

Energie, Klima, Umwelt | Energie

Regionale Kooperationen bei der Energieversorgung

vbw

Leitfaden
Stand: Dezember 2024

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Chancen und Herausforderungen der regionalen Zusammenarbeit

Mit Voranschreiten der Energiewende wächst auch die Bedeutung einer nachhaltigen und gleichzeitig effizienten Energieversorgung. Angesichts der derzeit nicht absehbaren Entwicklung der Strompreise und des Nachholbedarfs beim Ausbau von Netzen und Erzeugungsanlagen stellen sich immer mehr Unternehmen die Frage, wie sie an der Energieerzeugung aktiv mitwirken und dabei ihre Wirtschaftlichkeit erhalten oder sogar steigern können.

Dabei ist es nicht ungewöhnlich, dass es in einer Region sowohl Unternehmen gibt, die mehr Energie erzeugen, als sie benötigen, wie auch energieintensive Unternehmen, die nicht genügend Energie selbst erzeugen können. Vor diesem Hintergrund sind regionale Kooperationen ein interessantes Instrument.

Der vorliegende Leitfaden ergänzt unsere Know-How-Veranstaltungen aus dem vergangenen Jahr und unser aufgezeichnetes Webinar „Regionale Kooperationen bei der Energieerzeugung“. Er vermittelt Unternehmen die Grundlagen regionaler Zusammenarbeit bei der Energieerzeugung und zeigt anhand von Beispielen die rechtlichen Rahmenbedingungen für verschiedene Varianten des Zusammenwirkens auf.

Bertram Brossardt
22. Oktober 2024

Inhalt

1	Implikationen aus dem Bayernplan Energie 2040	1
1.1	Anstieg des Stromverbrauchs erwartet	1
1.2	Umsetzungszeitraum für Investitionsentscheidung	2
1.3	Flexibilität und Kooperationen	2
2	Grundlagen der Regulatorik in der Energiewirtschaft	4
2.1	Rechtsetzung und Rechtsquellen	4
2.2	Wertschöpfungsstufen und Tauglichkeit für den Wettbewerb	5
2.3	Vertragsbeziehungen	6
2.4	Gesetzliche Umlagen, Steuern und Abgaben als Strompreisbestandteile	7
2.5	Rentabilität von Stromeigenerzeugungsanlagen	9
2.6	Nutzung von Strom innerhalb der Kundenanlage	11
2.6.1	Begriff der Kundenanlage	11
2.6.2	Relevanz und Vorteile der Kundenanlageneigenschaft	12
3	Planungsrecht und Zulässigkeit von Erzeugungsanlagen	13
3.1	Onshore-Windanlagen	13
3.2	Freiflächen-Photovoltaikanlagen	14
3.3	Auf-Dach-Photovoltaikanlagen	15
3.4	Elektrische Speicheranlagen (Stromspeicher)	15
3.5	Sonstige Speicheranlagen	15
3.6	Sonstige Nebenanlagen	15
4	Regulatorik – Vorgaben des EEG	17
4.1	Einspeisevergütung	17
4.2	Mieterstromförderung	17
4.3	Marktprämie	18

4.4	Ausfallvergütung	21
4.5	Sonstige Direktvermarktung	22
5	Selbstvermarktung von eigenerzeugtem Strom	24
5.1	„Klassisches“ Power-Purchase-Agreement (PPA)	24
5.2	„Direct Wire PPA“ / „On-Site PPA“	24
5.3	„Reeller PPA“ / „Offsite PPA“	25
5.4	„Sleeved PPA“	25
5.5	„Virtueller PPA“	27
6	Stromsteuer	29
6.1	Steuerentstehung	29
6.2	Möglichkeiten der Steuerbefreiung	29
6.2.1	Erneuerbare-Energien- und hocheffiziente KWK-Anlagen bis zu einer Nennleistung von 2 MW	30
6.2.2	Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer Nennleistung über 2 MW	31
6.2.3	Steuerbefreiung für Strom zur Stromerzeugung	31
6.3	Achtung: Stromsteuerlicher Versorgerstatus	31
6.4	Abgabe Stromsteuererklärung	32
6.5	Steuerentlastung für durch Unternehmen des produzierenden Gewerbes verbrauchten Strom	32
7	Kooperationsformen	34
7.1	Einführung	34
7.2	Ausgestaltung von Kooperationen	34
7.2.1	GmbH & Co. KG als vorherrschende Gesellschaftsform	34
7.2.2	Joint-Venture-Strukturen	35
7.3	Finanzierung der Betreibergesellschaft	36
7.4	Projektverträge	36
7.4.1	Projektentwicklungsvertrag zwischen Betreibergesellschaft und Entwickler	36
7.4.2	Generalunternehmervertrag	37
7.4.3	Wartungsvertrag	37

7.5	Gesetzlich geregelte Modelle im Gebäudebereich	37
7.5.1	Mieterstrom – bei Wohngebäuden	38
7.5.2	Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung – nicht geförderter Stromverkauf aus PV-Anlagen in Kundenanlagen	38
8	Aktuelle Entwicklungen in der Gesetzgebung	41
8.1	Zentrale Entwicklungen im Bereich des EEG	41
8.2	Entwicklungen im Bereich des Stromsteuerrechts	41
8.3	Ausblick - Die moderne Energiegenossenschaft	42
8.3.1	Aktuelle Entwicklungen und Vorschläge aus der Praxis	42
8.3.2	Entwurf des § 42c EnWG vom 27. August 2024	44
	Glossar	47
	Abbildungsverzeichnis	50
	Ansprechpartner/Impressum	51

1 Implikationen aus dem Bayernplan Energie 2040

Wege zur Treibhausgasneutralität Bayerns bis 2040

Spätestens seitdem der bayerische Landtag im Dezember 2022 die Neufassung des bayerischen Klimaschutzgesetzes (BayKlimaG) beschlossen hat, steht fest, dass Bayern bis zum Jahr 2040 klimaneutral werden soll. Um dieses Ziel zu erreichen, sind erhebliche Anstrengungen erforderlich. Damit die Minderungsziele erreicht werden, sind neben der Einsparung insbesondere Maßnahmen zur effizienten Bereitstellung, Umwandlung, Nutzung und Speicherung von Energie sowie der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen erforderlich. Die bayerische Wirtschaft wird bei der Transformation zu einer treibhausgasneutralen Wirtschaft neben dem Verkehrs- und Gebäudesektor eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der Minderungsziele spielen.

1.1 Anstieg des Stromverbrauchs erwartet

Ausgangspunkt der Betrachtung ist der bis zum Jahr 2040 zu erwartende Anstieg des Stromverbrauchs. Zwar wird es durch zukünftig immer effizientere Produktionsbedingungen bzw. Effizienzsteigerungen zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs kommen, gerade im Bereich Strom ist aber mit einem deutlichen Anstieg des Verbrauchs zu rechnen. Die Gründe hierfür liegen in der Struktur der bayerischen Wirtschaft und in der Direktelektrifizierung vieler Industrieprozesse. Die FfE-Studie *Bayernplan Energie 2040*¹ aus dem Jahr 2023 sieht eine Steigerung des Stromverbrauchs von 20 Prozent zwischen den Vergleichsjahren 2019 und 2040 vor. In Prozessen mit hohen Temperaturanforderungen (< 500°C) wird verstärkt Wasserstoff zum Einsatz kommen, was gerade Bereiche betreffen wird, in denen kein Ersatz durch biogene Brennstoffe erfolgen kann. Die ambitionierten Klimaziele werden sich nur durch einen schnellen und koordinierten Ausbau der erneuerbaren Energien und regelbarer Backup-Kapazitäten erreichen lassen. Zu diesem Zweck ist eine erhebliche Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Energieinfrastruktur nötig. Der Bayernplan Energie 2040 sieht einen Ausbau von 2.800 PV-Aufdach-Anlagen im Leistungsbereich von 10 kWp, Freiflächen-PV-Anlagen in der Größe von 40 bis 50 Fußballfeldern und zwei neue 5,5 MW-Windkraftanlagen pro Woche vor. Alle Szenarien der Studie sehen Stromimporte von über 30 Prozent vor. Hier wird es erheblicher Anstrengungen bedürfen, um den nötigen Leitungsausbau zu ermöglichen.

Vor diesem Hintergrund kann der Weg zur Klimaneutralität nur gelingen, wenn sich auch die privaten Unternehmen aktiv am Ausbau der erneuerbaren Energien beteiligen.

¹ Abrufbar unter www.bayernplan-energie.ffe.de (zuletzt abgerufen am 11.10.2024).

1.2 Umsetzungszeitraum für Investitionsentscheidung

Da das Bayerische Klimaschutzgesetz (BayKlimaG) für die Transformation hin zur vollständigen Klimaneutralität das Jahr 2040 vorgibt, ist der verbleibende Zeitraum eng bemessen, insbesondere wenn man Investitionszyklen, Technologielebensdauern und Abschreibungszeiträume berücksichtigt, die in der Regel mindestens 15 Jahre oder mehr betragen. Es müssen daher künftig bei allen anstehenden Investitionsentscheidungen die Vorgaben zur Klimaneutralität berücksichtigt werden, wenn es sich um langfristige Anschaffungen handelt und eine Nutzung für die gesamte Lebensdauer der Neuanschaffung vorgesehen ist. Ansonsten besteht das Risiko, dass Fehlinvestitionen zu erheblichen wirtschaftlichen Nachteilen führen, auch vor dem Hintergrund des weiter steigenden CO₂-Preises.

Das Bundesklimaschutzgesetz als Kern der nationalen Klimapolitik setzt weitere verbindliche Standards. Um die Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris aufgrund der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (sog. „1,5 Grad Ziel“) einzuhalten, sollen die deutschen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 Prozent und bis zum Jahr 2040 um mindestens 88 Prozent gesenkt werden. Bis zum Jahr 2045 soll Deutschland treibhausgasneutral sein. Bei Überschreitung der im Klimaschutzgesetz vorgesehenen Jahresemissionsgesamtmengen in zwei aufeinanderfolgenden Jahren hat die Bundesregierung entsprechende Maßnahmen zu beschließen. Die Europäische Union hat sich im Rahmen der Revision der EU-Klimaschutz-Verordnung verpflichtet, bis zum Jahr 2030 mindestens 55 Prozent der klimaschädlichen Treibhausgase einzusparen und bis zum Jahr 2050 klimaneutral zu sein. Die gesetzlichen Vorgaben werden zwangsläufig eine Transformation der Wirtschaft erforderlich machen.

Teilweise sind diese Entscheidungen auch bereits vom Gesetzgeber vorgegeben. Die Bayerische Bauordnung (BayBO) sieht beispielsweise für die Eigentümer von neu errichteten Nichtwohngebäuden die Pflicht zur Errichtung von Photovoltaikanlagen auf geeigneten Dachflächen in angemessenem Umfang vor. Ab dem 01. Januar 2025 wird diese Pflicht auch gelten, wenn die Dachfläche von Nichtwohngebäuden vollständig erneuert wird.

1.3 Flexibilität und Kooperationen

Da erneuerbare Energien, insbesondere Solar- und Windenergie, aufgrund ihrer fluktuierenden Leistung nur bedingt regelbar sind bzw. saisonalen Schwankungen unterliegen, bedarf es Flexibilitäten in den Energiesystemen. Diese können beispielsweise durch Speicher (z. B. Batterie-, Pump- und Wasserstoffspeicher) in Kombination mit flexiblen Verbrauchsanlagen (z. B. Elektrolyseure, Power-to-Heat-Anlagen) erreicht werden.

Bei der Errichtung von Eigenversorgungsanlagen sollte stets die Möglichkeit regionaler und überregionaler Kooperationen in Betracht gezogen werden. Insbesondere regionale Kooperationen unmittelbar am Ort der Stromerzeugung sind Gegenstand der nachfolgenden Betrachtung, da sich bei Nutzung des Stroms unmittelbar vor Ort erhebliche Vorteile in Bezug auf regulatorische Vorgaben ergeben können.

Beispiele

- Ein Unternehmen besitzt eine große Lagerhalle, kann aber den eigenerzeugten Strom vor Ort nicht selbst verbrauchen. Neben der Lagerhalle befindet sich ein weiteres produzierendes Unternehmen, das den erzeugten Strom nutzen könnte.
 - Im Umkreis einer Windkraftanlage befindet sich ein (energieintensives) Unternehmen, das den Strom vor Ort nutzen könnte.
-

Überregionale Kooperationsmöglichkeiten, bei denen keine Ersparnis im Bereich Umlagen, Abgaben und Steuer besteht, können gleichwohl der Flexibilität und der Netzstabilität dienen. Dadurch können insbesondere Stromimporte oder -exporte aus benachbarten Bundesländern oder aus dem EU-Ausland reduziert werden.

Beispiele

- Windreiche Regionen in dünn besiedelten Regionen und städtische Regionen
 - Stark bebaute Kommunen und Regionen mit viel Fläche in ländlichen Regionen
-

2 Grundlagen der Regulatorik in der Energiewirtschaft

Auswirkungen auf die Energievermarktung

2.1 Rechtsetzung und Rechtsquellen

Der Energiemarkt unterliegt zwingenden gesetzlichen Vorgaben, denen auch Strom aus Eigenerzeugungsanlagen unterfallen kann. Um eine möglichst flächendeckende stabile Energieversorgung in Deutschland sicherzustellen, erließ der damalige Gesetzgeber im Jahr 1935 das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Das EnWG sah ursprünglich eine Ausnahme von Kartellrecht vor und war in wesentlichen Teilen bis zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts im Jahr 1998 in Kraft.

Im Jahr 1996 erließ die EU (vormals EG) die europäische Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (RL 96/92/EG), die einen Wechsel hin zu einem „wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt“ normierte und zu einer umfassenden Reform des EnWG führte. Seit 2005 gilt das sog. Unbundling, also die Trennung von (Monopolbetrieb) Netz und den wettbewerblichen Betriebsteilen bei Energieversorgern. Bei kleineren Versorgern mit bis zu 100.000 mittelbaren oder unmittelbaren Netzanschlusskunden muss die Trennung nicht rechtlich und operationell, also in der Führungsebene, erfolgen, aber zumindest hinsichtlich der Buchhaltung und wettbewerbsrelevanter Informationen.

Hintergrund der Entflechtung ist, dass der Monopolbetrieb Netz im Wesentlichen anhand der konkreten Kosten und der Effizienz des Netzbetriebs reguliert wird. Dabei werden diskriminierungsfrei für jedermann, der ein Energienetz nutzt, dieselben Entgelte verlangt. Diese (Netz-)Entgelte ergeben sich aus den Netzkosten, einem zugestandenen Eigenkapitalzins und einem Effizienzfaktor. Daneben sind hier noch Qualitätselemente und weitere finanzielle Effekte zu berücksichtigen.

Der (regulierte) Netzpreis wird nur für aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom bezahlt. Bei kleineren Kunden gilt hierbei ein Grundpreis und ein Arbeitspreis, letzterer gemessen als Preis pro bezogener kWh. Bei größeren Kunden hingegen wird ein Leistungspreis gemessen an der angelegten und gemessenen Leistung an der Abnahmestelle, anstelle des Grundpreises berechnet. Anders als beim Grundpreis ist der Leistungspreis variabel und hängt auch von den sog. Volllaststunden ab. Zusätzlich wird auch hier für den bezogenen Strom ein Arbeitspreis verlangt. Diese Preiselemente sind der Regulierung unterworfen und – da unterschiedliche Netzkosten gelten – je Netzgebiet eines Netzbetreibers unterschiedlich hoch. Zudem gilt, dass der sog. Anschlussnetzbetreiber, also der Netzbetreiber, an dessen Netz der Verbraucher angeschlossen ist, die Netzentgelte für alle vorgelegten Netzebenen einfordert, also z. B. des Netzbetreibers der Hoch- und Höchstspannungsebene.

Maßgebliche Rechtsquellen für die Energiewirtschaft in Deutschland, sind

- das Energiewirtschaftsgesetz und die darauf erlassenen Verordnungen:
 - die Konzessionsabgabenverordnung (KAV)
 - die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)
 - die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)
 - die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)
 - die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)
 - die Anreizregulierungsverordnung (ARegV)
 - Strom- und Gasgrundversorgungsverordnung (StromGVV / GasGVV)
- das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)
- das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

Auf Basis des EuGH-Urteils vom 02. September 2021 (Az.: C-718/18) muss die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Hinblick auf ihren Aufgabenbereich – der Bestimmung von Bedingungen für den Netzanschluss, einschließlich der Tarife oder ihrer Methoden – unabhängig handeln können. Daher sollen die StromNZV sowie die GasNZV mit Wirkung zum 31. Dezember 2025, die GasNEV zum 31. Dezember 2027, die StromNEV sowie die ARegV zum 31. Dezember 2028 außer Kraft treten und durch Festlegungen der BNetzA ersetzt werden. Diese Regelungen sind essenziell bei der Beurteilung der Kosten für die Nutzung von Energienetzen. Ob bzw. welche inhaltlichen Änderungen damit verbunden sein werden, steht derzeit noch nicht abschließend fest.

Daneben gibt es auch gesetzliche Regelungen zur Finanzierung, zum Anschluss und zur Abwicklung von dezentralen Erzeugungsanlagen, wie z. B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Ergänzt werden die gesetzlichen Regelungen durch teilweise verbindliche Vorgaben der BNetzA.

