oder die Erbringung von Dienstleistungen zum Gegenstand haben.“

Kennzeichen eines öffentlichen Auftrags ist mithin die Beschaffung von Leistungen durch den öffentlichen Auftraggeber oder Sektorenauftraggeber und die Zahlung von Entgelt für diese Leistungen.

Demgegenüber sind nach § 105 Abs. 1 Nr. 1 GWB Konzessionen

„entgeltliche Verträge, mit denen ein oder mehrere Konzessionsgeber ein oder mehrere Unternehmen

1. mit der Erbringung von Bauleistungen betrauen (Baukonzessionen); dabei besteht die Gegenleistung entweder allein in dem Recht zur Nutzung des Bauwerks oder in diesem Recht zuzüglich einer Zahlung; oder
2. mit der Erbringung und der Verwaltung von Dienstleistungen betrauen, die nicht in der Erbringung von Bauleistungen nach Nummer 1 bestehen (Dienstleistungskonzessionen); dabei besteht die Gegenleistung entweder allein in dem Recht zur Verwertung der Dienstleistungen oder in diesem Recht zuzüglich einer Zahlung.“

### 7.6.2.2 Differenzierung für die einzelnen Modelle

Hier ist im Hinblick auf die einzelnen Modelle zu differenzieren:

#### Modelle mit Hauptleistungspflicht Stromlieferung an die Autobahn GmbH

Ein Vertrag, dessen Hauptleistungspflicht und Hauptgegenstand die Lieferung von Strom an die Autobahn GmbH ist, für den diese ein Entgelt zu zahlen hat, ist als öffentlicher Auftrag gemäß § 103 Abs. 1 GWB anzusehen.

#### Verpachtung von Flächen mit Verpflichtung zur Errichtung und zum Betrieb von PV-Anlagen – Abgrenzung von der reinen Grundstücks- und Vermögensverwaltung

Ein Vertrag, durch den lediglich Flächen, insbesondere an den Lärmschutzwänden und Lärmschutzwällen, zur Errichtung und zum Betrieb von Photovoltaikanlagen zur Verfügung gestellt werden, vornehmlich im Wege einer Verpachtung dieser Flächen, ist zunächst als vergaberechtlich neutrales Geschäft der Vermögensverwaltung anzusehen. Wenn jedoch im vorliegenden Falle die Autobahn GmbH nicht lediglich den Zweck verfolgt, ihre Flächen zu vermarkten und hieraus gegebenenfalls einen Ertrag für den Bundeshaushalt zu erzielen, sondern ganz speziell auch die Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien zum wesentlichen Vertragsgegenstand machen will, wird man gegebenenfalls von einer Konzession gemäß § 105 Abs. 1 GWB und zwar – da die Anlagen noch nicht errichtet sind – von einer Baukonzession i. S. d. § 105 Abs. 1 Nr. 1 GWB auszugehen haben.

Bei der Auslegung des Begriffes der Baukonzession wie der Dienstleistungskonzession ist auf die Begründungserwägungen zur Konzessionsrichtlinie (Richtlinie 2014/23/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.02.2014 über die Konzessionsvergabe, ABl. Nr. L 94 vom 28.03.2014, S. 1). In der 15. Begründungserwägung heißt es, gleichsam abgrenzend:

„Darüber hinaus sollten bestimmte Vereinbarungen, die das Recht eines Wirtschaftsteilnehmers regeln, öffentliche Bereiche oder Ressourcen wie z. B. Land oder öffentliche Liegenschaften öffentlich-rechtlich oder privatrechtlich zu nutzen, insbesondere in See-, Binnen- oder Flughäfen, wobei der Staat oder der öffentliche Auftraggeber oder der Auftraggeber nur allgemeine Bedingungen für deren Nutzung festlegt, ohne bestimmte Bau- oder Dienstleistungen zu beschaffen, nicht als Konzessionen im Sinne dieser Richtlinie gelten. **Dies betrifft in der Regel Pachtverträge über öffentliche Liegenschaften oder Land**, die meist Klauseln enthalten, die die Besitzübernahme durch den Pächter, die vorgesehene Nutzung und die Pflichten von Pächter und Eigentümer hinsichtlich der Instandhaltung der Liegenschaft, die Dauer der Verpachtung und die Rückgabe des Besitzes an den Eigentümer, den Pachtzins so-



wie die vom Pächter zu zahlenden Nebenkosten regeln.“

### **[Hervorhebungen durch den Verfasser]**

Maßgeblich ist es deshalb, ob die Autobahn GmbH in dem Vertrag eine i. S. d. § 105 Abs. 1 GWB tatbestandsmäßige Betrauung mit gewissen Leistungen vornimmt. Im vorliegenden Falle kommt es daher darauf an, ob die Errichtung der Photovoltaikanlagen lediglich eine Nutzungsform beschreibt, die ggf. weitere Regelungen nach sich zieht, etwa was die Bautechnik, die Verkehrssicherungspflicht etc. darstellt, oder ob die Autobahn GmbH gleichsam die Pachtverträge über die entsprechenden Liegenschaften mit dem Zweck abschließt, Energie aus erneuerbaren Quellen zu produzieren bzw. produzieren zu lassen. Da nicht zuletzt die vorliegende Studie gerade dem Zweck dient, die Potenziale für die Nutzung Erneuerbarer Energien im Bereich der Bundesstraßen zu prüfen, liegt es nahe, bei einer Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen nicht von einer reinen Grundstücksverwertung/Vermögensverwaltung auszugehen. Unter Berücksichtigung dessen könnte eine solche Betrauung vorliegen. In diesem Zusammenhang könnte etwa auf eine Entscheidung des OLG Bremen zurückgegriffen werden (vgl. OLG Bremen, Beschl. v. 13.3.2008, Verg 5/07), in der angenommen wurde, dass in der Verpflichtung zur Errichtung eines Windparks auf dem Pachtgelände eine Dienstleistungskonzession lag. Die Entscheidung ist zwar im Gefolge der sogenannten Ahlhorn-Rechtsprechung des OLG Düsseldorf (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 13.06.2007, VII Verg 2/07, NZBau 2007, 530 – Fliegerhorst Ahlhorn) ergangen und dahingehend einzuordnen, die Grundstücksgeschäfte der öffentlichen Hand in einem zu weit gehenden Umfang dem Vergaberecht unterwarf.

Das dürfte aber auch nach der insoweit korrigierenden Rechtsprechung des EuGH seit 2010 (vgl. hierzu: EuGH, Urt. v. 25.3.2010, Rs. C-451/08, Rn. 67 – Helmut Müller; EuGH, Urt. v. 10.7.2014, Rs. C-213/13, Rn. 68 – Pizzarotti) gelten, wonach die bloße Ausübung ihrer städtebaulichen Regelungszuständigkeiten noch keine Beschaffung darstellt. Denn hier geht es gerade um die Nutzung der Erneuerbaren Energien in einem umfassenden Konzept.

Im Zweifel ist im vorliegenden Falle aufgrund des gesteigerten Interesses des Bundes an einem eigenständigen Beitrag zum Klimaschutz von einer

solchen Dienstleistungskonzession auszugehen. Wenn allerdings der größere Teil des auf den Flächen erzeugten PV-Stroms an die Autobahn GmbH geliefert wird, könnte gemäß der Abgrenzungsbestimmung des § 105 Abs. 2 GWB, wo maßgeblich auf das Betriebsrisiko abgestellt wurde, auch von einem öffentlichen Auftrag die Rede sein.

### **Verpachtung von Flächen für PV-Anlagen mit Eigenversorgung**

Ist der Vertrag so ausgestaltet, dass die Flächen verpachtet werden, durch den Vertragspartner errichtet und etwa an die Autobahn GmbH zurückverpachtet werden, damit diese eine Eigenversorgung darstellen kann, jedoch wiederum ein Vertrag abgeschlossen wird, durch den der Vertragspartner die Betriebsführung der Anlagen übernimmt, wird man insgesamt von einem Dienstleistungsauftrag gemäß der Auffangvorschrift des § 103 Abs. 4 GWB auszugehen haben.

#### **7.6.3 Schwellenwert**

Den Bestimmungen des Kartellvergaberechts über die Vergabe von öffentlichen Aufträgen und Konzessionen unterliegen nur diejenigen öffentlichen Aufträge und Konzessionen, deren Vertragswert den jeweils anwendbaren Schwellenwert erreicht oder überschreitet (§ 106 Abs. 1 Satz 1 GWB). Gemäß § 106 Abs. 2 Nr. 1 GWB i. V. m. Art. 4 Richtlinie 2014/24/EU i. d. F. der Delegierten Verordnung (EU) 2019/828 der Kommission gilt für Bauaufträge ein Schwellenwert von 5.350.000,00 € und für Liefer- und Dienstleistungsaufträge ein Schwellenwert von 214.000,00 €. Im vorliegenden Falle könnten – abhängig von dem jeweiligen Modell, in dem Stromlieferungen für die Autobahn GmbH zum Hauptleistungsgegenstand erhoben werden – die entsprechenden Lieferungen insgesamt den Schwellenwert von 214.000,00 € erreichen oder überschreiten. Man wird bei der Berechnung des Auftragswertes nicht jede einzelne Anlage für sich berechnen dürfen, sondern hier jeweils von Losen eines Auftrags auszugehen haben, sodass gemäß § 3 Abs. 8 VgV der Gesamtwert aller Lose maßgeblich ist.

Was die Aufträge betrifft, die dem Modell der Verpachtung von Flächen (Lärmschutzwände, Lärmschutzwälle etc.) zum Zwecke der Errichtung und des Betriebs von PV-Anlagen folgen, die nach der (oben unter 7.6.2.2) dargestellten und unter Umständen als Baukonzession gemäß § 105 Abs. 1

Nr. 1 GWB einzuordnen sind, so gilt für diese ein höherer Schwellenwert. Der gegenwärtig geltende Schwellenwert für Konzessionen (Bau- und Dienstleistungskonzessionen) liegt gemäß § 106 Abs. 2 Nr. 4 GWB i. V. m. Art. 8 der Richtlinie 2014/23/EU in der Fassung der Delegierten Verordnung (EU) 2019/1827 bei 5.535.000 €. Maßgeblich hierfür ist der Vertragswert, also – getreu dem Charakter einer Konzession – dasjenige, was der Konzessionär, hier also der betraute Errichter und Betreiber der PV-Anlage, aus der Verwertung der Baukonzession erzielt und zwar der Gesamtumsatz ohne Umsatzsteuer während der gesamten Vertragslaufzeit (vgl. § 2 Abs. 3 KonzVgV).

Im Ergebnis wird man hier ebenfalls von einer Überschreitung des Schwellenwertes auszugehen haben, wenn auch hier nicht nur eine einzelne Anlage betrachtet wird, sondern – wovon auszugehen ist – mehrere Standorte in die Ausschreibung einbezogen werden.

#### 7.6.4 Keine Ausnahmen

Ausnahmebestimmungen aus §§ 107 ff. GWB, die ausnahmsweise von der Anwendung der Vergaberegeln des Teils 4 des GWB dispensieren, sind nicht ersichtlich. Deshalb hat die Ausschreibung der öffentlichen Aufträge (namentlich Lieferaufträge bzw. – im Falle des Eigenversorgungsmodells – Dienstleistungsaufträge) nach Maßgabe des Teils 4 des GWB und der VgV und die Ausschreibung der Verpachtung der Flächen mit Verpflichtung zum Betrieb von PV-Anlagen im eigenen Namen und auf eigene Rechnung durch den Dritten nach Teil 4 des GWB und der KonzVgV zu erfolgen.

#### 7.6.5 Durchführung der Ausschreibung

Was die Durchführung der Ausschreibung betrifft, so seien folgende Anmerkungen erlaubt:

##### Losbildung

Die Autobahn GmbH erfüllt Aufgaben bei der Planung, des Baus, des Betriebs, der Erhaltung und der vermögensmäßigen Verwaltung und Finanzierung der Bundesautobahnen und weist damit erhebliche Potenziale bei der Nutzung Erneuerbarer Energien auf Lärmschutzwänden und Lärmschutzwällen auf (vgl. Kapitel 4.4.1). Unter Berücksichtigung dessen und der erzielbaren Erlöse aus der Verpachtung der Flächen zum Betrieb von Photovoltaikanlagen in eigener Verantwortung und im ei-

genen Namen des Vertragspartners ist der Schwellenwert für Baukonzessionen von 5,35 Mio. € ohne Weiteres überschritten. Das Volumen etwaiger Ausschreibungen ist angesichts des Umfangs der Bundesautobahn und der dazugehörigen Flächen erheblich. Bei der schrittweisen Umsetzung der Nutzung dieser Potenziale stellt sich die Frage, in welchen Teilschritten bzw. Teilabschnitten die Verträge abzuschließen bzw. auszuschreiben sind.

Gemäß § 97 Abs. 4 Satz 1 GWB sind mittelständische Interessen bei der Vergabe öffentlicher Aufträge vornehmlich zu berücksichtigen. In Ausformung dieses Grundsatzes bestimmt § 97 Abs. 4 Satz 2 GWB einen wesentlichen Grundsatz:

„Leistungen sind in der Menge aufgeteilt (Teillose) und getrennt nach Art oder Fachgebiet (Fachlose) zu vergeben.“

Hiervon wiederum erlaubt § 97 Abs. 4 Satz 3 GWB eine Ausnahme und bestimmt:

„Mehrere Teil- oder Fachlose dürfen zusammen vergeben werden, wenn wirtschaftliche oder technische Gründe dies erfordern.“

In der vorliegenden Ausschreibung wären in jedem Falle Teillose zu bilden, die es auch kleineren Unternehmen möglich machen, Angebote abzugeben. Der genaue Zuschnitt der Lose ist nach einer wirtschaftlichen Analyse vorzunehmen. Hierbei spielt sowohl der Markt der potenziellen Anbieter eine Rolle als auch die Notwendigkeit, die Projekte entsprechend finanziell abzusichern. Bei der konkreten Bestimmung der Losgröße ist weiter zu berücksichtigen, dass nach § 97 Abs. 4 Satz 3 GWB nicht lediglich ein Vorteil des Verzichts auf eine Losaufteilung festgestellt werden muss, sondern diese Gesichtspunkte die Losaufteilung erfordern müssen. Nach der vergaberechtlichen Rechtsprechung (vgl. etwa OLG Düsseldorf, Beschl. v. 23.3.2011, VII Verg 63/10) muss deshalb eine umfassende Abwägung der Vor- und Nachteile einer Einzellos- gegenüber einer Gesamtvergabe vorgenommen werden (s. etwa OLG Frankfurt a. M., Beschl. v. 14.5.2018, 11 Verg 4/18, NZBau 2018, 632 (635 m. w. N.); OLG München, Beschluss v. 25.03.2019, Verg 10/18, BeckRS 2019, 5289, Rn. 43 m. w. N.). Diese Abwägungsentscheidung ist gerichtlich nur eingeschränkt überprüfbar, weil dem Auftraggeber ein Beurteilungsspielraum zukommt (S. etwa OLG Düsseldorf, Beschluss vom 25.11.2009, Verg 27/09, IBRRS 2010, 0402; OLG München, Beschluss v. 25.03.2019, Verg 10/18, BeckRS 2019, 5289, Rn.

44 m. w. N.; siehe auch WEINER, in: GABRIEL/KROHN/NEUN, Handbuch Vergaberecht, 2. Auflage 2017, § 1 Rn. 80). Eine Gesamtvergabe kann nicht allein mit dem allgemeinen Ausschreibungs-, Prüfungs- und Koordinierungsmehraufwand bei einer losweisen Vergabe sowie einem höheren Aufwand im Bereich der Verfolgung von Gewährleistungen usw. gerechtfertigt werden (OLG Düsseldorf, a. a. O). Sonach müssen bei der konkreten Vergabe technische oder wirtschaftliche Gründe vorliegen, die zu einer Gesamtvergabe zwingen. Dennoch wird man eine sehr kleinteilige Losbildung nicht für zwingend halten müssen. Vielmehr wird man unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten auch zu berücksichtigen haben, dass in jedem einzelnen Projekt wiederum Abstimmungsprozesse, etwa mit dem Netzbetreiber, bei der Abrechnung etc., erforderlich sind, die durchaus eine gewisse Bündelung von Flächen zulassen. Zu erwägen wäre gewisse Autobahnabschnitte jeweils als Teillose zu begreifen. Denkbar wäre ferner, gewisse Gruppen von Flächen, die sich inhaltlich ähneln, zusammenzufassen. Zu beachten wird jedoch sein, dass auch Wirtschaftlichkeitsaspekte beim Betrieb eine Rolle spielen, etwa die geografische Lage, bauliche Besonderheiten etc.

## 7.7 Fazit

Im siebten Kapitel wurden anknüpfend an dem im vorherigen Kapitel aufgespannten und analysierten aktuellen Rechtsrahmen die Verträge und (notwendigen) Vertragsinhalte näher beschrieben, die zur Umsetzung der im Kapitel 5 dargestellten Geschäftsmodelle notwendig sind.

Folgende vertragliche Gestaltungsmöglichkeiten für die Erzeugung, Nutzung und Vermarktung von Energie aus Erneuerbaren Quellen an Verkehrsträgern wurden analysiert:

- Eigenversorgung von Liegenschaften des Bundes mit Erneuerbaren Energien,
- Direktlieferung,
- Regionale Direktvermarktung,
- Flächenverpachtung,
- Bewirtschaftung eines eigenen Bilanzkreises „Autobahn“ für die bundeseigenen Erzeuger und Verbraucher.

Dabei wurden die für das jeweilige Geschäftsmodell (in Abhängigkeit von der Ausgestaltung) notwendigen verschiedenen Verträge und Vertragsvarianten untersucht. Ferner wurden die in diesen Verträgen gebräuchlichen Vertragsinhalte systematisch aufgearbeitet. In diesem Zusammenhang erfolgten auch Hinweise auf standardisierte Vertragswerke, soweit diese frei zugänglich sind.

In einem letzten Schritt wurden sodann vergaberechtliche Fragen der Umsetzung der Konzepte in Vertragsform – differenziert nach unterschiedlichen Vertragsmodellen – näher beleuchtet. In Abhängigkeit von dem gewählten Modell stellen sich unterschiedliche vergaberechtliche Fragen, die vor dem Abschluss der entsprechenden Verträge zu beantworten sind.

Im Ergebnis konnten wir zeigen: Es stehen Geschäftsmodelle – unter Berücksichtigung des aktuellen rechtlichen Rahmens – zur Verfügung, um Erneuerbare Energieanlagen an Verkehrsträgern zu errichten und betreiben. Auch eine rechtskonforme vertragliche Umsetzung der betrachteten Geschäftsmodelle ist möglich.

## 8 Schlussfolgerungen

Verkehrsträger, insbesondere die Straße, werden in Deutschland und auch international bereits genutzt, um direkt an der Verkehrsinfrastruktur Strom aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen. Meist wird der Strom ins Netz eingespeist, in wenigen Beispielen geht es auch um Eigenversorgung oder Direktvermarktung. Dass sich die Anwendungen bisher nur auf Einzelfälle beschränken und Synergien zwischen Verkehrs- und Energiesystem noch nicht flächenhaft gehoben werden, hat vielfältige Gründe.