2.2 Wertschöpfungsstufen und Tauglichkeit für den Wettbewerb

Die Wertschöpfungsstufen in der Energiewirtschaft lassen sich in folgende drei Stufen unterteilen:

- Erzeugung
- Netzbetrieb
- Handel / Vertrieb

In den Bereichen Erzeugung sowie Handel / Vertrieb herrscht grundsätzlich Wettbewerb. Sofern für den Ausbau der erneuerbaren Energien eine Vergütung nach dem EEG in Anspruch genommen wird, unterliegt der Wettbewerb auch in diesem Bereich gewissen Einschränkungen durch die Förderregularien, doch auch hier ist auf langfristige Sicht nach dem Gesetzeszweck des EEG der marktgetriebene Ausbau das Ziel.

Im Bereich des Netzbetriebs ist aus wirtschaftlicher Sicht nur ein Wettbewerb um das Netz als solches sinnvoll, nicht um den einzelnen Anschluss bei Neukundenakquise. Der Aufbau

von z. B. Parallelnetzen würde der Versorgungssicherheit und damit dem Zweck einer langfristigen, sicheren und kosteneffizienten Energieversorgung zuwiderlaufen.

Das bedeutet im Ergebnis aber auch, dass dem Netzbetreiber eine Monopolstellung für sein Netzgebiet zukommt, da der Netzkunde allein aufgrund der geografischen Lage im Netzgebiet an den jeweiligen Netzbetreiber gebunden ist. Die Konzessionen für den Netzbetrieb sind zwar spätestens alle 20 Jahre von der jeweiligen Kommune in einem wettbewerblichen Verfahren neu zu vergeben, eine freie Wahl des Netzbetreibers ist damit aber ausgeschlossen.

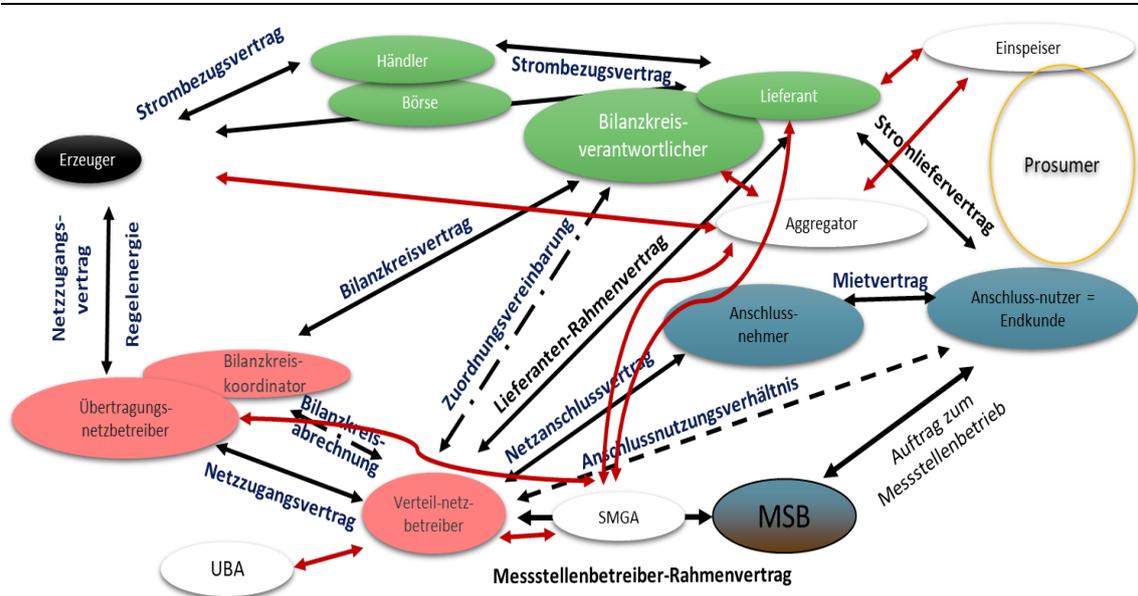
2.3 Vertragsbeziehungen

Insbesondere die Liberalisierung im Bereich des Strommarktes hat zu einem umfangreichen Geflecht an vertraglichen Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern geführt (siehe nachfolgende Abbildung 1).

Der Stromliefervertrag ist die Basis für die Lieferung von Strom durch das Energieversorgungsunternehmen. Um eine Belieferung über das Netz bzw. eine Vermarktung selbst erzeugten Stroms über das öffentliche Netz zu ermöglichen, besteht ein Anschlussnutzungsvertrag, Netzanschlussvertrag sowie ein Netznutzungsvertrag. Möchte ein Unternehmen den Messstellenbetrieb, also die Ermittlung des bezogenen oder eingespeisten Stroms mittels Zähler, abweichend vom grundzuständigen Messstellenbetreiber an einen sog. wettbewerblichen Messstellenbetreiber vergeben, ist zudem der Abschluss eines Messstellenbetriebsvertrags erforderlich.

Bei Stromlieferungen ist es aktuell üblich und gewollt, dass der Stromlieferant den Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber abschließt und damit die Abrechnung der Netzentgelte sowie Umlagen und Abgaben durch den Lieferanten erfolgt.

Abbildung 1
Vertragsgeflecht zwischen den Marktteilnehmern (vereinfacht)



Quelle: insight PartG mbB (eigene Darstellung)

2.4 Gesetzliche Umlagen, Steuern und Abgaben als Strompreisbestandteile

Ein nicht unerheblicher Teil des Strompreises wird nicht durch Kosten für die Erzeugung und den Vertrieb des Stroms sowie (regulierte) Netzentgelte bestimmt, sondern durch Abgaben, Umlagen und Steuern. Die Strompreise in Deutschland setzen sich zusammen aus Kosten für die Beschaffung und den Vertrieb, Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, der KWKG-Umlage, der Offshore-Netzumlage, der § 19 StromNEV-Umlage sowie der Strom- und Mehrwertsteuer, wie nachfolgende Tabelle veranschaulicht.

Tabelle 1

Einzelbestandteile des Strompreises

Preisbestandteil	Ø Haushalt 3.500 kWh/a in ct/kWh	Ø Industrie ab 160.000 kWh/a in ct/kWh	Teil der Netzentgelte
Beschaffung/ Vertrieb	Verhandlungsbasis	Verhandlungsbasis	
Netzentgelte	11,510	nicht angegeben	X
Konzessionsabgabe	1,660	0,110	X
KWKG-Umlage	0,275	0,275*	X
Offshore-Netzum- lage	0,656	0,656*	X
§ 19 -Umlage	0,643	0,400***	X
Stromsteuer	2,05	0,050**	
Mehrwertsteuer	19 %	19 %	

Quelle: BDEW-Strompreisanalyse Februar 2024 (korrigierte Fassung vom 23.02.2024)

* Reduzierbar durch „besondere Ausgleichsregelung“ in §§ 28 ff. EnFG.

** Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes bei Abgabe eines Entlastungsantrags (vorerst befristet bis 31. Dezember 2025); sonst 2,05 ct/kWh.

*** Für Unternehmen mit Abnahme über 1 GWh reduzierbar auf 0,05 ct/kWh für Eigenverbrauch (Meldung an Netzbetreiber zwingend), bei gewisser Energiekostenintensivität Reduktion auf 0,025 ct/kWh möglich (jeweils nur für den über 1 GWh hinausgehenden Verbrauch).

Tabelle 1 zeigt, dass staatlich veranlasste Preisbestandteile einen nicht unwesentlichen Teil des Strompreises ausmachen. Netzentgelte, Konzessionsabgabe, KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage und § 19 StromNEV-Umlage sind netzabhängige Kosten. Sie fallen nur an, wenn eine Durchleitung des bezogenen Stroms durch das öffentliche Netz erfolgt. Eine Durchleitung von Energie im Bereich einer sog. Kundenanlage hingegen führt zum Entfall dieser netzabhängigen Kosten (s. Ziffer 2.6). Bereits aus diesem Grund kann die Nutzung eigenerzeugter Energie direkt vor Ort, gegebenenfalls in regionaler Kooperation mit anderen Unternehmen, erhebliche finanzielle Vorteile bieten.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, eigenerzeugten Strom unter gewissen Bedingungen stromsteuerfrei zu entnehmen. Daher sollten Unternehmen prüfen, ob bzw. unter welchen Bedingungen in Eigenversorgungs-konstellationen eine steuerfreie Entnahme des eigenerzeugten Stroms möglich ist. Zwar besteht aktuell die Möglichkeit, für Unternehmen des produzierenden Gewerbes bei fristgerechter Abgabe eines entsprechenden Entlastungsantrags die Stromsteuer von 2,05 Cent/kWh auf 0,05 Cent/kWh zu reduzieren, diese

ist aber an Voraussetzungen geknüpft. Zum einen gilt die Regelung nur für Unternehmen des produzierenden Gewerbes im Sinne des § 2 Nr. 3 StromStG und zum anderen ist die Stromsteuerentlastung auf 0,05 Cent/kWh aktuell bis 31. Dezember 2025 befristet. Daher ist es weiterhin sinnvoll, bei der Planung von Eigenversorgungsanlagen stets zu prüfen, ob sich der eigenerzeugte Strom stromsteuerfrei entnehmen lässt.

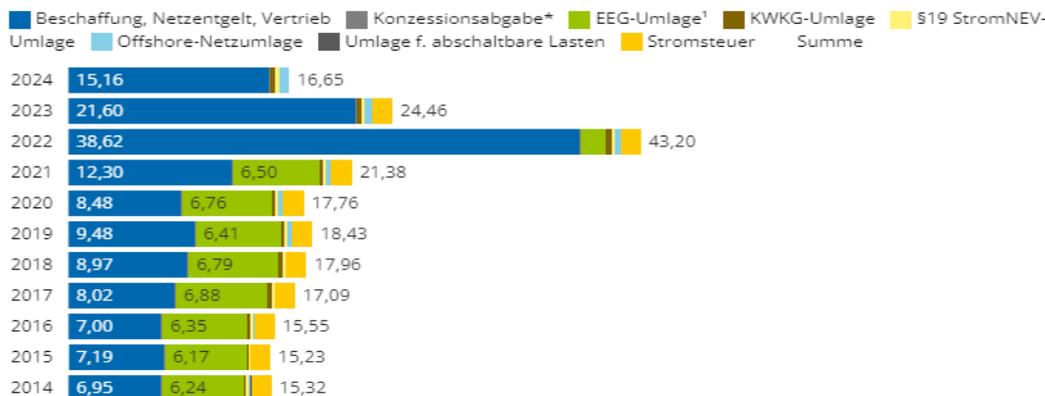
2.5 Rentabilität von Stromeigenerzeugungsanlagen

Auch wenn die Kosten für die Strombeschaffung im Jahr 2024 nach der Energiekrise im Jahr 2022, die durch den russischen Angriffskrieges auf die Ukraine ausgelöst wurde, gesunken sind, kann eine Eigenerzeugungsanlage deutliche wirtschaftliche Vorteile bei den Stromgestehungskosten bieten. Die nachfolgende Übersicht des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) weist für die Beschaffung Strom einschließlich Kosten für Netzentgelte und Vertrieb Kosten in Höhe von 15,16 Cent/kWh aus.

Abbildung 2
Strompreise für die Industrie

Strompreis für die Industrie

Durchschnittlicher Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie in ct/kWh, Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung

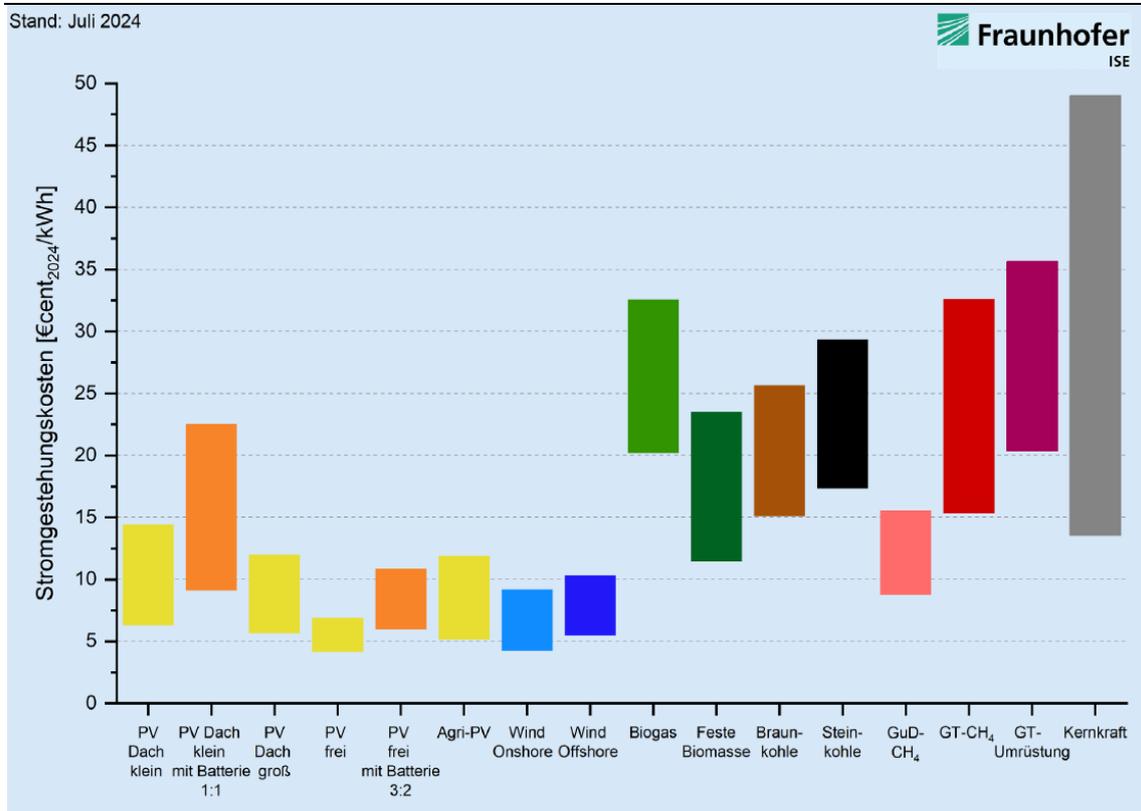


¹ EEG-Umlage entfällt ab 01.07.2022; 2022 Mischwert, 1. Hj. 3,72 ct/kWh

Quelle: BDEW-Strompreisanalyse Juli 2024

Bei Eigenerzeugungsanlagen stehen dem Beschaffungspreis die Gestehungskosten der Anlage gegenüber. Wie die folgende Abbildung zeigt, betragen im Jahr 2024 die Stromgestehungskosten für PV-Strom zwischen 4,1 Cent/kWh und 14,4 Cent/kWh abhängig von der Größe der Anlage und den Sonnenstunden vor Ort. Bei Onshore-Windanlagen lagen die Stromgestehungskosten zwischen 4,3 Cent/kWh und 9,2 Cent/kWh, bei Offshore-Windanlagen zwischen 5,5 Cent/kWh und 10,3 Cent/kWh.

Abbildung 3
Stromgestehungskosten (Überblick)



Quelle: Fraunhofer ISE, Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Stand Juni 2024

Die zugrunde liegende Studie² zeigte, je größer die Anlage dimensioniert ist, desto geringer sind grundsätzlich die Gestehungskosten. Dabei sind die Anschaffungskosten der Eigenerzeugungsanlage über einen Zeitraum von etwa 20 Jahren ab Inbetriebnahme zu berücksichtigen und die Kosten auf den Investitionszeitraum zu verteilen. Zu berücksichtigen ist weiterhin, dass die Erzeugung von erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarkraft gewissen Fluktuationen unterliegt, da Abhängigkeiten von Wind oder Sonneneinstrahlung bestehen. Die Berechnung der Gestehungskosten bildet somit nicht die Wertigkeit der erzeugten Elektrizität ab. Daher sollte bei der Errichtung und Nutzung von Eigenerzeugungsanlagen stets in Betracht gezogen werden, ob ergänzend die Errichtung eines Speichers wirtschaftlich sinnvoll ist.

² Abrufbar unter www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html (zuletzt abgerufen am 11.10.2024).

2.6 Nutzung von Strom innerhalb der Kundenanlage

Bitte beachten Sie, dass die nachfolgenden Ausführungen zu sog. Kundenanlagen der Rechtslage von Oktober 2024 entsprechen. Am 28. November 2024 entschied der EuGH (Az. C-293/23), dass Kundenanlagen nach § 3 Nr. 24a und 24b EnWG unionsrechtswidrig sind. Damit würden die Vorteile von Strom, der in Kundenanlagen produziert und abgenommen wird (siehe Ziffer 2.6.2), entfallen. Derzeit ist aber noch unklar, welche konkreten Folgen das EuGH-Urteil auf die Praxis haben wird und wie der Gesetzgeber und die Vollzugsbehörden darauf reagieren werden. Mit Klärung der Rechtslage werden wir aktualisierte Informationen veröffentlichen und bitten Sie, die Ersteller des Leitfadens im Zweifel zu kontaktieren.