Bei straßen- und schienennahen Anlagen wie Lärmschutzwänden und -wällen, Überdachungen und Einhausungen mit Photovoltaik sind die technischen Anforderungen hinsichtlich Verkehrssicherheit und Wartungsfreundlichkeit bei möglichst geringer Verkehrsbeeinflussung höher als etwa bei Freiflächen- oder Dachanlagen. Autobahn GmbH und Deutsche Bahn AG als potenzielle Betreiber messen diesem Faktor eine hohe Bedeutung bei, da der primäre Zweck immer ein sicherer, fließender Verkehr ist. Derlei Anforderungen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen EE-Anlagen mit geringeren

Restriktionen. Des Weiteren werden Hemmnisse aber vor allem organisatorisch begründet. Die Anforderungen, welche Anlage einer baurechtlichen Genehmigung bedarf und welche Behörde hierfür zuständig ist, sind in den Bundesländern unterschiedlich. Auch sind je nach Bauwerk längere Genehmigungsverfahren zu erwarten. Es gibt noch wenig Praxiserfahrungen, Betrieb und Wartung von EE-Anlagen mit dem reibungslosen Betrieb der Verkehrsträger zu vereinbaren, wenn etwa verschiedene Unternehmen für die verschiedenen Funktionen beauftragt sind. Darüber hinaus sind die Flächen im Eigentum des Bundes in Verbindung mit Verkehrsträgern in der Regel eher kleinteilig oder linear entlang von Straßen, Schiene und Wasserstraße angeordnet, große Freiflächen- oder Windenergieanlagen schließen sich daher aus. Geschäftsmodelle, um die verfügbaren Flächen wirtschaftlich für die Gewinnung und Nutzung von Erneuerbaren Energien zu nutzen, insbesondere auch im Austausch zwischen Verkehrsträgern, wurden bisher von den betreibenden Bundesbehörden und bundeseigenen Unternehmen kaum umgesetzt.

Demgegenüber steht jedoch ein insgesamt hohes Flächenpotenzial, das noch weitgehend unerschlossen ist. Gerade im Bereich von Lärmschutzeinrichtungen, Überdachungen und Einhausungen können Synergien durch die Mehrfachnutzung von Flächen sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile bringen. Das Potenzial für die Sektorkopplung, etwa durch die Verknüpfung mit dezentralen Speichern, Ladeinfrastruktur, Wärmeversorgung oder in Zukunft auch mit der Wasserstoffproduktion, ist hoch, zumal mit den Eigen- und Konzessionsbetrieben (Autobahnmeistereien, Tunneln, Verkehrsleitsystemen, Park- und Rastplätzen, Bahnhöfen, Schleusen und Schiffshebewerken) Abnehmer in unmittelbarer Nähe vorhanden sind. Mehrfachflächennutzung und Sektorkopplung sind darüber hinaus Faktoren, die die ohnehin hohe Akzeptanz von PV-Anlagen in der Bevölkerung unterstützen dürften.

Mit der vorliegenden Studie wird gezeigt: Es stehen sowohl die Technologien als auch die Geschäftsmodelle mit dem entsprechenden rechtlichen Rahmen zur Verfügung, um Erneuerbare Energien an Verkehrsträgern wirtschaftlich zu nutzen und den dringend notwendigen Beitrag zu den europäischen Klimazielen zu leisten. Die beschriebenen Hindernisse, um die vorhandenen großen Flächenpotenziale

zu erschließen, können überwunden werden, indem Erfahrungen aus ersten Pilotprojekten zügig auf den weiteren Zubau übertragen werden. Der Zubau sollte jetzt starten.

Wir empfehlen, schnell umsetzbare Lösungen unmittelbar anzugehen:

- Autobahnmeistereien zur Eigenversorgung mit PV-Dachanlagen bestücken.
- Direktlieferung etwa für Schnellladepunkte bei der Vergabe von Konzessionen für Tankstellen und Raststätte verpflichtend einführen.
- Eigenversorgung oder Direktlieferung für die Versorgung von Schleusen und Schiffshebewerken, ggf. durch Freiflächenanlagen auf Fremdflächen umsetzen. Bauleitplanungen sind zu berücksichtigen.
- Flächen zur Pacht ausschreiben und den privaten Sektor einbinden, um verfügbare Flächen schnell zu erschließen.

Für die mittel- und langfristige Dynamik beim Ausbau empfehlen wir eine Roadmap aufzustellen. Ein Kataster, das neben klassifizierten Flächenpotenzialen auch die Optionen für Netzanschlüsse und Sektorkopplung darstellt, würde die Roadmap unterstützen. Sie sollte einen klaren Zielekanon beinhalten, der den emissionsfreien Betrieb der Verkehrsträger bis spätestens 2045 vorsieht.<sup>9</sup> sowie Teilziele mit Zubauvolumen und -stufen. Wichtige Handlungsfelder sind:

- Eigenverantwortung: EE-Rollout für die Gesamtheit der Straßen- und Autobahnmeistereien, Tunnel sowie Verkehrsleitzentralen planen. Investitionen in Speicherlösungen und Sektorkopplung (Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen) in Verbindung mit Modernisierungen einbeziehen.
- Hochlauf Elektromobilität: Ladeinfrastrukturen an Bundesfernstraßen mit vor Ort erzeugtem EE-Strom als Schwerpunkt verfolgen.
- Innovationen: Pilotprojekte für neuartige Lösungen wie Überdachungen und Einhausungen sowie Wasserstoffinfrastruktur strategisch platzieren. Know-how-Transfer sicherstellen.

<sup>9</sup> Die österreichische ASFINAG hat sich Klimaneutralität bis 2030 zum Ziel gesetzt.

- Ökologische Lieferketten: Green Labeling von Stakeholdern wie Konzessionsbetrieben und regionalen Abnehmern unterstützen.
- Autobahn GmbH als Energiehändler: Mit einem eigenen Bilanzkreismanagement unmittelbar Kosteneinsparpotenziale erschließen und den Zubau von EE-Anlagen bestmöglich vermarkten.

Es lässt sich zusammenfassen, dass der Bund die vielfältigen Möglichkeiten sowohl für kleinere als auch größere Projekte für den Zubau von EE-Anlagen, insbesondere PV-Anlagen, nutzen sollte. Synergien können vor allem durch Sektorkopplung und eigene Vertriebsstrukturen (Bilanzkreismanagement) gehoben werden. Der Zusammenarbeit in der Verwaltung, etwa zwischen Ressorts oder Ministerien sowohl auf Bundes- als auch auf Länderebene kommt dabei eine wichtige Bedeutung zu, um Hemmnisse durch Abgrenzung von Zuständigkeiten abzubauen. Neben einem innovationsfreundlichen Umfeld für Leuchtturmprojekte sollte auch bei Behörden für Offenheit und Zusammenarbeit bei Genehmigungen und Regelbetrieb geworben werden. Während bisher der Betrieb der Verkehrsträger als solcher im Mittelpunkt stand, bietet die Mehrfachnutzung von Infrastruktur die Chance für praktikablen und akzeptierten Klimaschutz.

## Literatur

- [1] M. AUERBACH, A.-D. EBNER VON ESCHENBACH, D. EICHLER, F. GERSDORF, F. KASPAR, D. MAJEWSKI, D. NIEMANN, B. SCHIMA und P. STREEK, „Einsatzpotenziale erneuerbarer Energien für Verkehr und Infrastruktur verstärkt erschließen - Ergebnisbericht des Themenfeldes 5 im BMVI-Expertennetzwerk für die Forschungsphase 2016 – 2019,“ Berlin, 2020.
- [2] C. POE, A. PLOVNICK, T. HODGES, A. HASTINGS und S. DRESLEY, „Highway Renewable Energy: Photovoltaic Noise Barriers,“ 2017.
- [3] M. TAYLOR, „Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050,“ International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- [4] Sunovation, „Tankstelle der Zukunft mit solarer Überdachung,“ Flüssiggas Magazin, 2012.
- [5] Total, „Total Inaugurates Its Thousandth Solar-Powered Service Station,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.total.com/media/news/press-releases/total-inaugurates-its-thousandth-solar-powered-service-station>. [Zugriff am 22. 03. 2021].
- [6] M. OSBORNE, „Total provides 200MW solar service to its petrol stations and SunPower,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.pv-tech.org/total-provides-200mw-solar-service-to-its-petrol-stations-and-sun-power/>. [Zugriff am 22. 03. 2021].
- [7] ENERCON, „E-Ladepark Tankstelle der Zukunft,“ 2018. [Online]. Available: [https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Technologie/EC\\_E-Ladepark\\_102018\\_web.pdf](https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Technologie/EC_E-Ladepark_102018_web.pdf). [Zugriff am 23. 03. 2021].
- [8] NNZ-Online, „Startschuss für Strom-Tankstelle,“ 2018. [Online]. Available: [https://www.nnz-online.de/news/news\\_lang.php?ArtNr=239034](https://www.nnz-online.de/news/news_lang.php?ArtNr=239034). [Zugriff am 23. 03. 2021].
- [9] U. HÖFKEN, „Sonnige Parkplätze,“ Frankfurter Rundschau, 08 11 2020.
- [10] Verband Region Stuttgart, „Sitzungsvorlage Nr. 062/2020. Zu Tagesordnungspunkt 7: Regenerative Stromerzeugung auf Parkplätzen.,“ 2020.
- [11] electrive.com, „World’s largest solar charging centre opens in Shanghai,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.electrive.com/2017/11/28/worlds-largest-solar-charging-centre-shanghai/>. [Zugriff am 22. 03. 2021].
- [12] L. JIA, J. MA, P. CHENG und Y. LIU, „A Perspective on Solar Energy-powered Road and Rail Transportation in China,“ CSEE JOURNAL OF POWER AND ENERGY SYSTEMS, pp. 760-771, 12 2020.
- [13] S. HANDL, „Lärmschutz an Umfahrung Wieselburg wird zum Sonnenkraftwerk,“ 2020.

- [14] Land Kärnten, „Erste energieautarke Autobahnmeisterei,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.eurokommunal.com/erste-energieautarke-autobahnmeisterei/>. [Zugriff am 22. 03. 2021].
- [15] ASFINAG, „Kleine Schritte zum großen Ziel: Mit erneuerbaren Energien am Weg zur CO<sub>2</sub>-Neutralität,“ 2021. [Online]. Available: <https://blog.asfinag.at/technik-innovation/erneuerbaren-energien-co2-neutralitaet/>. [Zugriff am 01. 03. 2021].
- [16] NEWCASTLE SMART BUILDINGS SMART WORKFORCE, „Works Depot Solar Electricity Generation“.
- [17] Meridiam, „SOLAR POWER ON PORTUGAL'S A24,“ 2019.
- [18] W. GLATZL, C. BRUNNER, L. ARTAKER, W. BRAUMANN, T. STEINER und A. FROMM, „ASFINAG - Energieeffizienz und Erneuerbare Energien,“ 2016.
- [19] S. ENKHARDT, „Österreich: Photovoltaik-Anlagen versorgen Tunnel mit Solarstrom,“ PV Magazine, 03 11 2017.
- [20] A. BENDIN und K. REUTHER, „Machbarkeitsstudie Photovoltaikanlage an Lärmschutzwand Tunnel Deckel Böblingen-Sindelfingen (DBS),“ GBI GesellschaftBerater der Ingenieure mbH, 2019.
- [21] Photovoltaik, „Deutsche Bahn speist Solarstrom ins eigene Netz ein,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.photovoltaik.eu/titelthema/aktuelle-meldungen-deutsche-bahn-speist-solarstrom-ins-eigene-netz-ein>. [Zugriff am 26. 03. 2021].
- [22] Deutscher Bundestag, „Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Matthias Gastel, Dr. Julia Verlinden, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN „Erneuerbare Energien bei der Deutschen Bahn“,“ 2019.
- [23] J. PASLEY, „Photos show the world's first solar road that's turned out to be a colossal failure because it's falling apart and doesn't generate enough energy,“ Business Insider, 2019.
- [24] Global Construction Review, „France's solar road dream may be over after test fails,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.globalconstructionreview.com/news/frances-solar-road-dream-may-be-over-after-test-fa/>. [Zugriff am 22. 03. 2021].
- [25] S. ENKHARDT, „Erster Solarradweg in Deutschland eröffnet,“ PV Magazine, 12 11 2018.
- [26] S. ENKHARDT, „Warum Deutschlands erster Solarradweg vornehmlich nur noch Anwälte bewegt,“ PV Magazine, 19 11 2019.
- [27] R. BRAUN, „Erster Solar-Radweg nach Schwelbrand außer Betrieb,“ Märkische Allgemeine, Bd. 03, p. 04, 2019.
- [28] F. TODD, „What is China's solar highway? Profiling the 1km energy-producing road in Shandong,“ NS Energy Business, 26 02 2019.
- [29] Bloomberg News, „China's Built a Road So Smart It Will Be Able to Charge Your Car,“ 2018.
- [30] Better World Solutions, „SolaRoad Solar Bikers Lane,“ o.J.. [Online]. Available: <https://www.betterworldsolutions.eu/portfolio/solaroad-solar-bikers-lane/>. [Zugriff am 24. 03. 2021].
- [31] F. MACDONALD, „The Solar Road in The Netherlands Is Working Even Better Than Expected,“ 2015.
- [32] H. WIRTH, M. VEHSE, B. RAU, R. PEIBST, A. COLSMANN, A. STEPHAN und P. LECHNER, „Integrierte Photovoltaik – Aktive Flächen für die Energiewende,“ FVEE Themen 2019. Aktuelle Forschungsfragen. Integrierte Photovoltaik, 2019.
- [33] D. BAUER, W. HEIDEMANN und H. MÜLLER-STEINHAGEN, „Solar unterstützte Nahwärmeversorgung in Crailsheim,“ 2006.
- [34] Stadtwerke Crailsheim, „Technik, Ökologie und Lebensqualität im Einklang. Das Crailsheimer Solarthermie-Projekt im Überblick,“ 2021.

- [35] SolnetBW, „Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg. Grundlagen, Potenziale, Strategien,“ 2015.
- [36] M. OTT, „Die Autobahn als Windpark,“ 19.07.2019. [Online]. Available: <https://hlk.co.at/a/die-autobahn-als-windpark>. [Zugriff am 01.03.2021].
- [37] M. LIEBEGOTT, „Enlil: Mini-Windkraftanlage für eine Stadt,“ 2019.
- [38] L. CALDERONE, „Traffic Powered Wind Turbines,“ 2019.
- [39] NDR, „Realer Irrsinn: Windrad darf nicht an Raststätte stehen,“ 26.08.2020. [Online]. Available: [https://www.ndr.de/fernsehen/sendungen/extra\\_3/Realer-Irrsinn-Windrad-darf-nicht-an-Raststaette-stehen,extra18134.html](https://www.ndr.de/fernsehen/sendungen/extra_3/Realer-Irrsinn-Windrad-darf-nicht-an-Raststaette-stehen,extra18134.html). [Zugriff am 01.03.2021].
- [40] A. SAMBERG, C. WRIGHT, T. SPENCER, S. SANDLER und I. PANZARELLA, „Study of Wind Energy Generation Potenzial along North Carolina Highways,“ North Carolina Clean Energy Technology Center, Raleigh, North Carolina, 2020.
- [41] Shell Global, „Winds of change: turbine turns traffic into energy,“ [Online]. Available: <https://www.shell.com/inside-energy/turbine-turns-traffic-into-energy.html>. [Zugriff am 05.07.2021].
- [42] M. FELDMANN, B. DÖRING, J. HELLBERG, M. KUHNHENNE, D. PAK, I. MANGERIC, S. BEUCHER, A. HESS, B. STEINAUER, D. KEMPER und K. SCHARNIGG, „Vermeidung von Glättebildung auf Brücken durch die Nutzung von Geothermie,“ Aachen und München, o.J..
- [43] „Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung - BiomasseV),“ Juris GmbH, 2012.
- [44] Bundesanstalt für Straßenwesen, „Energetische Verwertung von Grünabfällen aus dem Straßenbetriebsdienst,“ Bergisch Gladbach, 2006.
- [45] „Richtlinie zum Umgang mit Bankettschälgut für den Geschäftsbereich der Thüringer Straßenbauverwaltung,“ Erfurt, 2013.
- [46] C. ROHRBACHER, „Potenziale und Möglichkeiten der energetischen Verwertung von kommunalem Begleitgrün (Grünschnitt, Laub, Holz) in der Bioenergie-Region Ludwigsfelde Plus+,“ RegioFutur Consult, Potsdam, 2013.
- [47] LMU-NRW, „Verwaltungsvorschriften zum Vollzug der Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung – Bio-AbfV),“ 2002.
- [48] BMELV, „Verordnung über das Inverkehrbringen von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln,“ 2009.
- [49] EnergieAgentur.NRW GmbH, „Biomasseheizkraftwerk Moers,“ Düsseldorf, o.J..
- [50] EEK.SH, „Optimierung der energetischen Nutzung von Straßenbegleitgrün (SBG) - Synergiepotenziale von Biomasse- und Energieertrag bei SBG und deren ökologischer Wertigkeit,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.eek-sh.de/de/optimierung-der-energetischen-nutzung.html>. [Zugriff am 01.03.2021].
- [51] Die Bundesregierung, „Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, 2020.
- [52] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, „Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg,“ 2020.
- [53] Solarify, „10,9 Millionen E-Autos weltweit – wenig Brennstoffzellen-Pkw,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.solarify.eu/2021/03/23/689-109-millionen-elektroautos-weltweit-wenig-brennstoffzellen-pkw/>. [Zugriff am 05.07.2021].
- [54] Landesregierung Baden-Württemberg, „Deutsche Bahn und Siemens starten ins Wasserstoff-Zeitalter,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/deutsche-bahn-und-siemens-starten-ins-wasserstoff-zeitalter-1/>. [Zugriff am 03.05.2021].