Wie unter Ziffer 2.4 und 2.5 ausgeführt, haben staatliche Strompreisbestandteile einen nicht unerheblichen Anteil am Strompreis. Durch Nutzung des Stroms vor Ort ohne Durchleitung durch ein öffentliches Stromnetz können daher netzabhängige Kosten, wie Netzentgelte, Konzessionsabgabe, KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage und § 19 StromNEV-Umlage entfallen. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass der selbsterzeugte Strom innerhalb einer sog. Kundenanlage beispielsweise auf dem Betriebsgelände genutzt wird.

2.6.1 Begriff der Kundenanlage

Der Begriff der Kundenanlage ist in § 3 Nr. 24 Buchst. a und b EnWG legaldefiniert. Eine Kundenanlage ist eine Energieanlage zur Abgabe von Energie, die

- sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befindet oder bei der durch eine Direktleitung mit einer maximalen Leitungslänge von 5 km und einer Nennspannung von 10 bis einschließlich 40 kV Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG angebunden sind,
- mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden ist,
- jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt wird und
- für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend ist;
- (bzw. bei Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung nach Nr. 24 Buchst. b) fast ausschließlich dem betriebsnotwendigen Transport von Energie innerhalb des eigenen Unternehmens oder zu verbundenen Unternehmen oder fast ausschließlich dem der Bestimmung des Betriebs geschuldeten Abtransport in ein Energieversorgungsnetz dient.

Abzugrenzen ist die Kundenanlage von einem sog. geschlossenen Verteilernetz, denn ein geschlossenes Verteilernetz stellt im Grundsatz ein Energieversorgungsnetz im Sinne des EnWG dar. Zwar gehen mit der Einstufung als geschlossenes Verteilernetz weniger weitreichende regulatorische Vorgaben als bei Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung einher, das geschlossene Verteilernetz unterliegt aber zahlreichen Regulierungspflichten und insbesondere müssen auch die Netzentgelte entsprechend den Vorgaben

der StromNEV und der GasNEV gebildet werden. Die Rechtsprechung hat zur Abgrenzung eine umfangreiche teils einzelfallbezogene Judikatur entwickelt, die generalisierende Aussagen an dieser Stelle nicht möglich macht. Um festzustellen, ob es sich bei einem (fremden) Netz um ein „geschlossenes Verteilernetz“ handelt, genügt ein Blick in die Veröffentlichungen der Bundes- oder Landesregulierungsbehörde. Dort sind die „geschlossenen Verteilernetze“, welche einen Antrag auf Einordnung derselben gestellt haben, aufgelistet. In Bayern ist hier zuständige Behörde die Regulierungskammer des Freistaates Bayern, welche die Entscheidungen zu geschlossenen Verteilernetzen veröffentlicht³. Dabei sind meist Umfang und Anzahl der Drittnutzer für die Einstufung als „geschlossenes Verteilernetz“ oder als „Kundenanlage“ ausschlaggebend. Beispielsweise ist der Flughafen München ein geschlossenes Verteilernetz Strom. Außerdem gibt es ein gemeinsames Positionspapier der Regulierungsbehörden zur Einordnung als geschlossenes Verteilernetz aus dem Jahr 2012⁴. Urteile von Obergerichten ergänzen die Eckpunkte zur Einstufung als Kundenanlage, indem z. B. eine Höchstgrenze an Nutzern und der flächenmäßigen Ausdehnung festgelegt wurde⁵.

2.6.2 Relevanz und Vorteile der Kundenanlageneigenschaft

Die Einordnung als Kundenanlage und die Einspeisung der Eigenerzeugungsanlage(n) direkt in die Kundenanlage spielt eine wichtige Rolle für die Wirtschaftlichkeit. Speist eine Eigenerzeugungsanlage direkt in die Kundenanlage ein und wird der erzeugte Strom ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz oder durch ein geschlossenes Verteilernetz in der Kundenanlage verbraucht, entfallen netzentgeltabhängige Umlagen. Das Entfallen der netzabhängigen Entgelte ist dabei unabhängig davon, ob der Strom der Eigenversorgung dient oder an Dritte innerhalb der Kundenanlage weitergeleitet wird. Ein weiterer Vorteil der Kundenanlage ist, dass sie im Verhältnis zum geschlossenen Verteilernetz keinen Regulierungen unterliegt. Ist die Kundenanlage auf Mittelspannungsebene angeschlossen, können zudem – unabhängig von den Vorteilen der Einbindung einer Eigenerzeugungsanlage – deutlich reduzierte Netzentgelte im Verhältnis zum Anschluss auf Niederspannungsebene in Anspruch genommen werden. Vor dem Hintergrund des weiter nötigen Netzausbaus in Deutschland und den damit verbundenen Steigerungen der Netzentgelte, kann zumindest der Vorteil geringerer Netzentgelte bei Anschluss der Kundenanlage auf Mittelspannungsebene in Anspruch genommen werden. Sofern ein Unternehmen als Netznutzer sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene oberhalb der Umspannung Mittel-/Niederspannung von ihm genutzte Betriebsmittel ausschließlich selbst nutzt, besteht zudem der Vorteil des sog. singular genutzten Betriebsmittels nach § 19 Abs. 3 StromNEV. Dies bedeutet, der Netznutzer kann individuelle Netzentgelte für die Nutzung des singular genutzten Betriebsmittels, also z. B. des Anschlusskabels, vereinbaren, anstelle die unterspannungsseitigen Netzentgelte zu entrichten.

³ Abrufbar unter www.regulierungskammer-bayern.de/entscheidungen (zuletzt abgerufen am 11.10.2024).

⁴ Abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/EntflechtungKonzession/GeschlosseneVerteilernetze/LeitfadenGeschlVerteilernetze/LeitfadenGeschlVerteilernetze.pdf?__blob=publicationFile&v= (zuletzt abgerufen am 11.10.2024).

⁵ OLG Frankfurt am Main, Beschl. v. 08.03.2018, Az. 11 W 40/16; BGH, Urt. v. 11.12.2019, Az. EnVR 65/18 und EnVR 66/18, OLG Düsseldorf, Beschl. v. 26.02.2020, Az. 3 Kart 729/19.

3 Planungsrecht und Zulässigkeit von Erzeugungsanlagen

Bauplanungs- und bauordnungsrechtliche Anforderungen

3.1 Onshore-Windanlagen

Für Windkraftanlagen an Land („Onshore-Windanlagen“) mit einer Höhe von mehr als 50 m ist gemäß Ziffer 1.6 der 4. BImSchV eine Genehmigung nach BImSchG erforderlich, wobei für Windparks mit weniger als 20 Windkraftanlagen das vereinfachte Verfahren nach § 19 BImSchG in Abweichung zum „normalen“ Genehmigungsverfahren Anwendung findet.

In dem bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren werden neben den anderen öffentlich-rechtlichen Vorgaben auch die baurechtlichen Genehmigungsanforderungen geprüft. Gegenstand des Genehmigungsverfahrens ist somit immer auch die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des Windkraftvorhabens nach §§ 29 ff. BauGB. Windkraftanlagen, die im Außenbereich außerhalb des Geltungsbereichs eines qualifizierten Bebauungsplans errichtet werden sollen, sind gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB grundsätzlich als privilegierte Vorhaben zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen und die Erschließung gesichert ist. Ab Feststellung des Erreichens des im Landesentwicklungsprogramm jeweils vorgeschriebenen Teilflächenziels sind Windenergieanlagen gemäß § 249 Abs. 2 BauGB nur noch in sog. Windenergiegebieten (vgl. § 2 Nr. 1 WindBG) privilegiert zulässig. Der Ausweisung zusätzlicher Flächen für Windenergieanlagen steht das Erreichen des Teilflächenziels aber nicht entgegen.

Die in Bayern geltende sog. 10 H-Regelung gemäß Art. 82 Abs. 1 BayBO wurde mit Gesetz vom 8. November 2022 reformiert. Mit Art. 82 Abs. 5 BayBO hat der bayerische Gesetzgeber in Übereinstimmung mit der Länderöffnungsklausel in § 249 Abs. 9 Satz 2 BauGB in folgenden sechs Fällen Ausnahmen geschaffen, für die sodann unabhängig von der Höhe der Windkraftanlage ein reduzierter Mindestabstand von 1 km zur Wohnbebauung gilt:

- Vorhaben in Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für Windkraft im Sinn des Bayerischen Landesplanungsgesetzes oder auf Sonderbauflächen oder in Sondergebieten für Windkraft, die durch Flächennutzungsplan festgesetzt sind
- Vorhaben in einem Abstand von höchstens 2 km zu einem Gewerbe- oder Industriegebiet, bei denen der erzeugte Strom überwiegend zur Versorgung der in dem Gewerbe- oder Industriegebiet liegenden Gewerbe- und Industriebetriebe bestimmt ist
- Vorhaben längs von Haupteisenbahnstrecken im Sinne des § 47b Nr. 4 BImSchG, Bundesautobahnen oder vier- oder mehrstreifigen Bundesstraßen in einer Entfernung von bis zu 500 m
- Repowering-Vorhaben, die die Voraussetzungen des § 16b Abs. 1 und 2 BImSchG in der am 31. August 2021 geltenden Fassung erfüllen
- Vorhaben auf militärischen Übungsplätzen

- Vorhaben im Wald im Sinn des Bayerischen Waldgesetzes, wenn von der Mitte des Mastfußes zum Waldrand mindestens ein Abstand in Höhe des Radius des Rotors eingehalten wird; Voraussetzung ist, dass der Wald bereits am 16. November 2022 bestanden hat

Für nicht privilegierte Vorhaben können die Gemeinden durch entsprechende Bauleitplanung Baurecht für Windkraftanlagen schaffen, insbesondere Sondergebiete für Windkraftanlagen festsetzen (vgl. § 11 Abs. 2 Satz 2 a.E. BauNVO). Erforderlich ist hierzu ein entsprechender Bebauungsplan nebst Änderung des Flächennutzungsplans. Auch ein vorhabenbezogener Bebauungsplan nach § 12 BauGB ist denkbar. Nimmt die Gemeinde eine entsprechende Bauleitplanung vor, besteht keine Bindung an den gesetzlichen Mindestabstand nach Art. 82 ff. BayBO, da nur privilegierte Windkraftanlagen im Außenbereich hiervon umfasst sind. Allerdings gelten sodann die allgemeinen Abstandsanforderungen nach Immissionsschutzrecht und aus Art. 6 BayBO. Eine Pflicht der Kommune Baurecht zu schaffen, besteht jedoch nicht.

Für privilegierte Windkraftanlagen im Außenbereich stand den Gemeinden bisher die Konzentrationsflächenplanung (§ 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB) zur Verfügung. Dieser sog. Planvorbehalt gilt durch die Änderung des § 249 Abs. 1 BauGB zukünftig nicht mehr. Jedoch gelten bestehende Konzentrationsflächendarstellungen bis zum Erreichen der Teilflächenziele, längstens aber bis zum 31. Dezember 2027, gemäß der Übergangsregelung des § 245e Abs. 1 BauGB fort.

3.2 Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Für die Errichtung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Außenbereich ist grundsätzlich die Durchführung eines Bauleitplanverfahrens erforderlich. Das heißt, für die Errichtung einer Freiflächen-Photovoltaikanlage ist die Änderung des Flächennutzungsplans sowie ein entsprechendes Bebauungsplanverfahren nötig. Auf eine solche Planung durch die Kommune besteht kein Rechtsanspruch. Denkbar ist die Durchführung eines vorhabenbezogenen Bebauungsplanverfahrens, möglich ist aber auch der Erlass eines einfachen oder qualifizierten Bebauungsplans. Anschließend muss das bauordnungsrechtliche Genehmigungsverfahren durchlaufen werden.

Eine Ausnahme vom Erfordernis des Bebauungsplanverfahrens für Freiflächen-Photovoltaikanlagen gibt es für privilegierte Anlagen im Außenbereich. § 35 Abs. 1 Nr. 8 Buchst. b BauGB sieht für Freiflächen-Photovoltaikanlagen auf Flächen in einer Entfernung von bis zu 200 m längs von Autobahnen oder Schienenwegen des übergeordneten Netzes im Sinne des § 2b des Allgemeinen Eisenbahngesetzes mit mindestens zwei Hauptgleisen eine Privilegierung vor, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen und die ausreichende Erschließung gesichert ist. In diesen Fällen bedarf es keiner Durchführung eines Bauleitplanverfahrens. Das bedeutet, es ist keine Änderung des Flächennutzungsplans oder der Erlass eines Bebauungsplans erforderlich. Im Falle einer Privilegierung ist die Durchführung eines bauordnungsrechtlichen Genehmigungsverfahrens ausreichend.

3.3 Auf-Dach-Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen in, an und auf Dach- und Außenwandflächen von zulässigerweise genutzten Gebäuden sind gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 8 Buchst. a BauGB grundsätzlich auch im Außenbereich privilegiert, wenn die Anlage dem Gebäude baulich untergeordnet ist. Art 57. Abs. 1 Nr. 3 BayBO regelt zudem die Genehmigungsfreiheit von Photovoltaikanlagen, die in, auf und an Dach- und Außenwandflächen angebracht werden. Ebenfalls umfasst von der Genehmigungsfreiheit ist in diesen Fällen die damit verbundene Änderung der Nutzung oder der äußeren Gestalt der baulichen Anlage. Zu berücksichtigen ist aber, dass die Genehmigungsfreiheit nach der BayBO nicht von der Einhaltung baurechtlicher und öffentlich-rechtlicher Vorgaben entbindet. Vielmehr ist der Bauherr bzw. Betreiber der Anlage hierfür selbst verantwortlich. Insbesondere hingewiesen sei in diesem Zusammenhang auf Vorgaben zur Statik des Gebäudes bzw. des Dachs sowie Vorgaben des Brandschutzes, die verpflichtend einzuhalten sind.

3.4 Elektrische Speicheranlagen (Stromspeicher)

Anlagen, die der Speicherung der elektrischen Energie dienen, sind grundsätzlich ebenfalls genehmigungsbedürftig; derzeit wird diskutiert, ob diese Anlagen zudem ein Bauleitplanverfahren voraussetzen oder als privilegierte Vorhaben gelten. Dies bedarf im Zweifel einer Einzelfallprüfung. Eines umfangreichen Planfeststellungsverfahrens bedarf es nach § 43 Abs. 2 Nr. 8 EnWG erst für Großspeicheranlagen mit einer Nennleistung ab 50 MW, so dass ein solches für übliche Speicheranlagen nicht erforderlich ist. Speicheranlagen in Kundenanlagen hingegen sind regelmäßig baurechtlich genehmigungsfrei.

3.5 Sonstige Speicheranlagen

Sonstige Speicheranlagen sind im Regelfall ebenfalls genehmigungsbedürftig, sofern gesetzlich keine Ausnahmeregelungen vorgesehen sind. Insbesondere für Anlagen zur Wasserstofferzeugung bzw. -speicherung kann bei Überschreitung bestimmter Erzeugungs- und/oder Lagerkapazitäten eine Genehmigung nach BImSchG erforderlich werden.

3.6 Sonstige Nebenanlagen

Für sonstige Nebenanlagen (z. B. Kabel, Trafo etc.) ist zu prüfen, ob eine Genehmigungspflicht besteht. In der Regel wird es zwar keiner Baugenehmigung bedürfen, es kommen aber insbesondere naturschutz-, wasserschutz- und denkmalschutzrechtliche Genehmigungen in Betracht. Nicht zu unterschätzen sind auch unterirdische Querungen von Bahnlinien oder übergeordneten Straßen mit Kabeln für den Netzanschluss. Hierfür kann ein erheblicher bürokratischer und finanzieller Aufwand entstehen. Seit Mitte Mai 2024 gilt grundsätzlich ein „Querungsanspruch“ für Betreiber von EE-Anlagen über Grundstücke der öffentlichen Hand. Anlagenbetreiber können verlangen, Anschlussleitungen durch den öffentlichen Grund zu verlegen und müssen sodann einmalig 5 Prozent des Verkehrswertes

der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche zahlen (§ 11a EEG). Dieser Anspruch war zunächst auch für private Grundstücke vorgesehen, ist aber im Gesetzgebungsverfahren auf Grundstücke der öffentlichen Hand begrenzt worden.

4 Regulatorik – Vorgaben des EEG

EEG-Förderung und Auswirkungen auf die Eigennutzung selbst erzeugten Stroms

Grundsätzlich sieht Das EEG sieht in seiner aktuellen Fassung vier Formen der Vermarktung vor.

4.1 Einspeisevergütung

Eine Form der geförderten Direktvermarktung ist die Einspeisevergütung nach § 19 Abs. 1 Nr. 2, 21 Abs. 1 und 2 EEG. Im Falle der Einspeisevergütung bezahlt der Netzbetreiber für jede vom Anlagenbetreiber eingespeiste kWh Strom die gesetzlich für die jeweilige Anlage festgelegte Einspeisevergütung. Die Einspeisevergütung wird dabei grundsätzlich nur (noch) für Anlagen bezahlt, deren installierte Leistung nicht mehr als 100 kW beträgt und deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist.