- [55] M. TREIBER und R. WAGNER, „Energy Revolution. Tank- und Rastanlage der Zukunft Fürholzen West, A9 Nürnberg-München,“ Drees & Sommer, 2018. [Online]. Available: <https://docplayer.org/109426006-Energy-revolution-tank-und-rastanlage-der-zukunft-fuerholzen-west-a9-nuernberg-muenchen-dr-markus-treiber-ralf-wagner.html>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [56] J. FIGGENER, D. HABERSCHUSZ, K.-P. KAIRIES, O. WESSELS, S. ZURMÜHLEN und D. U. SAUER, „Speichermonitoring BW. Jahresbericht 2019,“ Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, Aachen, 2019.
- [57] H. WIRTH, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Fraunhofer ISE, 2020.
- [58] C/sells, „Fachgruppe Effizienz und Flexibilität. Ergebnis d. Dokument Flexibilität,“ unveröffentlicht, 2018.
- [59] M. D. JONG, „Solar Highways Benchmark Study. An overview and evaluation of existing photovoltaic noise barriers,“ SEAC, 2015.
- [60] T. NORDMANN, A. FRÖLICH und L. CLAVADETSCHER, „Drei integrierte PV-Schallschutz Versuchsfelder. Bau und Erprobung,“ 2002.
- [61] Solarenergie Förderverein Deutschland e.V., „Größte Photovoltaik-Lärmschutzwand Deutschlands in Betrieb,“ 1999. [Online]. Available: <https://www.sfv.de/sob99342>. [Zugriff am 22. 03. 2021].
- [62] Freisinger Stadtwerke, „Photovoltaik-Schallschutzwand,“ o.J.. [Online]. Available: <https://www.freisinger-stadtwerke.de/de/Kopfnavigation/Unternehmen/Energieerzeugung/Schallschutzwand/>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [63] Energie & Management Powernews, „Photovoltaik als Lärmschutz,“ 2002. [Online]. Available: <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/photovoltaik-als-laermschutz-44671>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [64] Phoenix SonnenStrom AG, „Phoenix SonnenStrom AG baut Photovoltaik Anlage auf Lärmschutzwand - Erste solare Lärmschutzwand an Bahnstrecke,“ 2003. [Online]. Available: <https://www.solarbranche.de/news/presse/pm-1399-phoenix-sonnenstrom-ag-baut-photovoltaik-anlage-auf-laermschutzwand-erste-solare-laermschutzwand-an-bahnstrecke>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [65] o.V., „Mehr Gehör für PV im Lärmschutz,“ 04. 03. 2009. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2009/03/04/mehr-gehr-fr-pv-im-lrmschutz/>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [66] o.V., „Abbau der Photovoltaik-Anlage an der A 94 hat begonnen,“ Passauer Neue Presse, 29 07 2014.
- [67] H. WRANESCHITZ, „Autobahn-Solarstromdach bei Hösbach-Golzbach,“ Sonnenenergie, pp. 30-32, Mai-Juni 2009.
- [68] Energie-Atlas Bayern, „Die längste Photovoltaikanlage der Welt auf der Autobahneinhausung zwischen Golzbach und Hösbach,“ o.J.. [Online]. Available: <https://www.energieatlas.bayern.de/energieatlas/praxisbeispiele/details,195.html>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [69] Phovo.de, „Bürstadt: Photovoltaik-Anlage als Lärmschutzwand,“ o.J.. [Online]. Available: <https://www.phovo.de/buerstadt/buerstadt-photovoltaik-anlage-als-laermschutzwand>. [Zugriff am 02 03 2021].
- [70] Green City AG, „Ökologischer Lärmschutz erstmals mit Photovoltaik kombiniert,“ 11 05 2010. [Online]. Available: <https://www.pressebox.de/pressemitteilung/green-city-energy-ag/Oekologischer-Laermschutz-erstmals-mit-Photovoltaik-kombiniert/box-id/344280>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [71] o.V., „Wegweisend im energieeffizienten Lärmschutz,“ 05 07 2017. [Online]. Available: <https://www.wochenblatt.de/archiv/wegweisend-im-energieeffizienten-laermschutz-22242>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [72] Custos Immobilien Verwaltungsgesellschaft mbH, „Solar-Industriepark Wallersdorf: Er-



- neuerbare Energien als Standortvorteil; PV-Lärmschutzwand könnte Schule machen," 22 09 2011. [Online]. Available: <https://www.solarserver.de/2011/09/22/solar-industriepark-wallersdorf-erneuerbare-energien-als-standortvorteil-pv-laermschutzwand-koennte-schule-machen/>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [73] A. POSCHINGER, „Premiere: Lärmschutzwand mit Photovoltaik," Passauer Neue Presse, 07 10 2011.
- [74] I. RÖPCKE, „Holpriger Weg zur Freilandanlage," Sonne, Wind & Wärme, 2 2012.
- [75] I. BLAZEJEWSKI, „Bahn testet Solarmodule auf Lärmschutzwänden in Ruhrort," Der Westen, 22 11 2011.
- [76] F. WERDERMANN, „Wenig Solaranlagen neben Bahnstrecken," Klimaretter.Info, 02 11 2011.
- [77] o.V., „PV-Lärmschutz neben der Bahn," o.J.. [Online]. Available: <https://www.sonnewindwaerme.de/photovoltaik/pv-laermschutz-neben-der-bahn/>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [78] CleanEnergy Project, „In Bayern entsteht der weltweit erster Bahn-Lärmschutzwand aus Solarmodulen," 12 06 2012. [Online]. Available: <https://www.cleanenergy-project.de/energie/solarenergie/in-bayern-entsteht-der-weltweit-erster-bahn-laermschutzwand-aus-solarmodulen/>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [79] Oekonews.at, „Solarstrom statt Bahnkrach," 17 08 2012. [Online]. Available: [https://www.oekonews.at/?mdoc\\_id=1072787](https://www.oekonews.at/?mdoc_id=1072787). [Zugriff am 03. 03. 2021].
- [80] R. Kohlhauer GmbH, „Photovoltaik-Lärmschutzwand in München," Markt und Praxis, 21 07 2014.
- [81] Landtag BW, „Antrag der Abg. Dr. Erik Schweickert u. a. FDP/DVP und Stellungnahme des Ministeriums für Verkehr „Photovoltaikanlagen auf Lärmschutzwällen," 2020.
- [82] C. J. MUTH, „Ökostrom statt Lärm," PV Magazine, 27 02 2017.
- [83] M. LIEBEGOTT, „Photovoltaik im Lärmschutz – das ungehobene Potenzial," 2017.
- [84] K. CROME, „Innovative Kombination: Solarstrom aus der Lärmschutzwand," 2018.
- [85] Der Lärmschutzplaner, „Photovoltaische Lärmschutzwände," o.J.. [Online]. Available: <https://www.laermschutzplaner.de/photovoltaische-laermschutzwaende/>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [86] M. GORGUS, „Solar-Lärmschutz mit Durchblick," Sonnenenergie, pp. 42-43, März-Mai 2017.
- [87] R. Kohlhauer GmbH, „Pilotprojekt an der A3 zur Integration von Photovoltaik in Lärmschutz fertiggestellt," Freiraumgestalter, 04 12 2019.
- [88] Die Autobahn GmbH, „Lärmschutzwand mit Photovoltaik: Pilotprojekt an der A 3 ist ein Erfolg," 18 03 2021. [Online]. Available: <https://www.autobahn.de/die-autobahn/aktuelles/detail/laermschutzwand-mit-photovoltaik-pilotprojekt-an-der-a-3-ist-ein-erfolg>. [Zugriff am 24. 03. 2021].
- [89] Landtag BW, „Kleine Anfrage der Abg. Susanne Bay GRÜNE und Antwort des Ministeriums für Verkehr „Photovoltaikanlagen auf Lärmschutzwänden," 2019.
- [90] T. NORDMANN und L. CLAVADETSCHER, „PV on noise barriers," Progress in Photovoltaics: Research and Applications, pp. 485-495, 2004.
- [91] S. SCHMON und T. VONTOBEL, „Solaranlage auf Lärmschutzwand," Spektrum GebäudeTechnik, 06 2015.
- [92] T. VONTOBEL, „PV Anlage an der Lärmschutzwand Forchstrasse in Zumikon der Zürichsee Solarstrom AG," 2016.
- [93] o.V., „Photovoltaic Noise Barriers," o.J.. [Online]. Available: <https://www.pvresources.com/en/pvpowerplants/noisebarriers.php>. [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [94] E. BELLINI, „Bifacial modules ridin' down the highway," PV Magazine, 20 02 2019.

- [95] European Commission, „LIFE Solar Highways - Solar panels as integrated constructive elements in highway noise barriers,“ o.J..
- [96] o.V., „Lärmschutz plus Kraftwerk,“ Wiener Zeitung, 2002.
- [97] o.V., „BI PV Project Summary,“ o.J.. [Online]. Available: [http://www.pvdatabase.org/projects\\_view\\_details.php?ID=91](http://www.pvdatabase.org/projects_view_details.php?ID=91). [Zugriff am 02. 03. 2021].
- [98] IBTTA, „Autostrada del Brennero SpA Noise Barrier Integrated with Photovoltaic Plant,“ 2012.
- [99] I. KACAFURA, „GOLEA Primorska Energy Agency Project Renewable Energy Sources in Primorska Municipalities,“ 2017.
- [100] L. ADAMI und G. CASTAGNA, „CRITICALITIES AND POTENZIALITIES OF LOCAL RENEWABLE SOURCES OF ENERGY,“ WIT Transactions on Ecology and the Environment, pp. 103-115, 2019.
- [101] K. CROME, „Sonnenstrom von der Autobahn: Forscher entwickeln PV-Überdachung,“ 2020.
- [102] o.V., „32 Kilometer Solardach für die in Südkorea gebaute neue Bicipista,“ o.J.. [Online]. Available: <https://de.lopoq.com/32-kil-metros-de-techo-solar-para-la-nueva-bicipista-construida-en-corea-del-sur>. [Zugriff am 03. 03. 2021].
- [103] o.V., „Bike Lane Was Covered With Solar Panels In The Sejong City Of South Korea,“ 13 04 2019. [Online]. Available: <https://solaredition.com/bike-lane-was-covered-with-solar-panels-in-the-sejong-city-of-south-korea/>. [Zugriff am 03. 03. 2021].
- [104] ESI Africa, „Zimbabwe leads the world in solar-powered toll gates,“ 20 12 2013. [Online]. Available: <https://www.esi-africa.com/top-stories/zimbabwe-leads-the-world-in-solar-powered-toll-gates/>. [Zugriff am 03. 03. 2021].
- [105] S. SESSLER, „An A9 im Landkreis Freising öffnet heute gigantische, neue Raststätte,“ 2017.
- [106] M. VÖLKLEIN, „Bei München entsteht die „Raststätte der Zukunft“,“ Süddeutsche Zeitung, 2017.
- [107] Tank & Rast Gruppe, „Tank- & Rastanlage Werratal Süd: Erstmals Strom und klassische Kraftstoffarten auf der Autobahn unter einem Dach,“ 14 09 2020. [Online]. Available: [https://tank.rast.de/presse/news-details.html?tx\\_news\\_pi1%5Bnews%5D=216&tx\\_news\\_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx\\_news\\_pi1%5Baction%5D=detail&cHash=997b0aba3d7b-c862b21243867249dfd1](https://tank.rast.de/presse/news-details.html?tx_news_pi1%5Bnews%5D=216&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&cHash=997b0aba3d7b-c862b21243867249dfd1). [Zugriff am 03. 03. 2021].
- [108] S. SCHAAL, „EnBW eröffnet „Flagship-Ladepark“ an der A8,“ 2020.
- [109] Testvolt, „Tesvolt liefert Stromspeicher für größten E-Auto-Ladepark Europas,“ 22 04 2020. [Online]. Available: <https://www.testvolt.com/de/presse/tesvolt-liefert-stromspeicher-fuer-groessten-e-auto-ladepark-europas.html>. [Zugriff am 03. 03. 2021].
- [110] S. ENKHARDT, „Schnell und sauber aufladen am Autobahnkreuz Hilden,“ PV Magazine, 08 10 2020.
- [111] S. ULLRICH, „Schweizer Parkplatz mit faltbarer Solaranlage überdacht,“ Erneuerbare Energien, 2020.
- [112] C. M. MAYER, „Solarfaltdach über Parkfläche der Kronbergbahn,“ Spektrum GebäudeTechnik, Nr. 3/2020, pp. 2-4, 2020.
- [113] M. LEWIS, „UK opens first fully electric vehicle service station, powered by solar, today,“ 2020.
- [114] R. LLEWELLYN, „GRIDSERVE's solar electric DC fast charging Forecourt world exclusive,“ 2020.
- [115] K. PORTSCHY, „Die Autobahn als Sonnenkraftwerk: Mit der Lärmschutzwand Strom produzieren,“ ASFINAG, 2021.
- [116] P. WIELAND, „Katschbergtunnel zieht Energie aus der Sonne,“ 2018.
- [117] Premier, „Belgian Solar Tunnel is an international „milestone“,“ 2011.