Durch das Solarpaket I neu eingefügt wurde mit Wirkung zum 16. Mai 2024 § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG, der es Betreibern von Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis zum 01. Januar 2026 (also auch Bestandsanlagen) und einer installierten Leistung von weniger als 400 kW ermöglicht, ihren Strom ohne Inanspruchnahme einer Zahlung unentgeltlich in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen. Für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01. Januar 2026 gilt dieses Recht bis zu einer Anlagengröße von 200 kW. Hintergrund ist, dass Anlagen größer 100 kW der sog. Direktvermarktungspflicht unterliegen. Nutzt der Betreiber der EE-Anlage den produzierten Strom vordringlich selbst und speist nur in geringem Umfang innerhalb der Kundenanlage nicht benötigten Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung ein (sog. Überschusseinspeisung), liegen die Kosten für die zwingend vorgeschriebene Direktvermarktung bzw. der damit verbundene Aufwand in der Regel höher als der damit erzielbare Erlös. § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG ermöglicht nun die unentgeltliche Einspeisung für Anlagen bis zu den genannten Leitungsgrößen. Somit ist für diese Anlagen in der Überschusseinspeisung nicht mehr zwingend eine Direktvermarktung nötig.

4.2 Mieterstromförderung

Eine weitere Form der EEG-Förderung ist die Mieterstromförderung oder der „Mieterstromzuschlag“ nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 3, 21 Abs. 3 EEG. Der Anspruch auf Mieterstromzuschlag besteht für Strom aus Photovoltaikanlagen, die auf, an oder in einem Gebäude oder einer Nebenanlage dieses Gebäudes installiert sind. Der Strom muss vom Anlagenbetreiber oder einem Dritten innerhalb des Gebäudes, dieser Nebenanlagen oder in Gebäuden oder Nebenanlagen im selben Quartier, in dem auch dieses Gebäude liegt und ohne Durchleitung durch ein Netz geliefert und verbraucht werden. Bei Gebäuden, die nicht Wohngebäude sind, oder bei Nebenanlagen solcher Gebäude besteht kein Anspruch auf

Mieterstromförderung, wenn der Anlagenbetreiber oder der Dritte ein mit dem Letztverbraucher verbundenes Unternehmen nach Art. 3 Abs. 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 ist. Im Fall der Nutzung eines Speichers besteht der Mieterstromzuschlag nicht für Strom, der in den Speicher zwischengespeichert worden ist.

4.3 Marktprämie

Die Vergütungsform der Marktprämie nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 EEG ist die priorisierte Vermarktungsform nach EEG, die grundsätzlich für alle Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kW verbindlich vorzunehmen ist, wenn eine Förderung erfolgen soll. Anlagen größer 100 kW erhalten keine fixe Einspeisevergütung mehr, sondern müssen den erzeugten Strom über einen sog. Direktvermarkter an der Strombörse vermarkten. Da der Börsenpreis jedoch aktuell oft noch unter dem sog. anzulegenden Wert⁶ für die jeweilige EE-Anlage liegt, bedarf es eines Ausgleichs für die Differenz zwischen anzulegendem Wert und Börsenstrompreis (sog. energieträgerspezifischer Monatsmarktpreis oder energieträgerspezifischer Jahresmarktpreis), die sog. Marktprämie. Die Marktprämie wird vom Verteilnetzbetreiber an den Anlagenbetreiber bezahlt. Der anzulegende Wert ist bei Anlagen bis 1 MW gesetzlich festgelegt. Für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW wird der anzulegende Wert in Ausschreibungsverfahren bei der BNetzA ermittelt, an denen die jeweilige Anlage vor Errichtung teilnehmen muss, sofern eine gesetzliche Förderung nach EEG in Anspruch genommen wird.

Der Anlagenbetreiber erhält für den gelieferten Strom die Differenz zwischen Börsenpreis und anzulegendem Wert in Form der Marktprämie vom Netzbetreiber. Für Anlagen, die vor dem 01. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind oder deren Zuschlag vor dem 01. Januar 2023 erteilt worden ist, wird die Marktprämie anhand des energieträgerspezifischen Monatsmarktwerts errechnet. Für Strom aus Anlagen, die ab dem 01. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind oder den Zuschlag ab dem 01. Januar 2023 erhalten haben, errechnet sich die Marktprämie anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts.

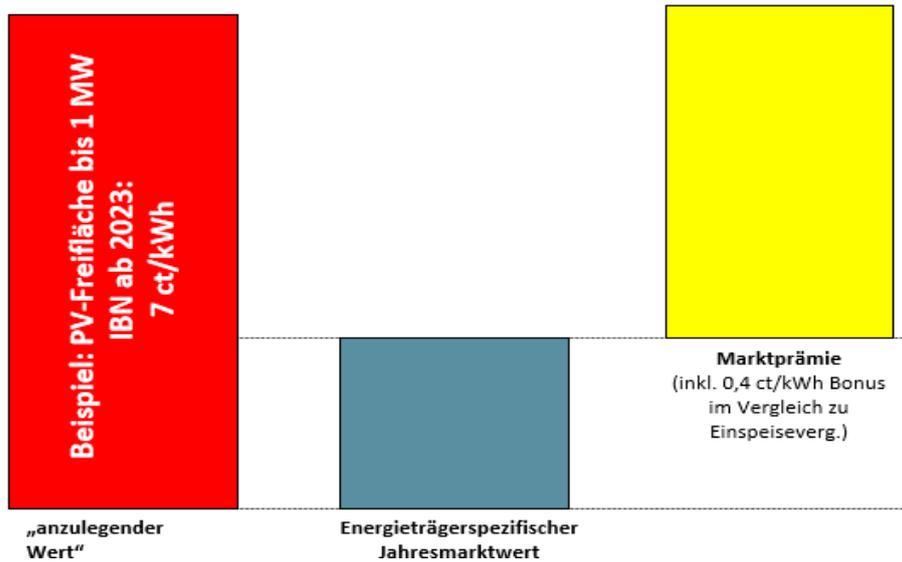
Wichtig ist, dass in der Vermarktungsform des Marktprämienmodells die „grüne Eigenschaft“ des Stroms, welcher in das öffentliche Netz eingespeist wird, entfällt und dem Netzbetreiber zuzurechnen ist. Dieser ermittelt damit den Energieträgermix für den im deutschen Stromnetz befindlichen Strom. Die Herkunftsnachweise, welche für diesen Strom ansonsten anfallen würden, können nicht erworben werden, denn die grüne Eigenschaft wird quasi durch die Marktprämie vergütet.

Wie sich die Differenz für Anlagen, die nach dem 01. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, errechnet, verdeutlicht die nachfolgende Abbildung.

⁶ Dies ist (vereinfacht) der „Mindestpreis“ für eine geförderte Anlage, welcher entweder gesetzlich oder per Ausschreibung der Höhe nach festgelegt wird und dann für 20 Jahre nach Inbetriebnahme gilt.

Abbildung 4

Ermittlung der Marktprämie auf Basis des Jahresmarktwerts



Quelle: ensight PartG mbB (eigene Darstellung)

Da der energieträgerspezifische Jahresmarktwert immer rückwirkend berechnet wird, steht die Höhe der Marktprämie auch erst im Nachgang fest. § 26 EEG beinhaltet daher Regelungen zur Zahlung von monatlichen Abschlägen sowie zum Ausgleich bzw. zu Erstattungspflichten nach Endabrechnung durch den Netzbetreiber nach Abschluss der jeweiligen Abrechnungsperiode. Nachfolgende Tabelle zeigt die Jahresmarktwerte für das Kalenderjahr 2023 nach Erzeugungsarten.

Tabelle 2

Jahresmarktwerte nach Erzeugungsarten 2023

Alle Werte in ct/kWh	2023
Jahresmarktwert	9,518
Jahresmarktwert Wind an Land	7,621
Jahresmarktwert Wind auf See	8,187
Jahresmarktwert Solar	7,200

Quelle: www.netztransparenz.de

Die Marktprämie des energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts errechnet sich anhand folgender Formel:

$$\text{Marktprämie (MP)} = \text{Anzulegender Wert (AW)} - \text{spezifischer Jahresmarktwert (JW)}$$

Ergibt sich für die Marktprämie ein Wert kleiner null, wird die Marktprämie mit null festgesetzt.

Beispiel für eine 500 kW-Anlage

Die Firma A betreibt eine PV-Anlage mit 500 kW Leistung auf dem Dach des Unternehmens. „Anzulegender Wert“ der Anlage ist hier 8 ct/kWh. Der „anzulegende Wert“ ergibt sich für A aus dem Datum der Inbetriebnahme der Anlage und der zu diesem Zeitpunkt geltenden Fördersätze. Diese sind einerseits auf der Seite www.netztransparenz.de veröffentlicht, andererseits teilt der Netzbetreiber diesen Wert mit. Da die Anlage kleiner 1.000 kW ist, ergibt sich die Förderung aus den gesetzlichen und veröffentlichten Werten.

Die Anlage wird aktuell über die Marktprämie gefördert. Hierzu hat A einen Direktvermarkter eingeschaltet, der den eingespeisten Strom an der Strombörse veräußert und den Veräußerungserlös an die A, abzüglich einer Dienstleistungspauschale, weiterreicht.

So hat der Direktvermarkter beispielsweise im Jahr 2023 einen vereinbarten Preis für Strom in Höhe von 6 ct/kWh bezahlt. Dieser Preis wurde zwischen A und dem Direktvermarkter vereinbart und kommt für die im Dezember eingespeisten Mengen durch den Direktvermarkter zur Auszahlung an A.

Der Jahresmarktwert Solar entspricht für das Jahr 2023 dem veröffentlichten Wert von 7,2 ct/kWh (siehe „netztransparenz.de“). Der anzulegende Wert ist 8 ct/kWh und die Differenz des anzulegenden Werts abzüglich des Jahresmarktwertes (0,8 ct/kWh) sind damit die zusätzliche „Marktprämie“, die A vom Netzbetreiber ausgezahlt erhält.

Hätte A mit dem Direktvermarkter einen höheren Preis vereinbart, hätte dies dahingegen keinen Einfluss auf die Höhe der Marktprämie, denn diese bemisst sich an einem „objektiven Jahresmarktwert“ und nicht an dem vereinbarten Direktvermarktungserlös.

Beispiel für eine 1,5 MW-Anlage

Die Firma B ist Druckereibetrieb und will eine 1,5 MW PV-Anlage auf dem Dach der Druckerei errichten. Da B nur einen Teil des Stroms aus der Anlage selbst verbrauchen kann, möchte B für den nicht vor Ort selbst verbrauchten Strom eine Vergütung.

Anders als A muss B den „anzulegenden Wert“ über eine Ausschreibung ermitteln. Dafür muss B ein Gebot an die Bundesnetzagentur senden, in welchem B darstellt, zu welchem „anzulegenden Wert“ dieser bereit wäre, die Anlage zu errichten. Nach einem

Bieterverfahren erhalten die „günstigsten“ Anlagen in einem Bietertermin den Zuschlag eines „anzulegenden Wertes“.

Sodann wird aber alles, wie zuvor bei A, analog umgesetzt. B erhält die Marktprämie als Differenz zwischen Jahresmarktwert Solar und dem durch Ausschreibung festgestellten anzulegenden Wert vom Netzbetreiber und zusätzlich eine Vergütung vom Direktvermarkter zum vereinbarten Preis der Abnahme des Stroms durch den Vermarkter.

Aufgrund der hohen Marktpreise im Jahr 2022 und damit hohen monatlichen und jährlichen Marktwerten (auch des PV-Stroms) haben die Netzbetreiber kaum Marktprämie ausbezahlt, denn der „anzulegende Wert“ war stets geringer als der Marktwert.

4.4 Ausfallvergütung

Ein Sonderfall der Einspeisevergütung ist die sog. Ausfallvergütung. Für die Dauer von bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und insgesamt bis zu sechs Kalendermonaten pro Kalenderjahr kann der Anlagenbetreiber diese Sonderform der Einspeisevergütung unabhängig von der Anlagengröße in Anspruch nehmen. Bei Inanspruchnahme der Ausfallvergütung verringert sich der anzulegende Wert für die Anlage um 20 Prozent. Bei Überschreitung der jeweiligen Höchstdauer verringert sich der Anspruch auf null. Hintergrund der Ausfallvergütung ist, dass bei unvorhergesehenen Ereignissen (z. B. Ausfall des Direktvermarkters) ein Zeitraum verbleibt, in dem ein geordneter Wechsel z. B. des Direktvermarkters oder von der Marktprämie (siehe oben) in die sonstige Direktvermarktung (sogleich) erfolgen kann und der Anlagenbetreiber eine entsprechend gesicherte Vergütung erhält.

Beispiel

Wie oben: A betreibt eine PV-Anlage mit 500 kW Leistung und 8 ct/kWh „anzulegender Wert“.

Dieser Direktvermarkter fällt nunmehr kurzfristig aus, da das Unternehmen des Direktvermarkters Insolvenz anmeldet. A findet nicht unmittelbar einen neuen Direktvermarkter und meldet sich in der Ausfallvergütung an.

Anstelle der Marktprämie (zzgl. zu den Direktvermarktungserlösen) erhält A nunmehr für maximal drei Monate einen um 20 Prozent reduzierten anzulegenden Wert für die eingespeiste Strommenge, also 6,4 ct/kWh. A sollte in dieser Zeit in der Lage sein, einen anderen Direktvermarkter zu finden.

Wenn die drei Monate aber überschritten sind, erhält A keine Vergütung mehr (Anzulegender Wert ist „null“). Zudem muss A eine Pönale von 10 € pro installierter kW (also 500

kW * 10 € = 5.000 €) und Monat an den Netzbetreiber zahlen, so lange nicht (wieder) eine andere Art der Vermarktung gefunden ist oder ein neuer Direktvermarkter gefunden ist.

4.5 Sonstige Direktvermarktung

Weiterhin gibt es die Möglichkeit der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a EEG. In dieser Vermarktungsform erfolgt keine Förderung des Stromverkaufs nach EEG. Der Anlagenbetreiber ist bei Wahl dieser Veräußerungsform für die Vermarktung im Grundsatz selbst verantwortlich. Vorteil bei dieser Vermarktungsform ist, dass dem Anlagenbetreiber auf Antrag für den eingespeisten Strom sog. Herkunftsnachweise (HKN) vom Umweltbundesamt ausgestellt werden, die zusätzlich zum Stromerlös vermarktet werden können. Dabei ist nicht zwingend erforderlich, dass der Strom selbst von einem „Kunden“ oder weiteren, konkreten Abnehmer gekauft werden muss, um noch Herkunftsnachweise zu nutzen. Der Anlagenbetreiber erhält Herkunftsnachweise für eine erzeugte Energiemenge, die dann gelöst von der erzeugten Menge veräußert werden und an anderer Stelle für bezogene Menge „entwertet“ werden kann. Somit ist sichergestellt, dass einerseits der Strom aus der „sonstigen Direktvermarktung“ nicht als Grünstrom verkauft werden kann (der Direktvermarkter veräußert nur grauen Strom) und andererseits für die produzierten und eingespeisten Mengen nur einmal die „grüne Eigenschaft“ verwertbar bleibt. Der Erwerber der Herkunftsnachweise kann sodann dessen Lieferanten anweisen, den Energiemix auf den Stromrechnungen entsprechend als „grünen Strom“ auszuweisen.

Bei der geförderten Vermarktung dürfen solche Herkunftsnachweise nicht zusätzlich ausgestellt werden, da diese bereits durch die EEG-Förderung abgegolten sind und als solche im Energiemix der Kunden als „durch EEG geförderter Strom“ auftauchen.

Die sonstige Direktvermarktung ist auch die Möglichkeit, für ausgeförderte Anlagen (also Anlagen, deren Förderzeitraum von 20 Jahren überschritten ist) Strommengen zu vermarkten. Auch diese Anlagen erhalten Herkunftsnachweise, da der Strom auch nach der Förderung Strom aus erneuerbaren Energien ist.

Die Vermarktung des Stroms aus Anlagen in der „sonstigen Direktvermarktung“ (mit oder ohne Übertragung von Herkunftsnachweisen) ist meist Basis von bilateralen Stromlieferverhältnissen zwischen Anlagenbetreibern und Endkunden, wie z. B. Industriekunden oder Energieversorgern, welche sich entsprechende Energiemengen in deren Strombezugsportfolio übertragen lassen. Dabei sind EE-Anlagen in der „sonstigen Direktvermarktung“ prädestiniert für diese Stromlieferverhältnisse, denn deren Strommengen sind nicht wie bei der Marktprämie in exklusiven Energiebilanzierungsvorgaben „gefangen“. Diese Stromlieferverhältnisse nennt man „Power Purchase Agreements“ (PPA), die in Kapitel 5 ausführlich erläutert werden.

PPA werden aber auch zur Finanzierung von Projekten durch Banken vereinbart, wenn eine geförderte Maßnahme (z. B. EE-Freiflächenanlage) finanziert werden soll. Die Banken stellen durch derartige Verträge, welche diese teilweise in Form und Ausgestaltung

vorgeben, sicher, dass die Direktvermarktung an ein bestimmtes (bonitäres) Unternehmen auf Dauer erfolgt und der Preis als Mindesterloß für viele Jahre gesichert ist.

5 Selbstvermarktung von eigenerzeugtem Strom

Arten von Power-Purchase-Agreements

5.1 „Klassisches“ Power-Purchase-Agreement (PPA)

Ein PPA ist im Grundsatz ein Stromliefervertrag, den der Anlagenbetreiber mit einem Abnehmer schließt. Das „klassische“ PPA ist eine Art der Direktvermarktung (hierbei meist im Marktprämienmodell), mit dem der Anlagenbetreiber einer EE-Anlage Strom an einen Direktvermarkter und/oder Stromversorger verkauft. Der Vertrag läuft in der Regel über mehrere Jahre. Dabei vereinbaren die Parteien für den gesamten erzeugten Strom über die Laufzeit hinweg einen Festpreis. Der Festpreis kann dabei für die Laufzeit auch Preisadjustierungen, z.B. in Form einer Indexierung, unterliegen. Der Unterschied zur Direktvermarktung nach EEG ist, dass der Käufer des Stroms einen Festpreis unabhängig vom Börsenstrompreis zahlt. Im Gegenzug überträgt der Anlagenbetreiber dem Käufer den Anspruch auf die Marktprämie. Das „klassische“ PPA kann aber auch dazu dienen, für bereits bestehende Anlagen eine Anschlussfinanzierung sicherzustellen, wenn für eine bestehende Anlage die gesetzliche Förderung ausgelaufen ist. Dann können in der „sonstigen Direktvermarktung“ auch wieder die Herkunftsnachweise veräußert werden.

5.2 „Direct Wire PPA“ / „On-Site PPA“

Bei einem „Direct Wire PPA“ oder „On-Site PPA“ erfolgt die Lieferung des eigenerzeugten Stroms grundsätzlich ohne Durchleitung durch ein Netz. Das bedeutet, es findet eine direkte physikalische Lieferung des Stroms vor Ort statt. Derartige PPA setzen zwingend eine räumliche Nähe zwischen Erzeugungsanlage und Stromverbrauch voraus. In solchen Konstellationen befindet sich die Erzeugungsanlage hinter dem Netzverknüpfungspunkt und versorgt die Verbraucher hinter diesem Netzverknüpfungspunkt direkt mit dem selbst erzeugten Strom. Üblicherweise handelt es sich um die Versorgung Dritter auf einem Betriebsgelände. Es handelt sich hierbei um einen Stromliefervertrag ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes. Der Vorteil ist hier das Entfallen von netzbezogenen Umlagen und Abgaben. Unter bestimmten Voraussetzungen kann zudem die Stromsteuer entfallen.

Diese Art der Direktbelieferung führt auch zur Anpassung des Kundenanlagenbegriffs im EnWG (s. Ziffer 2.6.1), denn es können auch Stromlieferungen aus EE-Anlagen, welche mittels Mittelspannungsleitung mit dem Betriebsgelände direkt verbunden sind, innerhalb der Kundenanlage stattfinden, wenn die Entfernung nicht mehr als 5 km von Erzeugungsanlage und „restlicher Kundenanlage“ beträgt.

Klassisches Anwendungsbeispiel ist die Belieferung von Mietern, die direkt über die Kundenanlage versorgt werden. Netzbetreiber und Energieversorger bleiben in diesen Fällen

nicht vollständig außen vor, da über sie die Reststrombelieferung erfolgt. Abhängig davon, ob der erzeugte Strom als geförderter Mieterstrom im Sinne der §§ 19 Abs. 1 Nr. 3, 21 Abs. 3 EEG und § 42a EnWG veräußert wird oder nicht (s. gemeinschaftliche Gebäudeversorgung unter Ziffer 7.5.2), ist der Anlagenbetreiber auch für die Lieferung des Reststroms verantwortlich. Wenn der Anlagenbetreiber die Mieterstromförderung in Anspruch nimmt, muss er auch den Reststrom, den er sodann vom Versorger bezieht, liefern, ansonsten ist der Mieter für den Bezug des Reststroms selbst verantwortlich.

Aktuell problematisch ist, dass bei einem „Direct Wire PPA“ die Vergütung für den eingespeisten Überschussstrom nach EEG nicht möglich ist, denn die notwendige Direktvermarktung für die Marktprämie erfordert, dass der Strom „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ zur Erzeugungsanlage abgenommen wird (§ 3 Nr. 16 EEG). Dieser Begriff ist eher eng auszulegen, was bedeutet, dass die Förderung z. B. nicht mehr möglich sein kann, wenn sich die Erzeugungsanlage „auf der anderen Straßenseite“ befindet, jedenfalls aber, wenn die Erzeugungsanlage mehrere Kilometer weit entfernt ist.

5.3 „Reeller PPA“ / „Offsite PPA“

Ein „Reeller PPA“ oder „Offsite PPA“ dient der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien in das Strombeschaffungsportfolio eines Kunden. Die Vermarktung erfolgt dabei entweder direkt in den Bilanzkreis⁷ des Kunden, der den Strom abnimmt, oder über einen (zwischen geschalteten) Versorger, der Vertragspartner des Anlagenbetreibers als Direktvermarkter und des Kunden als Lieferant ist. Hier erfolgt daher keine „tatsächliche“ physikalische Abnahme des erzeugten Stroms, sondern eine bilanzielle Übernahme. Die Vermarktung erfolgt meist in Form der sonstigen Direktvermarktung, damit der Kunde die Herkunftsnachweise bei ungeförderter Vermarktung miterwerben kann. Die Herkunftsnachweise dienen hierbei nach entsprechender Entwertung als Beleg für die Eigenschaft des Stroms aus erneuerbaren Energien. Dies dient insbesondere auch der Außendarstellung des Stromkunden. Das Ausgleichsenergieisiko liegt im Falle des „reellen PPA“ beim Abnehmer des Stroms. Der Kunde muss also die Beschaffung der Ausgleichsenergie bei der Bewirtschaftung seines Produktportfolios angemessen berücksichtigen.

5.4 „Sleeved PPA“

Der „Sleeved PPA“ ist ein Unterfall des „Offsite-PPA“, bei dem keine unmittelbare „physikalische“ Lieferung von der Erzeugungsanlage zum Verbraucher erfolgt, sondern lediglich eine bilanzielle Abnahme. Bei einem „Sleeved PPA“ ist zusätzlich ein Energiedienstleister dazwischengeschaltet, der verschiedene Prozesse zwischen Erzeuger und Abnehmer übernimmt. Der Vorteil dieses PPA ist die optimierte, ggf. kostengünstige Eigenverwendung

⁷ Der Bilanzkreis regelt die Energielogistik in der Energieversorgung. Dabei werden erzeugte und verbrauchte Energiemengen bilanziert, wobei die vom Lieferanten eingestellten und prognostizierten Energiemengen (Input) und der Verbrauch der Kunden (Output) möglichst identisch sein sollten. Ansonsten fallen Ausgleichsenergiekosten an.

von selbst erzeugtem Strom über mehrere Standorte hinweg. Dabei ist der Anbieter des Stroms meist dieselbe rechtliche Einheit wie der Abnehmer.

Beispiel

Firma C verfügt über zwei Standorte in Deutschland. Am Standort X befindet sich eine große Photovoltaikanlage, die Überschussstrommengen produziert. Die Überschussstrommengen möchte Firma C am Standort in Y nutzen. Fraglich ist wie sich diese Konstellation interessengerecht lösen lässt.

Lösung:

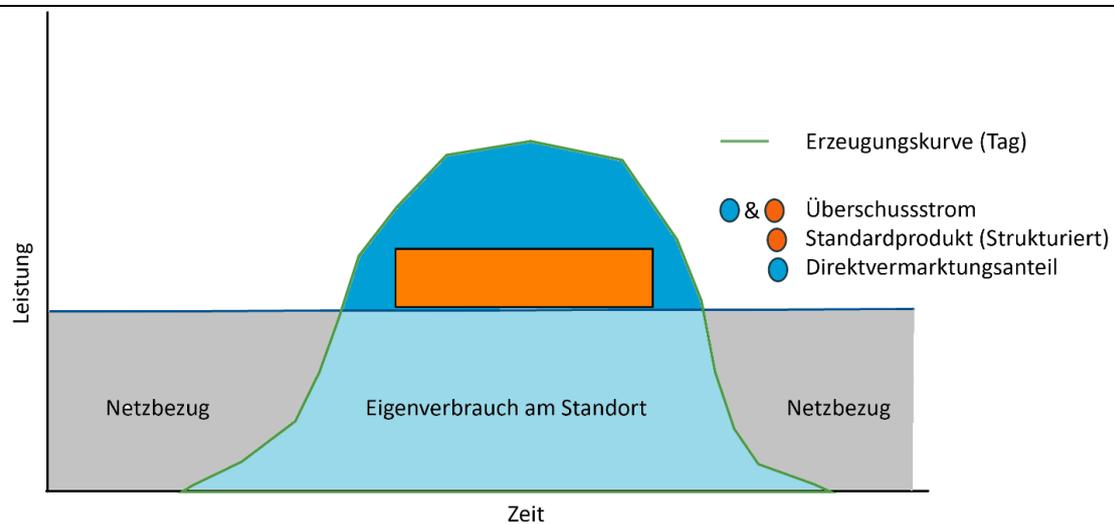
- Die ins öffentliche Netz als Überschussmengen eingespeisten Strommengen müssen vermarktbar sein, da nur so ein Agieren unabhängig vom Versorger möglich ist. Dazu bedarf es eines „Strukturierers“, der die Mengen in Standardprodukte⁸ umwandeln kann.
- Erforderlich ist, dass die PV-Einspeisemengen zu Peak-Produkten⁹ werden. Durch die Strukturierung gehen Energiemengen, z. B. durch Spitzenkappung für die Eigennutzung, verloren. Diese Mengen müssen sodann an der Börse vermarktet werden, wobei der Erlös in Höhe des Marktpreises an den Kunden geht.
- Als Vermarktungsform ist hier die sonstige ungeforderte, also sonstige Direktvermarktung zu wählen, um eine Belieferung des Standorts Y mit den Überschussmengen zu ermöglichen.
- Die Überschussmengen werden nach Strukturierung vom Direktvermarkter an den Lieferanten zu einem bestimmten Preis verkauft. Dieser Preis wird als Gutschrift auf die Lieferungen angerechnet.
- Der Direktvermarkter / Strukturierer vereinbart einen Preis für den „as-produced“ eingespeisten Strom mit dem Kunden, der geringer als der Gutschriftspreis ist (für die Strukturierung und Vermarktung). Der Direktvermarkter / Strukturierer erhält vom Kunden die Differenz von Gutschriftspreis und „Preis as produced“ für die genutzte Menge als Vergütung.
- Zudem erhält der Kunde die Herkunftsnachweise für alle eingespeisten Strommengen, die dieser über den Direktvermarkter / Strukturierer an den Lieferanten weitergibt.

Dies soll nachfolgende Abbildung verdeutlichen:

⁸ Standardprodukte sind handelbare Energieprodukte, die aufgrund deren Struktur und Eigenschaft an Börsenplätzen gehandelt werden können. Beispielsweise gibt es ein „BASE-Forward“-Produkt, welches sicherstellt, dass für 24 Stunden täglich eine durchgehende Leistung erbracht wird.

⁹ Peak Produkte stellen die Leistung in der Hochlastzeit zwischen 8 und 20 Uhr dar.

Abbildung 5
Erzeugungs- und Vermarktungsstruktur Sleeved PPA



Quelle: ensight PartG mbB (eigene Darstellung)

5.5 „Virtueller PPA“

Ein „virtueller PPA“ (vPPA) oder „finanzieller PPA“ ist ein üblicherweise langfristiger Vertrag zwischen Erzeuger und Abnehmer. Die Parteien vereinbaren einen Preis, an welchem gemessen wird, ob und in welchem Umfang ein finanzieller Ausgleich zwischen den Parteien stattfindet. Dabei ist weder der Abnehmer verpflichtet, den Strom aus der Erzeugungsanlage abzunehmen, noch der Erzeuger verpflichtet, den Strom aus der Erzeugungsanlage zu liefern. Es handelt sich nur um einen Vertrag zu einem finanziellen Ausgleich und damit um einen sog. Contract for Difference (CfD). In diesem CfD verpflichten sich die Vertragspartner des PPA, zusätzliche finanzielle Ausgleichszahlungen zu leisten, wenn zwischen fest vereinbartem Preis und variablem Marktpreis eine Differenz besteht. Liegt der Marktpreis höher als der im virtuellen PPA fest vereinbarte Preis, zahlt der Abnehmer dem Erzeuger die Differenz. Sobald der Marktpreis niedriger als der vertraglich vereinbarte Festpreis ist, zahlt der Anlagenbetreiber einen Ausgleich an den Abnehmer. Hierbei kann z. B. auch eine Ober- und Untergrenze („cap“ und „floor“) für Abweichungen vom Fixpreis, die zu Ausgleichszahlungen führen, festgelegt werden.

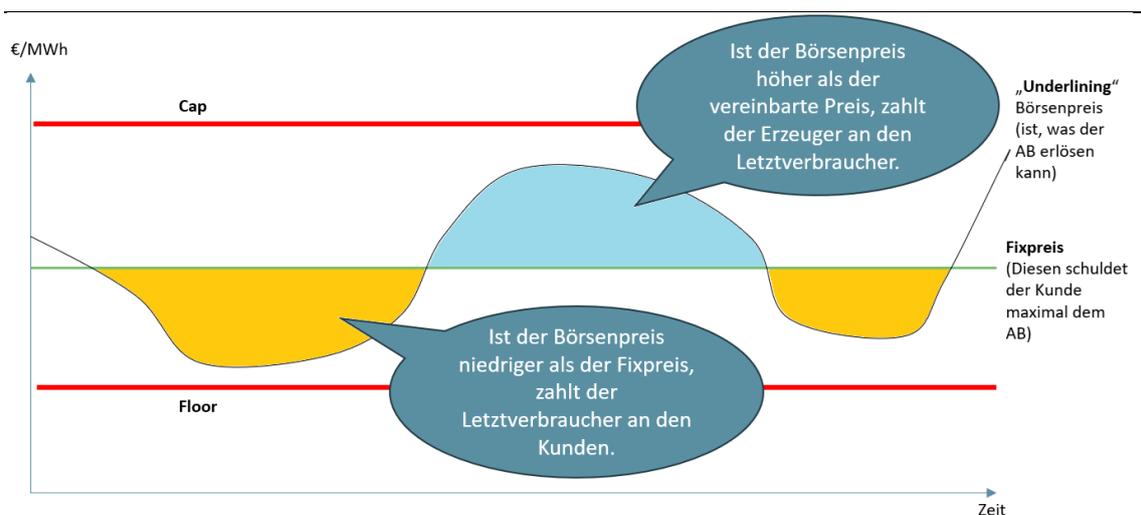
Der Strom wird in diesem Fall also nicht von der Anlage an den Verbraucher geliefert. Der Direktvermarkter des Erzeugers nimmt den erzeugten Strom in seinen Bilanzkreis auf und verkauft ihn weiter. Der Letztverbraucher nutzt den Strom nicht. Vielmehr erhält der Letztverbraucher einen Liefervertrag mit einem Energieversorger, der im Regelfall einen börsenpreisorientierten Anteil enthält. Der virtuelle PPA läuft sodann parallel zum Beschaffungsvertrag des Letztverbrauchers.

Durch den Ausgleichsmechanismus auf Basis des CfD erfolgt bei Abweichung des Marktpreises vom vereinbarten Festpreis eine direkte Ausgleichszahlung zwischen Erzeuger und Abnehmer. Damit kann der Abnehmer das Risiko hoher Marktpreise minimieren, denn der Erzeugungsanlagenbetreiber zahlt bei Überschreiten des Festpreises durch den Marktpreis an den Letztverbraucher. Im umgekehrten Fall sichert der Erzeugungsanlagenbetreiber das Risiko niedriger Marktpreise ab. Im Falle eines virtuellen PPA ist daher neben dem PPA zusätzlich stets ein Direktvermarktungsvertrag zwischen Erzeuger und Direktvermarkter und ein Liefervertrag zwischen Abnehmer und Energieversorger/-dienstleister erforderlich.

Ein virtueller PPA ist somit ein reines Sicherungsgeschäft und beinhaltet daher maximal die Lieferung von Herkunftsnachweisen („as produced“). Zudem ist der virtuelle PPA unabhängig vom Stromlieferanten. Nachteilig ist, dass nicht der Strom selbst aus der Erzeugungsanlage dem Abnehmer zuzuordnen ist, sondern weiterhin der Strommix des Lieferanten. Eine direkte Belieferung aus EE-Anlagen liegt daher nicht vor. Doch der Energiemix des Lieferanten kann ggf. durch die Herkunftsnachweise aus der vPPA-Anlage „vergrünt“ werden.

Abbildung 6

Beispiel für die Ausgestaltung von virtuellen PPA



Quelle: insight PartG mbB (eigene Darstellung)

Durch den virtuellen PPA können Nachteile aus steigenden Börsenpreisen bei einem steigenden Spotmarkt und ggf. hohen Spotmarktanteilen am Liefervertrag abgedeckt werden. Zudem erhält der Kunde Herkunftsnachweise aus realen Erzeugungsanlagen. Schließlich hat der Anlagenbetreiber eine Mindestrendite aus der Anlage, die meistens über dem anzulegenden Wert vereinbart wird (der „Festpreis“). Außerdem kann er die Herkunftsnachweise zusätzlich veräußern, was bei geförderter Einspeisung nicht möglich wäre.