- [118] Noisun, „NOise barriers with SUN energy production for district heating systems,“ o.J.. [Online]. Available: <http://www.noisun.se/>. [Zugriff am 24. 03. 2021].
- [119] P. HÄBIG, T. VU, K. NIEDERMEIER und H. SCHÄFFLER, „Business Model Language für kooperative Smart-Grid- Geschäftsmodelle,“ C/sells-Community\_das Magazin. 1,5°C/sellsius - Lösungsbeiträge der C/sells Community., pp. 12-13, 2019.
- [120] C. KOST, S. SHAMMUGAM, V. JÜLCH, H.-T. NGUYEN und T. SCHLEGL, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, 2018.
- [121] B. CARLSTAEDT und M. HOCK, Interviewees, Konsultationsgespräch mit Vertreter\*innen der DB Energie zur Erörterung von Optionen zur Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien von anderen Verkehrsträgern. [Interview]. 12. 07. 2021.
- [122] D. Z. f. S. (DZSF), „Potenzialstudie PV-Anwendungen an der Schieneninfrastruktur,“ 2021.
- [123] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Gesellschaftsvertrag für die Infrastrukturgesellschaft des Bundes für Autobahnen und andere Bundesfernstraßen,“ Berlin, 2018.
- [124] K. KODAL, Handbuch Straßenrecht, 8. Auflage Hrsg., München: C.H.Beck, 2021.
- [125] B. STÜER, Handbuch des Bau- und Fachplanungsrecht, 5. Auflage Hrsg., C.H.Beck, 2015.
- [126] H. MÜLLER und G. SCHULZ, FStrG, 2. Auflage Hrsg., C.H.Beck, 2013.
- [127] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Allgemeines Rundschreiben Straßenbau, Verzeichnis,“ 2021.
- [128] P. SALJE, EEG 2017, 8. Auflage Hrsg., Carl Heymanns, 2017.
- [129] Deutscher Bundestag, Drucksache 18/8860, 2016, p. 185.
- [130] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Leitfaden zur Eigenversorgung,“ Bonn, 2016.
- [131] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Leitfaden zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten,“ Bonn, 2020.
- [132] Deutscher Bundestag, Drucksache 14/7024, 2001, p. 17.
- [133] Deutscher Bundestag, Drucksache 14/7086, 2001, p. 3.
- [134] Deutscher Bundestag, Drucksache 19/5523, 2018.
- [135] K. FRIEDRICH und S. SOYK, Kommentar zu den Energiesteuern, 54. Ergänzungslieferung, Stand: 2021 Hrsg.
- [136] Deutscher Bundestag, Drucksache 19/8037, 2019, p. 37.
- [137] S. AHNSEHL, Berliner Kommentar zum Energierecht, EEG - Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, F. J. Säcker, Hrsg., Deutscher Fachverlag GmbH, Fachmedien Recht und Wirtschaft., 2015.
- [138] C. THEOBALD und W. TEMPLIN, Energierecht, 109. Auflage Hrsg., C. Theobald und J. Kühling, Hrsg., C.H.BECK, 2021.
- [139] F. J. SÄCKER, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage Hrsg., Bd. 1, F. J. Säcker, Hrsg., Deutscher Fachverlag GmbH, Fachmedien Recht und Wirtschaft, 2019.
- [140] H. P. WESTERMANN, Münchener Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch, 8. Auflage Hrsg., Bd. 4, H. P. Westermann, Hrsg., C.H. Beck, 2019.
- [141] Bundesnetzagentur, „Netznutzungsvertrag/Lieferantenrahmenvertrag (NNV/LRV),“ 2018.
- [142] Umweltbundesamt, „Das System der Herkunftsnachweise in Deutschland,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/herkunftsnachweisreg->

- ister-hknr#herkunftsnachweise-und-regis-ter. [Zugriff am 29. 09. 21].
- [143] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Regionale Grünstromkennzeichnung - Eckpunktepapier, 11. März 2016,“ [Online]. Available: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/eckpunktepapier-regionale-gruenstromkennzeichnung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/eckpunktepapier-regionale-gruenstromkennzeichnung.pdf?__blob=publicationFile&v=5). [Zugriff am 07. 05. 2021].
- [144] W. LEHNERT, C. RÜHR, M. VOLLMER und M. PUFFE, „Wettbewerbsrecht bei Regionalstromprodukten, Kurzgutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes,“ 2018.
- [145] SCHNEIDER und THEOBALD, Recht der Energiewirtschaft, C.H.Beck, 2021.
- [146] AHNIS und BARTSCH, „Leistungsrechte in der Energiewirtschaft: Der Gestattungsvertrag,“ IR, Bd. 245, 2014.
- [147] BMJV, „Musterbelehrungen,“ [Online]. Available: [https://www.bmjv.de/DE/Themen/FinanzenUndAnlegerschutz/Musterbelehrungen/Musterbelehrungen\\_node.html](https://www.bmjv.de/DE/Themen/FinanzenUndAnlegerschutz/Musterbelehrungen/Musterbelehrungen_node.html). [Zugriff am 29. 09. 2021].
- [148] AHNIS und BARTSCH, „Leistungsrechte in der Energiewirtschaft: Die beschränkte persönliche Dienstbarkeit,“ IR, Bd. 122, 2014.
- [149] THEOBALD und KÜHLING, „Planung/Zulassung von Energieanlagen, 131. Versorgungsleitungen und öffentliche Wege,“ in Energierecht, 108. EL, Stand: September 2020 Hrsg., 2020.
- [150] BMVI, „Nutzungsrichtlinien,“ [Online]. Available: [https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/StB/nutzungsrichtlinien-03-2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/StB/nutzungsrichtlinien-03-2020.pdf?__blob=publicationFile). [Zugriff am 29. 09. 2021].
- [151] AHNIS und BARTSCH, „Überblick über Leistungsrechte in der Energiewirtschaft,“ IR, Bd. 122, 2013.
- [152] VDE/FNN, „Stromleitungskreuzungen - Anwendungshilfe mit Beispielanträgen,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.deutschebahn.com/resource/blob/4574122/cd897a21d7697c8042199520e476d6ab/Stromleitungskreuzungsrichtlinien-Anwendungshilfe-mit-Beispielsantraegen-data.pdf>. [Zugriff am 29. 09. 2021].
- [153] DIETLEIN, „Der Begriff des „funktionalen“ Auftraggebers nach § 98 Nr. 2 GWB,“ NZBau, 2002.
- [154] U. VIELHABER, „Kleine Schritte zum großen Ziel: Mit erneuerbaren Energien am Weg zur CO<sup>2</sup>-Neutralität,“ 2021.