Problematisch ist, dass aktuell unklar ist, ob es sich um ein bei der BaFin anzeigepflichtiges Kreditgeschäft mit den damit verbundenen Pflichten handelt. Dennoch gilt dieses Modell als künftig mögliche Vergütungsalternative im Bereich der erneuerbaren Energien.

6 Stromsteuer

Optimierung der Eigenversorgung im Bereich der Stromsteuer

6.1 Steuerentstehung

Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer und ist Teil der „Ökologischen Steuerreform“ aus dem Jahr 1999, wurde aber erst 2003 in Deutschland eingeführt. Für jede MWh Strom fällt im Grundsatz bei deren Verbrauch eine Steuerbelastung in Höhe von 20,50 EUR/MWh an, soweit kein Befreiungs-, Ermäßigungs- oder Entlastungstatbestand greift. Die Stromsteuer basiert noch auf dem „alten“, linearen System der Lieferung von Strom ausschließlich durch den Versorger. Die Steuer entsteht, wenn vom Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird oder wenn der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Die steigende Anzahl von Eigenversorgern und „Prosumern“ – ein Kunstwort, das sich aus Produzent und Consumer zusammensetzt – wurde nur teilweise in die Regelungswelt überführt.

Bei einer Eigenerzeugung, also der Erzeugung und dem Verbrauch durch ein und dieselbe Rechtsperson, entsteht die Stromsteuer grundsätzlich ebenfalls mit der Entnahme. Bei der Stromsteuer knüpft die Entstehung der Steuer stets an ein tatsächliches Handeln (sog. Realakt) an. Im Stromsteuerrecht ist dieser Realakt die Entnahme des Stroms aus dem Versorgungsnetz zum Verbrauch oder die Entnahme zum Selbstverbrauch. Die Entnahmehandlung ist eine rein tatsächliche, keine rechtsgeschäftliche Handlung. Sie knüpft damit an einen äußeren Erfolg an. Daher kann die Verwendungs- oder Entnahmehandlung auch nicht durch vertragliche Ausgestaltung geändert werden. Nach der BFH-Rechtsprechung (vgl. Urteil vom 07. August 2012, Az. VII R 15/09, Rn. 16) entspricht es dem Grundsatz des Verbrauchsteuerrechts, dass die Steuerrechtsbeziehung der Person zugerechnet wird, die selbst oder durch von ihm abhängiges Personal die Verfügungsgewalt über die verbrauchssteuerpflichtige Ware ausübt und die Betriebsvorgänge steuert. Ob dies entgeltlich oder unentgeltlich erfolgt, ist dabei ohne Belang.

6.2 Möglichkeiten der Steuerbefreiung

Für Eigenerzeugungsanlagen gibt es jedoch die Möglichkeit, unter gewissen Voraussetzungen eine Befreiung von der Stromsteuer für den Eigenverbrauch und für den Verbrauch nicht mit dem Erzeuger personenidentischer Personen (sog. „Dritte“) zu erlangen. Dies ist bei der Errichtung von Eigenerzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

6.2.1 Erneuerbare-Energien- und hocheffiziente KWK-Anlagen bis zu einer Nennleistung von 2 MW

Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG kann Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und entweder zum Selbstverbrauch entnommen oder an Letztverbraucher (sog. Drittmengen) geliefert wird, von der Stromsteuer befreit werden. Voraussetzung ist, dass der Strom im räumlichen Zusammenhang zur Eigenerzeugungsanlage entnommen wird. Nach § 12b Abs. 5 Stromsteuerdurchführungsverordnung (StromStV) liegt ein räumlicher Zusammenhang vor, wenn sich die Entnahmestelle in einem Radius von 4,5 km um die Erzeugungsanlage befindet. EE-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 1 MW sind zudem gemäß § 10 Abs. 2 Nr. 1 StromStV allgemein erlaubt. Dabei ist zu beachten, dass immer auch ein Nachweis der zeitgleichen Erzeugung zum Verbrauch erforderlich ist. In Kundenanlagen ist dieser relativ einfach, bei Erzeugung von Strom außerhalb der Kundenanlage ist dieser mittels Messtechnik nachzuhalten.

Für Anlagen, die die Leistungsgrenze von 1 MW überschreiten, ist zudem eine förmliche Erlaubnis zur stromsteuerbefreiten Entnahme erforderlich (§ 10 Abs. 2 i.V. m. § 9 StromStV). Erst ab Antragseingang beim zuständigen Hauptzollamt kann für Anlagen im Leistungssegment über 1 MW bis 2 MW eine Steuerbefreiung erfolgen. Vor Antragseingang ist grundsätzlich die Stromsteuer an den Fiskus abzuführen. Eine Entlastung des Stroms für Zeiträume vor Antragstellung kann nur für den Eigenverbrauch, nicht für den Drittverbrauch erfolgen (§§ 12c und 12d StromStV).

Außerdem ist eine rückwirkende Entlastung nur bis zum Folgejahr des jeweiligen Erzeugungsjahres möglich, da aktuell eine Frist in den Entlastungsregelungen der Stromsteuerverordnung enthalten ist, bei welcher es sich um eine Ausschlussfrist handelt. Diese Frist soll mit einem Gesetzesentwurf, der am 26. September 2024 in erster Lesung durch den Bundestag gegangen¹⁰ ist, geändert werden, auf die Frist zur Festsetzung der Steuer. Das würde – je nach Steuererklärungseingang – bedeuten, dass sich die Frist auch über den 31. Dezember des Folgejahres verlängern kann.

Dieselben Regelungen gelten für KWK-Erzeugungsanlagen, wenn diese hocheffizient sind, die Erlaubnispflicht tritt hier aber bereits bei einer Überschreitung der Anlagenleistung von 50 kW (elektrische Bruttoleistung) ein. Zudem muss die Hocheffizienz nachgewiesen werden, was bei wärmegeführten KWK-Anlagen ohne Abwärmeabfuhr regelmäßig der Fall sein dürfte. Mit dem erwähnten Gesetzesentwurf zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht soll die Größengrenze für notwendige Einzelerlaubnisse auch für KWK-Anlagen auf 1 MW angehoben werden.

Der Zwischenerwerb des erzeugten Stroms durch einen Dritten schließt zudem die Steuerfreiheit aus. Daher entsteht die Stromsteuer, wenn beispielsweise der Strom von Firma A erzeugt und an Dienstleister B veräußert wird, der wiederum den Strom an den Letztverbraucher C in der Kundenanlage leistet (s. § 12b Abs. 4 StromStV). Im Übrigen muss auch

¹⁰ Gesetz zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht, DIP ID: 312306.

hier die Regelung zur Anlagenzusammenfassung beachtet werden: Nach § 12b Abs. 1 bis 3 StromStV sind (auch unterschiedliche Anlagen) eines Betreibers am selben Standort, aber auch über Standortgrenzen ggf. zusammenzufassen. Anders als im EEG kommt es nicht darauf an, ob die Anlagen innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Monaten in Betrieb genommen wurden. Das ist für die Anlagenzusammenfassung nach Stromsteuergesetz irrelevant. Im Stromsteuerrecht ist vielmehr für Anlagen an einem Standort maßgeblich, ob diese unmittelbar miteinander verbunden sind. Sofern dies zu bejahen ist, gelten sie als eine Anlage für die Berechnung der Leistungsgrenzen. Weiterhin sieht die StromStV aktuell auch noch vor, dass Anlagen an unterschiedlichen Standorten als eine Anlage zusammenzufassen sind, wenn die einzelnen Stromerzeugungseinheiten zum Zweck der Stromerzeugung zentral gesteuert werden und der erzeugte Strom zumindest teilweise in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Im Rahmen der beschriebenen Novellierung des Stromsteuerrechts ist geplant, eine Zusammenfassung von Anlagen an unterschiedlichen Standorten nicht mehr vorzunehmen. Dahingegen sollen alle Anlagen eines Standorts, unabhängig welcher Art die Anlage ist (EE-Anlage, KWK-Anlage oder Notstromaggregat) zusammengefasst werden. Ob diese geplante Änderungen beschlossen wird, ist derzeit nicht absehbar.

6.2.2 Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer Nennleistung über 2 MW

Bei Überschreiten der Leistungsgrenze von 2 MW kann eine Befreiung von der Stromsteuer nurmehr für den Selbstverbrauch (Achtung: nicht mehr Drittverbrauch, wie z. B. Tochterfirmen oder Mieter) aus EE-Anlagen erfolgen. Eine Befreiung von der Stromsteuer für andere Anlagentypen (z. B. KWK-Anlagen) ist nicht mehr möglich. Außerdem ist auch hier eine entsprechende Erlaubnis zur steuerbefreiten Stromentnahme beim zuständigen Hauptzollamt zu beantragen. Nur die Strommenge, die unmittelbar am Ort der Erzeugung entnommen wird, kann entlastet werden. Der 4,5 km-Radius (siehe Ziffer 6.2.1) gilt damit nicht. Somit kann es beispielsweise bei einem weitläufigen Betriebsgelände auf zahlreichen unterschiedlichen Flurstücken bereits zu Problemen hinsichtlich einer Steuerbefreiung bei Überschreitung der (ggf. über die Anlagenzusammenfassung ermittelten) 2 MW-Grenze kommen.

6.2.3 Steuerbefreiung für Strom zur Stromerzeugung

Weiterhin sieht § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG eine Befreiung von Strom, der zur Stromerzeugung eingesetzt wird, vor. Dabei ist jedoch zwischen Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird und der übrigen Stromentnahme (auch messtechnisch) zu unterscheiden.

6.3 Achtung: Stromsteuerlicher Versorgerstatus

Immer wenn Strom an Letztverbraucher geleistet wird, kann es sein, dass der Leistende auch „Versorger“ im Sinne des Stromsteuerrechts (§ 2 Nr. 1 StromStG) wird. Der Versorger wäre grundsätzlich verpflichtet, den eigenen Stromverbrauch sowie den Verbrauch von

Dritten, an welche der Strom geleistet wurde, selbst zu versteuern. Zudem müsste der Versorger eine förmliche Erlaubnis beim Zoll beantragen. Aufgrund des damit verbundenen Verwaltungsaufwands gibt es Ausnahmen vom Versorgerbegriff, gerade im Hinblick auf die „Prosumer-Welt“. Wichtigste Ausnahme ist der Begriff des „kleinen“ oder „privilegierten“ Versorgers, der ausschließlich Strom aus Erzeugungsanlagen kleiner 2 MW an Dritte in einer Kundenanlage veräußert und sonst voll versteuerten Strom bezieht. Dieser kleine Versorger muss nur eine Anzeige seiner Tätigkeit beim Zoll leisten und ist nur hinsichtlich der Strommengen aus den Erzeugungsanlagen kleiner 2 MW Stromsteuerschuldner. Da diese Strommengen meist steuerbefreit sind, hält sich der Aufwand hierfür (noch) in Grenzen. Dennoch muss der kleine Versorger die o. g. Grenzen und Anforderungen an die Steuerfreiheit von Anlagen kleiner 2 MW kennen.

6.4 Abgabe Stromsteuererklärung

Der Anlagenbetreiber ist zudem entweder in seiner Rolle als Eigenerzeuger oder als (auch „kleiner“) Versorger zur jährlichen Abgabe einer Stromsteuererklärung verpflichtet. Diese Erklärung ist bis zum 31. Mai des auf das Produktionsjahr folgenden Jahres beim zuständigen Hauptzollamt abzugeben. Die Abgabepflicht gilt auch dann, wenn der Anlagenbetreiber in den vorgenannten Fällen von der Stromsteuer befreit ist und keine Stromsteuer bezahlen muss.

6.5 Steuerentlastung für durch Unternehmen des produzierenden Gewerbes verbrauchten Strom

Nach § 9b Abs. 2a StromStG, der mit Wirkung zum 01. Januar 2024 neu in das StromStG eingeführt wurde, werden Stromverbräuche von Unternehmen des produzierenden Gewerbes in den Jahren 2024 und 2025 um 20 € / MWh entlastet; die Entlastung betrug bisher nur 5,13 € / MWh. Für diese Entlastung sind in dem jeweiligen Folgejahre zum Entlastungskalenderjahr Entlastungsanträge an das zuständige Hauptzollamt zu senden.

Dies führt dazu, dass selbst für den Fall einer zu versteuernden Entnahme von Strom aus Eigenerzeugungsanlagen diese Steuer auf 0,5 € / MWh also 0,05 ct/ kWh entlastet werden kann, wenn dieser von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes verbraucht (und zuvor versteuert) wurde. Zu beachten ist aber, dass die zuständigen Zollbehörden in den letzten Jahren vermehrt geprüft haben, ob die gemeldeten Entlastungsmengen auch tatsächlich vom antragstellenden Unternehmen verbraucht wurden oder diese vielmehr an Dritte, wie Kantinenbetriebe, Subunternehmer, Mieter oder ähnliche weitergeleitet wurden. Es ist daher messtechnisch sicherzustellen, dass die zur Steuerentlastung gemeldeten Energiemengen ausschließlich den Eigenverbrauch des Unternehmens des produzierenden Gewerbes umfassen. Dabei sind aktuell noch Stromverbräuche von straßenzugelassenen E-Fahrzeugen, einschließlich der Dienstfahrzeuge des Unternehmens, von der Entlastung ausgenommen (§ 9b Abs. 1 Satz 4 StromStG i.V.m. § 1c StromStV).

Stromsteuer

Die Verlängerung der Regelung zur Entlastungshöhe von 20 € / MWh wird aktuell geprüft, denn diese steht unter dem Vorbehalt der Finanzierbarkeit. Laut dem Papier „Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland“ der Bundesregierung vom 05. Juli 2024 ist geplant, die hohe Entlastung bis zum Jahr 2030 fortzusetzen und nicht mehr unter den Vorbehalt der Finanzierbarkeit zu stellen.

7 Kooperationsformen

Ausgestaltungsoptionen für regionale und überregionale Zusammenarbeit

7.1 Einführung

Aufgrund der zahlreichen regulatorischen Vorgaben und den damit verbundenen finanziellen Belastungen ist eine Nutzung des eigenerzeugten Stroms unmittelbar vor Ort besonders sinnvoll. Dies gilt insbesondere für regionale Kooperationen, da sich bei entsprechender Ausgestaltung die Nutzung öffentlicher Netze vermeiden lässt und so netzbezogene Umlagen und Abgaben für den eigenerzeugten Strom entfallen können. Für Überschussstrommengen, also solche eigenerzeugten Strommengen, die ein Unternehmen vor Ort nicht selbst verbrauchen kann, können insbesondere regionale Kooperationen zwischen Unternehmen oder auch Energiegenossenschaften erhebliche Vorteile bieten.

7.2 Ausgestaltung von Kooperationen

Für die Bildung von Kooperationen sind Arbeitsgemeinschaften sinnvoll. Abhängig von der Größe des Projekts ist eine Unterteilung in eine gesonderte Projekt-, Betriebs- bzw. Betreiber-gesellschaft zu empfehlen, um mögliche finanzielle Risiken entsprechend zu verringern.

7.2.1 GmbH & Co. KG als vorherrschende Gesellschaftsform

Als Gesellschaftsform für den Betrieb von EE-Projekten empfiehlt sich in Deutschland in der Regel die GmbH & Co. KG. Aufgrund der finanziellen Risiken sollte möglichst für jedes Projekt an einem Standort eine eigene Gesellschaft gegründet werden. Die GmbH & Co. KG bietet dabei mehrere Vorteile gegenüber anderen Gesellschaftsformen wie KG oder OHG bzw. GmbH.

- Die GmbH ist als Komplementärin die vollhaftende Gesellschafterin, d. h. bei der GmbH haftet allein das Gesellschaftsvermögen. Das Stammkapital der Komplementär-GmbH sollte die Mindesthaftsumme von 25.000 EUR betragen und außerdem keine operative Gesellschaft sein. Die Haftsumme soll nicht durch Gewinne aus dem laufenden Geschäftsbetrieb erhöht werden bzw. der eigentliche Geschäftsbetrieb soll bei nicht ausschließenden finanziellen Risiken der Betreiber-gesellschaft der Eigenerzeugungsanlagen nicht gefährdet werden.
- Weiterhin ist eine Beteiligung an der GmbH & Co. KG für Kommanditisten möglich, die grundsätzlich nur mit ihrer Hafteinlage haften. Das Kommanditkapital sollte sich dabei in der Regel auf 1.000 EUR beschränken. Denkbar ist insbesondere eine Beteiligung der den eigenerzeugten Strom verbrauchenden Gesellschaft als Kommanditistin. Mit der stromverbrauchenden Gesellschaft kann aber auch nur ein Stromliefervertrag (PPA) geschlossen werden.

Kooperationsformen

- Vorteil der GmbH & Co. KG ist eine beurkundungsfreie Übertragung der Anteile, was zu einem geringeren zeitlichen und finanziellen Aufwand führt, da Notarkosten entfallen.
- Sollte sich ein Unternehmen entschließen, eine Eigenerzeugungsanlage zu veräußern oder den Betrieb auf einen Investor zu übertragen, ist eine leichte Veräußerbarkeit ohne Umwandlung der Gesellschaftsform gegeben, da inländische Investoren in der Regel eine GmbH & Co. KG als Rechtsform erwarten.
- Ein weiterer Vorteil der GmbH & Co. KG ist die mögliche Beteiligung der Grundstückseigentümer als Kommanditisten (z. B. mit 1 Prozent), um erbschafts- und schenkungssteuerliche Nachteile im Falle der Vermietung von einem land- oder forstwirtschaftlichen Betrieb zuzuordnenden Standortgrundstücken an die Projektgesellschaft zum Zwecke der Errichtung und des Betriebs der EE-Anlagen zu vermeiden.