## Bilder

- Bild 2-1: Übersicht über die Leitungen und Beteiligten in fünf Arbeitspaketen
- Bild 2-2: Trichtermodell der Studie
- Bild 3-1: Übersicht über Einsatzbereiche der Photovoltaik in der Verkehrsinfrastruktur
- Bild 3-2: Verteilung der Projekte mit PV auf Lärmschutzeinrichtungen (Anzahl) nach Ländern
- Bild 3-3: Verteilung der Projekte auf Typ der Lärmschutzeinrichtung
- Bild 3-4: Deckung des Verbrauchs der Tank- und Rastanlage durch die PV-Anlagen der Raststätte Fürholzen West [55]
- Bild 3-5: Primärenergiebedarfsdeckung der Raststätte Fürholzen West durch PV und BHKW [55]
- Bild 3-6: Innovationskreis Wasserstoff als Teil des Energiekonzepts der Raststätte Fürholzen West [55]
- Bild 5-1: Wertschöpfungsmodell (Value Creation Model) zur Darstellung von Rollen, ausführenden Parteien und Beziehungen in einem Geschäftsmodell
- Bild 5-2: Entscheidungsbaum für Geschäftsmodelle: Abfrage der Basiskriterien
- Bild 5-3: Entscheidungspfad zum Geschäftsmodell Eigenversorgung
- Bild 5-4: Entscheidungspfad zum Geschäftsmodell Direktlieferung
- Bild 5-5: Entscheidungspfad zum Geschäftsmodell Flächenverpachtung
- Bild 5-6: Entscheidungspfad zum Geschäftsmodell Regionale Direktver-

	marktung	Erzeuger und wer Verbraucher ist, ergibt sich der gleiche Preis wie bei der Direktlieferung
Bild 5-7:	Entscheidungspfad zu weiteren Geschäftsmodellen	
Bild 5-8:	Prüfung der Förderfähigkeit nach EEG (1/2)	Bild 5-21: Mögliche Bilanzkreisstruktur „Autobahn“
Bild 5-9:	Prüfung der Förderfähigkeit nach EEG (2/2)	Bild 5-22: Rollen, Aufgaben und Geschäftspartner des Full-Service BKV
Bild 5-10:	Rollenmodell (Value Creation Design) des Geschäftsmodells „Eigenversorgung“	Bild 5-23: Portfolioeffekt aus der Kombination von EE-Erzeugung und Verbrauch
Bild 5-11:	Umsetzung des Geschäftsmodells „Eigenversorgung“ durch die Autobahn GmbH als zentraler Akteurin	Bild 5-24: Saldierungseffekt EE-Erzeugung und Verbrauch bei Prognose
Bild 5-12:	Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Eigenversorgung	Bild 6-1: Überblick über rechtliche Fragestellungen bei der Errichtung von Erneuerbare-Energie-Anlagen am Verkehrsträger „Straße“
Bild 5-13:	Ertragsprognose für eine PV-Dachflächenanlage für die Autobahnmeisterei Hannover	Bild 6-2: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Eigenversorgung
Bild 5-14:	Wertschöpfungsmodell des Geschäftsmodells „Direktlieferung“ (Value Creation Design). Dargestellt sind Rollen und Akteure für eine Umsetzung durch die Autobahn GmbH	Bild 6-3: Voraussetzungen der Eigenversorgung
Bild 5-15:	Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Direktlieferung	Bild 6-4: Kriterien zur Bestimmung der Betreiberstellung
Bild 5-16:	Wertschöpfungsmodell (Value Creation Design) des Geschäftsmodells „Regionale Direktvermarktung“, Variante 1 „Regionalstromhändler“	Bild 6-5: Kriterien zur Zuordnung des wirtschaftlichen Risikos
Bild 5-17:	Wertschöpfungsmodell (Value Creation Design) des Geschäftsmodells „Regionale Direktvermarktung“, Variante 2 „eigener Bilanzkreis“	Bild 6-6: Erfordernis der Zeitgleichheit [130]
Bild 5-18:	Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Regionale Direktvermarktung	Bild 6-7: Projektablauf Erstellung und Testierung eines Messkonzepts
Bild 5-19:	Wertschöpfungsmodell (Value Creation Design) des Geschäftsmodells „Flächenverpachtung“, Variante 1 „Direktlieferung an die Autobahn GmbH“ und 2 „Vermarktung an Dritte“	Bild 6-8: Übersicht Stromsteuer bei dezentralen Erzeugungsanlagen
Bild 5-20:	Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Flächenverpachtung. Da der Preis unabhängig davon ist, wer	Bild 6-9: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Eigenversorgung
		Bild 6-10: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Direktlieferung
		Bild 6-11: Anknüpfungspunkt für die Entstehung der EEG-Umlage
		Bild 6-12: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Direktlieferung
		Bild 6-13: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Regionale Direktvermarktung
		Bild 6-14: Das Regionalnachweisregister [142]
		Bild 6-15: Beispiel für eine regionale Grünstromkennzeichnung [143]
		Bild 6-16: Verwendungsradius für Regionalnachweise

Bild 6-17: Strompreiszusammensetzung im Geschäftsmodell Flächenverpachtung

Bild 7-1: Stromlieferung über Direktleitung

Bild 7-2: Differenzierung zwischen Arten öffentlicher Wege

## Tabellen

Tab. 3-1: Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen auf Autobahnmeistereien an der A24 in Portugal

Tab. 3-2: Eckdaten der PV-Anlage an LSW für Stromversorgung des Tunnel-Deckels Böblingen-Sindelfingen

Tab. 3-3: Charakterisierung des Straßenbegleitgrüns im Hinblick auf eine energetische Verwertung

Tab. 3-4: Übersicht über Projekte mit Kombination von PV und Lärmschutzeinrichtungen

Tab. 3-5: Liste der Best-Practice Beispiele im Bereich PV auf Lärmschutzeinrichtungen

Tab. 3-6: PV auf Lärmschutzwand in Freising

Tab. 3-7: PV auf Lärmschutzwand in Töging

Tab. 3-8: PV auf Autobahneinhausung an der A3 zwischen Goldbach und Hösbach

Tab. 3-9: PV auf LSW in Biessenhofen

Tab. 3-10: PV auf LSW in Wallersdorf

Tab. 3-11: PV auf Lärmschutzwand in Neumarkt-Bühl

Tab. 3-12: PV auf LSW in Neuötting

Tab. 3-13: PV auf LSW in Aschaffenburg

Tab. 3-14: PV auf LSW in Graubünden, Schweiz

Tab. 3-15: PV auf LSW in Münsingen, Schweiz

Tab. 3-16: PV auf LSW in Zumikon, Schweiz

Tab. 3-17: PV auf LSW in Uden, Niederlande

Tab. 3-18: PV auf LSW in Marano d'Isera, Italien

Tab. 3-19: PV auf LSW in MP Vrtojba, Slowenien

Tab. 3-20: PV auf Autobahnüberdachung: Projektcluster „PV-SÜD“ (Forschungsprojekt)

Tab. 3-21: PV auf Überdachung eines Radwegs

Tab. 3-22: PV auf Mautstationen

Tab. 3-23: Übersicht über mit PV ausgestatteten Raststätten, Parkplätzen und Tankstellen

Tab. 3-24: Raststätte Fürholzen West

Tab. 3-25: Tank- & Rastanlage Werratal Süd

Tab. 3-26: Flagship Ladepark

Tab. 3-27: Ladepark „Seed & Greet“ am Autobahnkreuz Hilden

Tab. 3-28: Parkplatz der Luftseilbahn in Jakobsbad-Kronberg, Schweiz

Tab. 3-29: Braintree Electric Forecourt, Großbritannien

Tab. 3-30: Übersicht über mit PV ausgestatteten Autobahnmeistereien, Verkehrsleitzentralen und Tunneln

Tab. 3-31: Autobahnmeisterei Klagenfurt

Tab. 3-32: Solartunnel in Belgien

Tab. 3-33: Solarthermische Anlage in Crailsheim

Tab. 3-34: Solarthermische Anlage in Lerum, Schweden

Tab. 4-1: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Lärmschutzwandprojekte

Tab. 4-2: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Lärmschutzwandprojekte

Tab. 4-3: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Freiflächenprojekte

Tab. 4-4: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Dachflächenprojekte

Tab. 4-5: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der Einhausungs-/Überdachungsprojekte

Tab. 4-6: Strukturierung, Darstellung und grobe Bewertung der PV – Carportprojekte

Tab. 4-7: Einfluss von Erfolgsbedingungen und -faktoren der Projektrealisierung

Tab. 4-8: Einfluss von Schwierigkeiten und Hemmnissen auf die Projektrealisierung

Tab. 4-9: SWOT-Analyse PV Lärmschutzwand

Tab. 4-10: SWOT-Analyse PV Freifläche

Tab. 4-11: SWOT-Analyse PV Dachfläche

- Tab. 4-12: SWOT-Analyse PV Carport
- Tab. 4-13: SWOT-Analyse PV Überdachungen
- Tab. 5-1: Schlüsselrollen und Stakeholder des Geschäftsmodells Eigenversorgung
- Tab. 5-2: Ertragsprognosedaten (berechnet) für PV-Dachanlage für die Autobahnmeisterei Hannover
- Tab. 5-3: Schlüsselrollen und Stakeholder des Geschäftsmodells Direktlieferung
- Tab. 5-4: Schlüsselrollen und Stakeholder des Geschäftsmodells Regionale Direktlieferung
- Tab. 5-5: Schlüsselrollen und Stakeholder des Geschäftsmodells Flächenverpachtung
- Tab. 6-1: Überblick baurechtlicher Anforderungen an die Errichtung von EE-Anlagen
- Tab. 6-2: Verfahrensfreie Errichtung von Anlagen – Ländervergleich
- Tab. 6-3: Versorger- und Meldepflichten der StromStV
- Tab. 6-4: Bilanzpositionen [145]
- Tab. 7-1: Bestandteile eines all-inklusive-Vertrags
- Tab. 7-2: Strompreiszusammensetzung im Rahmen der regionalen Direktvermarktung

## Schriftenreihe

### Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen

#### Unterreihe „Verkehrstechnik“

#### 2019

V 313: **Tausalzverdünnung und -rückhalt bei verschiedenen Entwässerungsmethoden – Modellberechnungen**  
Braun, Klute, Reuter, Rubbert € 18,50

V 314: **Übergreifende verkehrstechnische Bewertung von Autobahnstrecken und -knotenpunkten**  
Hartmann, Vortisch, Vieten, Chatzipanagiotidou, Haug, Spangler € 18,50

V 315: **Telematisch gesteuertes Kompaktparken für das Lkw-Parkraummanagement auf Rastanlagen an BAB – Anforderungen und Praxiserprobung**  
Kappich, Westermann, Holst € 15,50

V 316: **Akustische Wirksamkeit alter Lärmschutzwände**  
Lindner, Hartmann, Schulze, Hübel € 18,50