7.2.2 Joint-Venture-Strukturen

Die Gründung eines Joint Venture, also einer Kooperation zwischen verschiedenen Partnerunternehmen, empfiehlt sich zur gemeinsamen Realisierung eines EE-Projekts zwischen Investor, Grundstückseigentümer/Unternehmen und Entwickler. Hieraus ergeben sich rein tatsächliche Vorteile, da die beteiligten Unternehmen ein gemeinsames Interesse an der Realisierung des Projekts haben, ihr Knowhow gemeinsam einbringen und die finanziellen Belastungen gemeinsam schultern können. Sofern die beteiligten Parteien eines Joint Ventures planen, nur ein gemeinsames Projekt zu realisieren, empfiehlt es sich, dass der Entwickler des Projekts die Komplementärin stellt oder die Parteien eine gemeinsame Komplementär-GmbH gründen und sich sodann beide als Kommanditisten an der Betreibergesellschaft in Form der GmbH & Co. KG beteiligen.

Sollen dagegen mehrere gemeinsame Projekte zwischen den Partnern des Joint Ventures realisiert werden, kann die Gründung einer gemeinsamen Holding-Gesellschaft (hier bietet sich eine GmbH an) sinnvoll sein, die selbst wiederum Kommanditistin der einzelnen Betreibergesellschaften wird.

Bei Joint-Venture-Strukturen sollte in aller Regel – neben dem Gesellschaftsvertrag – eine Gesellschaftervereinbarung abgeschlossen werden, in der die Grundzüge der Zusammenarbeit klargestellt werden. Mögliche Fragen, die durch eine solchen Vereinbarung beantwortet werden sollten, sind:

- Wer stellt die Liquidität?
- Wer erbringt welche Gesellschaftsbeiträge?
- Wie sieht ein möglicher Ausstieg aus der Gesellschaft aus? Ist der Aussteigende verpflichtet oder berechtigt, seine Anteile an den Joint-Venture-Gesellschaften zu verkaufen? Soll bei einem Verkauf der Anteile ein Vorkaufsrecht bestehen?

7.3 Finanzierung der Betreibergesellschaft

Die Entwicklungsphase der Projektierung wird häufig durch die Gesellschafter eigenfinanziert. Für die Finanzierung in der Planungsphase kann in der Regel auf vorhandenes Eigenkapital oder ein Gesellschafterdarlehen zurückgegriffen werden. Im Fall eines Gesellschafterdarlehens ist aber zu beachten, dass ein solches in der Regel nur dann ohne qualifizierten Rangrücktritt an die Tochtergesellschaft ausgereicht werden darf, wenn die darlehensgebende Gesellschaft mehr als 50 Prozent der Anteile an der Gesellschaft hält. Ansonsten muss der Gläubiger einen qualifizierten Rangrücktritt erklären, was bedeutet, dass eine Befriedigung der Verbindlichkeiten des Gesellschafterdarlehens erst erfolgen darf, wenn sämtlich Forderungen anderer Gläubiger befriedigt wurden. Eine Fremdfinanzierung ist grundsätzlich mit Abschluss der Projektplanung erforderlich und empfehlenswert.

Die nötige Ausstattung der Betreibergesellschaft mit der benötigten Liquidität durch die Gesellschafter im Rahmen von Joint-Venture-Strukturen sollte daher in der Gesellschaftervereinbarung geregelt werden. Zudem ist zu klären, wann und wie die Rückzahlung von Gesellschafterdarlehen zu erfolgen hat.

7.4 Projektverträge

Neben der Kooperationsvereinbarung zwischen Investor und Entwickler empfehlen sich typischerweise weitere Projektverträge zwischen den verschiedenen Beteiligten. Im Rahmen von Projektverträgen können auch Dritte, wie Netzbetreiber, als Stakeholder eingebunden werden.

7.4.1 Projektentwicklungsvertrag zwischen Betreibergesellschaft und Entwickler

Zwischen Betreibergesellschaft und Entwickler der Eigenerzeugungsanlagen ist ein Projektentwicklungsvertrag empfehlenswert. In dem Vertrag sollte der Leistungsumfang klar definiert werden. Der Projektentwicklungsvertrag sollte idealerweise alle Leistungen der Projektierung einschließlich aller nötigen Genehmigungen und der Sicherung der Eigentumsrechte umfassen (sog. Ready-To-Build-Status). Daher sollte die Übertragung der Projektrechte (wie z. B. der Pacht- oder Mietverträge) auf die Betreibergesellschaft bereits im Projektentwicklungsvertrag festgehalten werden, um auf Basis dessen später in der Realisierungsphase nicht über diese Punkte diskutieren zu müssen. In dem Projektentwicklungsvertrag sind daher alle wesentlichen Meilensteine zu regeln. An die Fertigstellung dieser Meilensteine sind in der Regel auch die Fälligkeiten der einzelnen Zahlungsraten geknüpft. Daher ist vertraglich sicherzustellen, wie die rechtliche Abnahme der einzelnen Projektrechte zu erfolgen hat.

Üblicherweise enthält ein solcher Vertrag auch eine Regelung, wenn der Projektstatus „Ready-To-Build“ beispielsweise aufgrund fehlender Genehmigungen nicht erreicht wird. In diesen Fällen ist es gängige Praxis, eine Möglichkeit zum Projektaustausch und zur

„Querverrechnung“ unter Umständen bereits gezahlter und nicht realisierter Projektschritte aufzunehmen. Gegebenenfalls ist auch zu regeln, wie Rückzahlungen einzelner Meilensteinzahlungen zu erfolgen haben, wenn eine anderweitige Realisierbarkeit nicht gegeben ist.

7.4.2 Generalunternehmervertrag

Für die Errichtung von Eigenerzeugungsanlagen empfiehlt sich der Abschluss eines Generalunternehmervertrags, mit dem die ausführende Firma die gesamte Bauausführung bis zur Fertigstellung des Projekts („schlüsselfertige“ Errichtung der Anlage) übernimmt. In dem Vertrag ist der Leistungsumfang klar zu definieren. Dabei sollte festgelegt werden, ob der Generalunternehmervertrag auch die Projektrechte (z. B. Genehmigungen, Sicherung des Projekts, Abschluss der weiteren Verträge etc.) enthält oder nicht. Zudem ist zumindest bei größeren Projekten zu empfehlen, dass der Generalunternehmer die Verantwortung bis nach der Durchführung eines erfolgreichen Probetriebs trägt und erst danach der Übergang der Anlage auf die Betreibergesellschaft erfolgt. Hierbei sollte das Augenmerk insbesondere auf die technische Abnahme gelegt werden, um am Ende der Bauarbeiten eine funktionsfähige Anlage übernehmen zu können.

7.4.3 Wartungsvertrag

Für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und auch der Leistungsfähigkeit der EE-Anlage ist es ratsam, einen Wartungsvertrag abzuschließen, sofern das eigene Unternehmen nicht über das entsprechend geschulte Personal verfügt. Hierbei ist zu unterscheiden, ob eine Einzelwartung in Auftrag gegeben werden soll oder man sich ohne konkreten Anlass für eine regelmäßige Wartung, wie bei einem Abonnement, entscheidet. Inhalt eines Wartungsvertrags sollte der genaue Umfang der Wartung (Solarmodule, Montagesystem, Kabel, Wechselrichter, Blitzschutz etc.) sein. Gewöhnlich enthalten solche Wartungsverträge auch Vereinbarungen zu kleineren Reparaturen, die bei der Wartung gleich mit durchgeführt werden. Zudem sollte eine solche Wartung bei Photovoltaikanlagen immer die Überprüfung der Leistung der Anlage beinhalten, um abgesehen von der natürlichen Degradation erkennen zu können, ob ein reparaturbedürftiger Leistungsabfall der Anlage vorliegt. Idealerweise sollten auch gewisse Reaktionszeiten für Mitteilungen über Beschädigungen und/oder größere Reparaturen der Anlage erfolgen.

7.5 Gesetzlich geregelte Modelle im Gebäudebereich

Im Folgenden werde das geförderte Mieterstrommodell nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 3, 21 Abs. 3 EEG in Verbindung mit § 42a EnWG und das Modell zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG kurz dargestellt.

7.5.1 Mieterstrom – bei Wohngebäuden

Das EEG sieht die Möglichkeit zur geförderten Vermarktung von Strom aus gebäudeabhängigen Photovoltaikanlagen vor. Hierfür muss es sich einerseits um ein Wohngebäude nach EEG handeln (mind. 40 Prozent der Fläche des Gebäudes dient dem Wohnen, s. § 21 Abs. 3 Satz 3 EEG). Der Anlagenbetreiber darf bei Wohngebäuden auch mit einem Letztverbrauch verbundenes Unternehmen sein.

Soweit daher ein Anlagenbetreiber einer auf einem solchen Wohngebäude installierten PV-Anlage den Strom entweder selbst oder einem Dritten innerhalb des Gebäudes liefert, erhält dieser die Mieterstromförderung. Das gilt auch für Lieferungen in zugehörige Nebenanlagen oder in Gebäuden oder Nebenanlagen im selben Quartier, in dem auch das Gebäude liegt, in welchem die PV-Anlage angebracht ist. Voraussetzung ist aber, dass keine Durchleitung durch ein Netz erfolgt (zu den Grenzen s. Ziffer 2.6).

Im Falle des nach EEG geförderten Mieterstroms sind die gesetzlichen Anforderungen hoch. Nach den Regelungen des § 42a EnWG ist erforderlich, dass der Lieferant die vollständige Versorgung des Letztverbrauchers mit Strom übernimmt, d.h. auch den Reststrom, der nicht über die eigenerzeugten Strommengen aus der Photovoltaikanlage abgedeckt werden kann, liefert. Bei geförderten Mieterstromlieferverträgen gelten für die Vermarktung an Letztverbraucher mit Verbrauchereigenschaft (s. § 13 BGB) zusätzliche Einschränkungen, z. B. dass der Liefervertrag bei Wohnräumen nicht Teil des Mietvertrags sein darf, der Vertrag keine längere Laufzeit als zwei Jahre haben darf oder bei Mietern von Wohnräumen der zu zahlende Strompreis auf Basis des Grund- und Arbeitspreises 90 Prozent des im jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs nicht überschreiten darf. Außerdem treffen den Lieferanten die Kennzeichnungspflichten hinsichtlich des gelieferten Stroms nach den Regelungen im EnWG (s. § 42a Abs. 5 EnWG). Schließlich muss sichergestellt werden, dass auch einzelne Mieter oder sonstige Bewohner (z. B. Wohneigentümer) im Gebäude jederzeit die Möglichkeit haben, aus der Mieterstrombelieferung auszuscheiden. Dies bedingt hohe Anforderungen an das relevante Messkonzept.

Der eigenerzeugte Strom kann außerdem ungefördert an Kunden innerhalb der Kundenanlage vermarktet werden. In diesem Fall erhält der Lieferant zwar keine Förderung nach dem EEG, jedoch entfallen bei den entsprechenden Voraussetzungen netzbezogene Umlagen und Abgaben sowie bei einer installierten Leistung der Anlage bis zu 2 MW die Stromsteuer (zur erforderlichen Erlaubnis des Hauptzollamt s. Ziffer 6.2.1). Weitere Regelungen entfallen hier insbesondere bei der Nutzung von KWK-Anlagen, denn diese Art des Vertriebs in Kundenanlagen ist bislang unreguliert. Für die Belieferung von Strom in Gebäuden mit PV-Strom eignet sich die „gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“.

7.5.2 Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung – nicht geförderter Stromverkauf aus PV-Anlagen in Kundenanlagen

Bei der „gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung“ gemäß § 42b EnWG handelt es sich um eine ungeförderte Art der Vermarktung von Photovoltaikstrom innerhalb von Gebäuden

und Kundenanlagen. Diese Regelung wurde mit dem Solarpaket I im Mai 2024 in das EnWG aufgenommen. Hier wird geregelt, wie der Strom aus PV-Anlagen innerhalb von Kundenanlagen veräußert werden kann und welche regulatorischen Voraussetzungen dafür notwendig sind. Insbesondere sind hier auch gewerbliche Abnehmer in Nichtwohngebäuden umfasst.

Im Fall einer gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung liefert der Betreiber der Gebäudestromanlage nur und ausschließlich den Strom aus der PV-Anlage („Gebäudestrom“), nicht aber den Reststrom, z. B. während Dunkelflauten, wenn der ggf. genutzte Stromspeicher leer ist. Der Lieferant ist daher im Gegensatz zum Mieterstromliefervertrag nicht verpflichtet, die umfassende Versorgung sicherzustellen. Für den Bezug des Reststroms ist der Mieter selbst verantwortlich.

Die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung ist weitreichend von Komplexitäten befreit und – ausgenommen der 15 min.-Intervallmessung – meist einfach umzusetzen. Mangels Förderung und aufgrund der Anwendung auch auf Nichtwohngebäude gewährt § 42b EnWG einige Erleichterungen von den gesetzlichen Vorgaben. Zur Gebäudeversorgung können PV-Anlagen genutzt werden, die in, an oder auf einem Gebäude oder einer Nebenanlage installiert sind und auch Strom für die Gebäudenutzer (samt Nebenanlagen) liefern können (Gebäudestromanlage im Sinne von § 3 Nr. 20b EnWG). Für diese Stromlieferung gilt:

- die Nutzung muss ohne Durchleitung durch ein Netz und in demselben Gebäude oder einer Nebenanlage dieses Gebäudes erfolgen, in, an oder auf dem oder in, an oder auf dessen Nebenanlagen die Gebäudestromanlage installiert ist,
- die Nutzung muss unmittelbar aus der Gebäudestromanlage oder nach Zwischenspeicherung in einer Energiespeicheranlage erfolgen, die in, an oder auf demselben Gebäude oder in, an oder auf einer Nebenanlage desselben Gebäudes wie die Gebäudestromanlage installiert ist,
- die Strombezugsmengen des Letztverbrauchers müssen viertelstündlich gemessen werden und
- der Letztverbraucher muss einen Gebäudestromnutzungsvertrag nach § 42b Abs. 2 EnWG mit dem Betreiber der Gebäudestromanlage geschlossen haben.

Liegen diese Voraussetzungen vor, gelten nach § 42b Abs. 4 EnWG Erleichterungen. Der Lieferant ist von den Pflichten nach § 40 EnWG vollständig befreit, was bedeutet, dass die Mindestanforderungen an Rechnungen für Gebäudestrom nicht gelten. Weder muss der Lieferant die Informationen nach § 40 Abs. 2 EnWG (umfassende Informationspflichten hinsichtlich Verbraucherrechten) in den Rechnungen gesondert ausweisen, noch müssen die Preisbestandteile gesondert ausgewiesen werden. Außerdem sind die Zwangsvorgaben zu Inhalten in Stromlieferverträgen (Vorgaben zu Leistungsbeschreibungen, gegenseitigen Pflichten, etc. nach § 41 Abs. 1 bis 4 und Abs. 6, 7 EnWG) nicht einzuhalten. Es sind damit nur die Regelungen zur einseitigen Preisanpassung in die Verträge einzubinden. Weiterhin gelten Ausnahmen von der Pflicht des Lieferanten, den Energieträgermix darzulegen (§ 42 Abs. 1 EnWG). Schließlich muss der Lieferant keine monatlichen, vierteljährlichen oder halbjährlichen Rechnungen anbieten; eine Jahresrechnung ist ausreichend.

Kooperationsformen

Eine gesetzliche Regelung führt aktuell zu Unklarheiten: Wenn mehrere Teilnehmer im Gebäude Strom aus der Gebäudestromanlage nutzen, können diese den Anteil der aus der PV-Anlage bezogenen Strom prozentual aufteilen. Das heißt, dass beispielsweise bei drei Nutzern nicht immer alle $\frac{1}{3}$ (mithin 33 Prozent) des Stroms aus der Gebäudestromanlage erhalten müssten. So könnte ein Nutzer 80 Prozent des zeitgleich von der PV-Anlage erzeugten Strom nutzen und die weiteren Nutzer je 10 Prozent. Die Zuteilung hat im Gebäudestromnutzungsvertrag zu erfolgen und ist dem Messstellen- bzw. Netzbetreiber mitzuteilen. Das Gesetz spricht von der „nach Marktkommunikation zuständigen Stelle“ als Empfänger der Meldung der prozentualen Aufteilung (§ 42b Abs. 5 Satz 5 EnWG). Hieraus wird häufig zu Unrecht abgeleitet, dass die Mitteilung selbst über die (komplexen) Systeme der Marktkommunikation erfolgen muss.

8 Aktuelle Entwicklungen in der Gesetzgebung

Ein Blick auf laufende Diskussionen zeigt mögliche Weiterentwicklung auf

Im Bereich des EEG sowie der Stromsteuer stehen derzeit Vereinfachungen und Bürokratieabbau in der Diskussion. Tendenziell sollen EE-Projekte (auch kleinere PV-Anlagen wie Steckersolargeräten) weiterhin gefördert und der Ausbau von Speichersystemen angereizt werden. Die Umsetzung von regionalen und überregionalen Projekten soll intensiviert werden. Die Bedeutung regionaler Kooperationen wurde daher von Politik und Gesetzgeber erkannt.

8.1 Zentrale Entwicklungen im Bereich des EEG

Im Hinblick auf das EEG gibt es ein aktuelles Positionspapier aus Kreisen des BMWK, zu welchem sich die gesamte Bundesregierung einheitlich positioniert hat. Darin wird bekräftigt, dass die Förderung erneuerbarer Energien mit dem Ende der Kohleverstromung auslaufen soll. Aktuell ist nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens zum Ende des Jahres 2038 vorgesehen.

Zudem sehen aktuelle Planungen der Bundesregierung die Umstellung der EEG-Förderung auf eine sog. Investitionskostenförderung vor. Gefördert werden soll damit nicht mehr der Output, also die erzeugte Strommenge einer Anlage, sondern die Leistung einer Anlage. Die aktuellen Überlegungen sind damit dahingehend zu verstehen, dass eine Einmalförderung zum Bau einer EE-Anlage erfolgen soll, unabhängig von der über den Förderzeitraum erzeugten Strommenge. Das EEG würde damit den Charakter eines Förderprogramms erhalten.

Weiterhin ist geplant, die Förderung größerer Anlagen bei negativen Preisen an der Strombörse für Neuanlagen ab dem 01. Januar 2025 ganz auszusetzen. Bisher sah das EEG eine schrittweise Absenkung der Mindeststundenanzahl, an denen der Spotmarktpreis an der Börse ununterbrochen negativ sein musste, von mindestens vier Stunden im Jahr 2023 auf mindestens eine Stunde im Jahr 2027 vor. Dies soll die Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen unterstützen und ist ein weiterer Anreiz, den erzeugten Strom nicht mehr nur noch „fördern zu lassen“, sondern diesen sinnig und flexibel einzusetzen.

Außerdem soll die Grenze, ab der verpflichtend an einer Direktvermarktung teilzunehmen ist, von 100 kW auf 25 kW installierte Leistung abgesenkt werden.

8.2 Entwicklungen im Bereich des Stromsteuerrechts

Im Bereich des Stromsteuerrechts gibt es einen Gesetzesentwurf der Bundesregierung mit Stand vom 24. Juli 2024, der am 26. September 2024 in erster Lesung im Bundestag

behandelt und an die Ausschüsse überwiesen wurde. Er sieht u.a. vor, dass Strom aus Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse zukünftig nicht mehr als Strom aus erneuerbaren Energieträgern im Sinn des StromStG gelten soll (§ 2 Nr. 7 StromStG-E). Für diese Energieträger würde also die Möglichkeit der Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG entfallen. Zudem soll der Begriff der Kundenanlage künftig entsprechend dem Begriff im EnWG legaldefiniert werden.

Weiterhin wird das Stromsteuerrecht in Bezug auf den Stromspeicher konkretisiert. In § 2 Nr. 9 StromStG-E soll klargestellt werden, dass Speicher nur Anlagen sind, die ausschließlich den Zweck der Zwischenspeicherung haben. Außerdem soll ein E-Fahrzeug nicht als Stromspeicher im Sinne des StromStG gelten. Zusätzlich wird eigenerzeugter Strom, soweit er ohne Zwischenspeicherung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG steuerfrei wäre, nach Rückumwandlung in dem Verhältnis zu der insgesamt im Veranlagungsjahr zur Zwischenspeicherung entnommenen Strommenge steuerfrei gestellt.

8.3 Ausblick - Die moderne Energiegenossenschaft

Die aktuellen Entwicklungen im Bereich regionaler Energiegemeinschaften werden durch die bereits in europäischen Nachbarländern umgesetzten Modelle gestützt. Zusätzlich beschleunigt wird der Aufbau von den Versorgungsgemeinschaften durch EU-Regelungen. Der deutsche Gesetzgeber hat einen Entwurf zur Umsetzung des sog. Energy Sharings vorgelegt, der sich aktuell noch im Gesetzgebungsprozess befindet.

8.3.1 Aktuelle Entwicklungen und Vorschläge aus der Praxis

Auf politischer Ebene werden aktuell regionale Versorgungsgemeinschaften direkt vor Ort diskutiert. Diese basieren auf Art. 22 der Renewables Energy Directive (RED II, RL (EU) 2018/2001 vom 11. Dezember 2018), welche als europäische Richtlinie bis Mitte 2021 in deutsches Recht umgesetzt hätte werden müssen, was bislang nicht geschehen ist. Gerade Überschussmengen, welche Unternehmen vor Ort erzeugen, können in solche Energiegemeinschaften eingebracht werden bzw. Unternehmen können hiervon profitieren. Dabei soll eine Versorgung in einer „Erneuerbarer-Energien-Gemeinschaft“ (neben der gesetzlich geregelten Beteiligungsmöglichkeit an EE-Erzeugungsanlagen) auch die Möglichkeit schaffen, mit einer Erzeugungsanlage naheliegende Abnehmer, wie Nachbarn, ohne große bürokratische Hindernisse mit Strom aus einer EE-Anlage zu versorgen. Damit ist ggf. auch ein wirtschaftlicher Anreiz geboten, der nicht nur zur Optimierung des Eigenverbrauchs verleitet, sondern eher vorhandene (Dach-)Flächen voll auszulasten. Dieses Konzept ist in Österreich und in der Schweiz bereits erfolgreich umgesetzt.

Nachfolgende Abbildung soll die Hintergründe besser verdeutlichen:

Abbildung 7
Beispiel der Energiegemeinschaft



Quelle: Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften,
www.energiegemeinschaften.gv.at

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (BNE) hatte hierzu einen Vorschlag für ein „Energy-Sharing-System“ gemacht. Es soll sich um einen auf Gesellschaftsebene (z. B. als GbR oder Verein) organisierten Zusammenschluss von Vor-Ort-Versorgern und Kunden handeln. Klassische Energieversorgungsunternehmen sollen grundsätzlich von den Energiegemeinschaften vor Ort ausgeschlossen sein. Eine Teilhabe an den regionalen Energiegemeinschaften soll auf maximal zehn Prozent beschränkt werden. Solche „Energy-Sharing-Systeme“ sollen auf maximal 500 Zählpunkte, die sich im Gebiet eines Netzbetreibers befinden, beschränkt werden. Eine Beteiligung an einer Energiegemeinschaft soll auf freiwilliger Basis erfolgen, setzt aber eine gewisse Mindestvertragslaufzeit voraus, um entstehende Kosten amortisieren zu können. Hierbei soll es nach ersten Plänen keinen Anspruch auf Ausschließlichkeit geben, d.h. es sind auch mehrere sich überschneidende Versorger vor Ort möglich. Nach dem Verbandsentwurf sollen vereinfachte Lieferantenpflichten gelten. Zu diesem Zweck sollen z. B. die Stromkennzeichnungspflichten oder die Pflicht zur Darstellung der Berechnungsfaktoren für die lokalen Versorger im Rahmen dieser „Energy-Sharing-Systeme“ nicht gelten. Es sollen Bilanzierungsmengen möglichst in relevantem Umfang durch die Vor-Ort-Versorgungsgemeinschaft bereitgestellt werden. Als Vorschlag ist im Diskussionsansatz eine Reduzierung der Netzentgelte um 25 Prozent vorgesehen, um einen weiteren Anreiz zur Teilnahme an solchen Gemeinschaften zu bieten. Eine EEG-Förderung soll für den vor Ort verbrauchten Strom nicht erfolgen, nur für den eingespeisten und nicht in der Gemeinschaft genutzten Überschussstrom. Allerdings soll für den Vor-

Ort erzeugten und verbrauchten Strom die Ausstellung von Herkunftsnachweisen erleichtert werden.

In Österreich und in der Schweiz sind die „Energy-Sharing-Modelle“ bereits umgesetzt. Hierbei wird insbesondere die Abrechnung von Netzentgelten und Netzzumlagen durch den Netzbetreiber selbst umgesetzt. Zudem gibt es für den Endanwender einfache Software-Lösungen, welche Energiemengen jeweils zuordnen, korrekt und energiewirtschaftlich (bilanziell) erfassen und auch gegenseitig abrechenbar machen.

8.3.2 Entwurf des § 42c EnWG vom 27. August 2024

Am 27. August 2024 hat die Bundesregierung einen Entwurf eines neuen § 42c EnWG veröffentlicht¹¹, welcher die Umsetzung des Energy Sharing vorsieht. Die Regelung sieht Folgendes vor: Umfasst sind (nur) EE-Anlagen samt EE-Energiespeicher, die

- nicht von „professionellen“ Energieversorgern betrieben werden und
- sich in einem Netzgebiet mit Abnehmern befindet, die eine vertragliche Vereinbarung geschlossen haben und alle relevanten Energiemengen in 15-Min. Intervallen gemessen sind.

Beteiligt werden dürfen nur Verbraucher (also Privatpersonen) und Kleinst- oder kleine Unternehmen nach den Grundsätzen zur Ermittlung von kleinen und mittelständischen Unternehmen der EU. Die Energiemengenbilanzierung und Abrechnung kann durch einen Dritten, den sog. Organisator erfolgen.

Strom, der nicht aus dem Energy Sharing kommt, soll durch einen „Ergänzungsstromlieferanten“ geliefert werden, der auch Netzentgelt, Umlagen und Abgaben für alle Energiemengen abzuführen hat (§ 42c Abs. 6 EnWG-E). Dieser Vorschlag stößt aktuell auf Widerstand in der Praxis, denn das Zahlungsausfallrisiko wird als immens betrachtet, was bei geringen Liefermengen des Ergänzungslieferanten nicht durch Risikoaufschläge aufgefangen werden kann.

Schließlich sollen nur Betreiber kleiner Anlagen im Energy Sharing von den umfassenden Meldepflichten als Energieversorgungsunternehmen nach EnWG ausgenommen werden (§ 42c Abs. 7 EnWG-E). Anlagenzusammenfassungen über 100 kW in derartigen Gemeinschaften sollen zu einer umfassenden Meldepflicht der einzelnen Beteiligten führen, u. a. zur Darstellung der finanziellen Belastbarkeit der Lieferanten.

Die Vorgaben sollen frühestens ab 01. Juni 2026 durch die Netzbetreiber umgesetzt werden können, wenn das Energy Sharing ausschließlich in deren Netzgebiet stattfindet. Ab 01. Juni 2028 soll dann die Nutzung eines angrenzenden Netzgebiets möglich sein. Bis

¹¹ Abrufbar unter: www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/20240828-aenderung-energiewirtschaftsrecht-endkundenmaerkte.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (zuletzt abgerufen am 11.10.2024).

dahin ist zumindest auch die Nutzung von Energy Sharing über die Grenzen hinweg (z. B. mit Österreich) nicht möglich.

In der Renewables Energy Directive (RED III, vom 18. Oktober 2023, RL 2023/2413/EU) wird die Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft durch weiteren Abbau von Bürokratie-Vorschriften gefördert und gefordert.

Glossar

10-H-Regelung	Die 10-H-Regelung ist eine Mindestabstandregelung für Windkraftanlagen zu Siedlungen in Bayern. Diese bedeutete im Wesentlichen, dass Windkraftanlagen im Außenbereich nach BauGB mindestens das zehnfache der Gesamthöhe von Wohnbebauung aufweisen. Die Regelung wurde im November 2022 weiterentwickelt und lässt nun in Ausnahmefällen auch eine nähere Errichtung von Windkraftanlagen zu.
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) – Stand 22.12.2023
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht; Diese Bundeseinrichtung ist für die Überwachung von Kreditanstalten zuständig. Wenn Geschäfte den Charakter eines Kreditgeschäfts annehmen, können diese unter die Aufsicht der BaFin fallen. Dies ist im Kreditwesengesetz (KWG) geregelt.
BauGB	Baugesetzbuch (BauGB) mit Stand 20. Dezember 2023
BauNVO	Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung - BauNVO) Stand 03.07.2023
BayBO	Bayrische Bauordnung in der Fassung vom 23.07.2024
BayKlimaG	Bayrisches Klimaschutzgesetz vom 23.11.2020, Stand 23.12.2022
BFH	Bundesfinanzhof; Das höchste deutsche Gericht für Steuer- und Zollsachen mit Sitz in München.
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG) – Stand 03.07.2024
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNE	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., Interessenverband auf Bundesebene mit Sitz in Berlin, www.bne-online.de
BNetzA	Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – Regulierungsbehörde auf Bundesebene
CfD	Contract für Difference; Differenzkontrakt zur Finanzierung oder zum Hedging (auch für Energie)
EE-Anlagen	Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023) – falls nicht anders vermerkt, handelt es sich hierbei um das EEG mit Stand 30.09.2024

Glossar

EnFG	Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen (Energiefinanzierungsgesetz - EnFG) – Stand 08.05.2024
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) – falls nicht anders vermerkt, handelt es sich hierbei um das EnWG mit Stand 15.07.2024
EnWG-E	Entwurf einer Änderung des EnWG – Stand 30.09.2024
EU / EG	Europäische Union / Europäische Gemeinschaft
GasGVV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Gas aus dem Niederdrucknetz (Gasgrundversorgungsverordnung - GasGVV) -Stand 14.06.2024
GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV) – Stand 27.07.2021
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) – Stand 22.12.2023
GWh	Maßeinheit von (elektrischer) Arbeit, „Gigawattstunden“, damit eine Milliarde Wattstunden, eine Millionen Kilowattstunden
HKN	Herkunftsnachweise; Diese werden in Deutschland für ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeiste Strommengen ausgestellt, soweit diese Anlagen nicht gesetzlich gefördert werden. Herkunftsnachweise werden dann durch die Energieversorger bei der Belieferung von Letztverbrauchern „entwertet“ und im Rahmen des Strommixes des Letztverbrauchers (auch individuell) ausgewiesen.
KAV	Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV) – Stand 01.11.2006
kV	Maßeinheit für elektrische Spannung, „Kilovolt“, eintausend Volt
KVBG	Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG) – Stand 22.12.2023
kW	Maßeinheit von (elektrischer) Leistung, „Kilowatt“, damit eintausend Watt
kWh	Maßeinheit von (elektrischer) Arbeit, „Kilowattstunden“, damit eintausend Wattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung; KWK beschreibt eine Technologie, welche durch Verwendung eines Primärenergieträgers (bspw. Gas) die Umwandlung der Energie in elektrische Energie („Kraft“) und Nutzwärme („Wärme“) ein einem gemeinsamen Prozess ermöglicht. Dieser Prozess ist damit energetisch effizienter als die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme durch die jeweiligen Primärenergieträger.

Glossar

KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2023) – falls nicht anders vermerkt, handelt es sich hierbei um das KWKG mit Stand 20.12.2022
kW _p	Kilowatt Peak – Angabe der maximalen elektrischen Leistung, welche insbesondere PV-Anlagen, bzw. PV-Module in der Lage sind, zu generieren, in der Einheit „kW“, mithin Kilowatt.
MsbG	Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG) -Stand 08.05.2024
MW	Maßeinheit von (elektrischer) Leistung, „Megawatt“, damit eine Millionen Watt, bzw. eintausend Kilowatt
MWh	Maßeinheit von (elektrischer) Arbeit, „Megawattstunden“, damit eine Millionen Wattstunden, eintausend Kilowattstunden
PPA	Power Purchase Agreements; Es handelt sich um ein eine Variante des Stromlieferungsvertrages, welcher den Direktverkauf von Energiemengen aus Stromerzeugungsanlagen regelt. Energiemengen aus PPA-Verträgen können auch in die Lieferverträge von Letztverbrauchern eingebunden werden, indem diese Mengen „beigestellt“ sind.
PV	Photovoltaik - direkte Umwandlung von Lichtenergie, meist aus Sonnenlicht, mittels Solarzellen in elektrische Energie.
StromGVV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung - StromGVV) – Stand 14.06.2024
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) – Stand 22.12.2023
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) – Stand 22.12.2023
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV) – Stand 22.12.2023
vPPA	Virtueller PPA; Eine oben beschrieben Variante des PPA, wobei es hier nicht auf die tatsächliche Stromlieferung aus den Erzeugungsanlagen oder deren Abnahme durch den Letztverbraucher ankommt.
WindBG	Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen für Windenergieanlagen an Land (Windenergieflächenbedarfsgesetz - WindBG) – Stand 08.05.2024

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Vertragsgeflecht zwischen den Marktteilnehmern (stark vereinfacht)
Abbildung 2	Strompreise für die Industrie
Abbildung 3	Stromgestehungskosten
Abbildung 4	Ermittlung der Marktprämie auf Basis des Jahresmarktwerts
Abbildung 5	Erzeugungs- und Vermarktungsstruktur Sleeved PPA
Abbildung 6	Beispiel für die Ausgestaltung von virtuellen PPA
Abbildung 7	Beispiel der Energiegemeinschaft

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Markus Fisch

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
markus.fisch@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw
Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw Dezember 2024

Weiterer Beteiligter

Hans Koppenwallner, Senior
Associate und
Michael Hill, Geschäftsführender
Partner
ensight PartG mbB, München

Telefon: 089-416 17 24 70
E-Mail: info@ensight.de