V 317: **Wahrnehmungspsychologische Aspekte (Human Factors) und deren Einfluss auf die Gestaltung von Landstraßen**  
Schlag, Anke, Lippold, Wittig, Waltherr € 22,00

V 318: **Unfallkommissionsarbeit – Unterstützung durch einen webbasierten Maßnahmenkatalog zur Beseitigung von Unfallhäufungen**  
Wolf, Berger, Bärwolff € 15,50

V 319: **Vermeidung von abflussschwachen Zonen in Verwindungsbereichen – Vergleich und Bewertung von baulichen Lösungen**  
Lippold, Vettters, Ressel, Alber  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 320: **Einsatzbereiche und Entwurfsэлеmente von Rad-schnellverbindungen**  
Malik, Lange, Andriess, Gwasda, Erler, Stein, Thiemann-Linden € 18,00

V 322: **Automatisch gesteuerte Streustoffausbringung durch Nutzung neuer mobiler Sensoren**  
Hausmann € 18,00

V 323: **Verkehrsentwicklung auf Bundesfernstraßen 2016**  
Fitschen, Nordmann € 31,50  
Die Ergebnisdateien können als kostenpflichtiger Download unter: [www.schuenemann-verlag.de](http://www.schuenemann-verlag.de) heruntergeladen werden. € 15,00

#### 2020

V 321: **Dynamisches umweltsensitives Verkehrsmanagement**  
Diegmann, Wursthorn, Breitenbach, Düring, Schönharting, Kraus, Klemm, Voigt, Kohlen, Löhner € 20,00

V 324: **Konzept zur Bewertung des Verkehrsablaufs an Knotenpunkten mit und ohne LSA**  
Vortisch, Buck, Leyn, Baier, Schuckließ, Schimpf, Schmotz  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 325: **Entwurfsparameter von Hochleistungsstraßen innerhalb bebauter Gebiete**  
D. Schmitt, J. Gerlach, M. Schwedler, F. Huber, H. Sander  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 326: **Straßenverkehrszählung 2015 – Methodik der manuellen Zählungen**  
Schmidt, Frenken, Mahmoudi € 15,50

V 327: **Straßenverkehrszählung 2015 – Ergebnisse**  
Frenken, Mahmoudi € 16,50

V 328: **Anprallprüfungen an Fahrzeug-Rückhaltesystemen und Entwicklung von Nachrüstlösungen**  
Meisel, Balzer-Hebborn, Ellmers, Jungfeld, Klostermeier, Kübler, Schmitz, Schwedhelm, Yu  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 329: **Streckenbezogene Glättevorhersage**  
Schedler, Gutbrod, Müller, Schröder € 24,50

V 330: **Führung des Radverkehrs an Landstraßen**  
Baier, Leu, Rittershaus  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 331: **Leitfaden für die Streckenfreigabe für den Einsatz von Lang-Lkw**  
Lippold, Schemmel, Förg, Süßmann € 17,00

V 332: **Räumliche Linienführung von Autobahnen**  
Lippold, Zösch  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 333: **Passive Schallschutzmaßnahmen – Akustische Wirksamkeit**  
Hänisch, Heidebrunn € 17,00

V 334: **Akustische Wirksamkeit von Lärmschutzwandaufsätzen**  
Lindner, Kluth, Ruhnau, Schulze € 17,00

V 335: **Ermittlung aktualisierter Grundlagen für Beschleunigungsvergütungen in Bauverträgen**  
Geistefeldt, Hohmann, von der Heiden, Finkbeiner € 16,00

V 336: **Vergleich der Detektoren für die Verkehrserfassung an signalisierten Knotenpunkten**  
Ungureanu, Ilić, Radon, Rothe, Reichert, Schober, Stamatakis, Heinrich € 18,50

V 337: **Bridge-WIM Pilotversuch – Begleitung und Auswertung**  
Kathmann, Scotti, Kucera € 18,50

#### 2021

V 338: **Streckenbeeinflussungsanlagen – Entwurf eines regelungstechnischen Modells zur verbesserten Harmonisierung des Verkehrsablaufs**  
Schwietering, Schwietering, Maier, Hakenberg, Pyta, Abel  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 339: **Aktualisierung der Datenbank MARLIS**  
Schneider, Turhan, Pelzer  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 340: **Verkehrsentwicklung auf Bundesfernstraßen 2017**  
Fitschen, Nordmann € 31,00

V 341: **Lebenszykluskostenbewertung von Schutzeinrichtungen**  
Eckert, Hendrich, Horlacher, Kathmann, Scotti, von Heel  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 342: **Entwicklung eines aktuellen, echtzeit-verfügbaren Key Performance Indicator (KPI) Systems für das deutsche Autobahnnetz**  
Peter, Janko, Schick, Waßmuth, Friedrich, Bawidamann € 21,00

V 343: **Kreisverkehre an Landstraßen Auswirkungen der Erkennbarkeit und der Zufahrtsgestaltung auf die Verkehrssicherheit**  
Schmotz, Schröter, Schemmel, Lippold, Schulze € 21,50



V 344: **Verkehrsträgerübergreifende Lärmkumulation in komplexen Situationen**  
Popp, Eggers, Heidebrunn, Cortes € 21,00

V 345: **Aufbau einer Datenbank zur Berechnung exemplarischer Lärmsituationen mit Geräuschemissionsdaten der Straße und meteorologischen Daten**  
Liepert, Skowronek, Eberlei, Crljenkovic, Müller, Schady, Elsen  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 346: **Zusammenhang reduzierter Geräuschgrenzwerte mit den in-use Geräuschemissionen bei unterschiedlichen Verkehrssituationen**  
Müller, Huth, Liepert € 15,00

V 347: **Chancen in der Verkehrsbeeinflussung durch Fahrzeug-Infrastruktur-Kommunikation**  
Schwietering, Lößbering, Spangler, Gabloner, Busch, Roszak, Dobmeier, Neumann  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 348: **Einsatz und Verkehrssicherheit von Fußgängerüberwegen**  
Bohle, Busek, Schröder € 18,50

V 349: **Straßenbepflanzung und Verkehrssicherheit – Ermittlung unfallbeeinflussender Merkmale auf Basis empirischer Modelle unter besonderer Berücksichtigung der Bepflanzung im Seitenraum an Landstraßen**  
Schreck-von Below € 22,00

V 350: **Wirksamkeit von Lärmschutzwandaufsätzen**  
Bartolomaeus, Strigari, Sammet  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 351: **Effektivität und Wirtschaftlichkeit der Streustofflagerung – TAUSALA II**  
Holldorb, Cypra, Pape  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

## 2022

V 352: **Abriebe von Fahrbahnoberflächen**  
Düring, Schmidt, Johannsen € 19,00

V 353: **Nutzung der C2X-basierten ÖV-Priorisierung an signalisierten Knotenpunkten**  
Gay, Grimm, Otto, Partzsch, Gersdorf, Gierisch, Löwe, Schütze € 16,00

V 354: **Anwendung der Methode BIM in Konformität mit den Regelwerken der FGSV und des IT-Ko**  
Radenberg, Müller, König, Hagedorn, Geistefeldt, Hohmann, Heinrichs, Stiehler, Kortemeyer  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 355: **Pilotversuch des Rechtsabbiegens von Rad Fahrern bei Rot**  
Niestegge, Schüller, Hantschel, Schröter, Gerike  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 356: **Entwicklung von Einsatzkriterien für Fußgänger-schutzanlagen mit unterschiedlichen Grundstellungen**  
Medicus, Schmotz, Gerike, Reinartz, Baier  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 357: **Qualifizierung der in Deutschland verwendeten Fahrzeug-Rückhaltesysteme mit verbessertem Schutz für Motorradfahrer nach den aktuellen europäischen Spezifikationen**  
Klöckner, Gärtner  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 358: **Nutzenpotenziale von eCall im Verkehrsmanagement**  
Schaarschmidt, van Driel, Reinthaler, Nitsche, Aleksa  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 359: **Management von Neophyten – Ein Überblick über die aktuelle Situation auf Straßenbegleitflächen**  
Bartels  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 360: **Wirksamkeit von Tunnelwänden als Träger photokatalytischer Oberflächen – Hauptstudie**  
Stephan, Ehm, Kamaruddin  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 361: **Nachhaltigkeitsbewertung von Streckenzügen der Straßeninfrastruktur**  
Hess, Lohmeier, Mielecke, Kunz  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 362: **Simulation des hochautomatisierten Fahrens auf Autobahnen mit kollektiver Streckenbeeinflussung**  
Hilgers, Krabbe, Haug, Grimm, Kutter, Tempelhahn, Schwietering, Füg  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 363: **PERTA – Passive Sicherheit in der Straßenausstattung**  
Tomasch, Radeschnig, Dünser, Sinz, Gstrein  
Dieser Bericht liegt nur in digitaler Form vor und kann unter <https://bast.opus.hbz-nrw.de/> heruntergeladen werden.

V 364: **Verkehrsträgerübergreifender Austausch von Erneuerbarer Energie**  
Chvanova, Haller, Leprich, U. Mayr, C. Mayr, Oßwald, Altrock, Gemmer, Michaels, Wagner € 23,50

---

Fachverlag NW in der Carl Ed. Schünemann KG  
Zweite Schlachtpforte 7 · 28195 Bremen  
Tel. +(0)421/3 69 03-53 · Fax +(0)421/3 69 03-48

Alternativ können Sie alle lieferbaren Titel auch auf unserer Website finden und bestellen.

[www.schuenemann-verlag.de](http://www.schuenemann-verlag.de)

Alle Berichte, die nur in digitaler Form erscheinen, können wir auf Wunsch als »Book on Demand« für Sie herstellen.