



Endbericht

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Teilvorhaben BesAR/EV/PPA

Erstellt durch:

Prognos AG
Goethestr. 85, 10623 Berlin
030 / 52 00 59 – 200

Marcus Koepp (Projektleitung)
Karsten Weinert

marcus.koepp@prognos.com
karsten.weinert@prognos.com

Aecoute° PartGmbH
Zimmerstr. 79-80, 10117 Berlin
030 / 991 91 21 12

Dr. Heidrun Schalle, M. Jur.

h.schalle@aecoute.de

Guidehouse Germany GmbH
Albrechtstr. 10c, 10117 Berlin
030 / 70 01 09 666

Dr. Malte Gephart
Andrea Dertinger

malte.gephart@guidehouse.com
adertinger@guidehouse.com

November 2023

Inhaltsverzeichnis

1.	ZUSAMMENFASSUNG	8
2.	EINLEITUNG / EINFÜHRUNG.....	14
3.	BESONDERE AUSGLEICHSREGELUNG	15
3.1.	Charakterisierung der Besonderen Ausgleichsregelung	15
3.1.1.	Ziele der Besonderen Ausgleichsregelung.....	15
3.1.2.	Neuregelungen in der BesAR durch das EEG 2017	15
3.2.	Theoriebasierte Wirkungsanalyse der BesAR	29
3.3.	Datenerhebung und -auswertung.....	31
3.3.1.	Datenlieferungen des BAFA	31
3.3.2.	Daten der Übertragungsnetzbetreiber und Mittelfristprognosen.....	32
3.3.3.	Sekundärdatenquellen	33
3.4.	Rückblickende Ergebnisse 2019 bis 2022.....	34
3.4.1.	Entwicklungen bei den Zugangsvoraussetzungen	34
3.4.2.	Inanspruchnahme der BesAR	41
3.4.3.	Folgewirkungen der BesAR bei den Antragstellern.....	60
3.4.4.	Übergeordnete Auswirkungen der BesAR.....	69
3.5.	EEG 2023 und EnFG	79
3.5.1.	Wesentliche Inhalte von EEG 2023 und EnFG.....	79
3.5.2.	Auswirkungen der KUEBLL.....	83
3.5.3.	Ex-ante-Abschätzung der Kosten der Neuregelungen	84
3.5.4.	Analyse der Zugangsvoraussetzungen nach § 30 Nummer 3 EnFG	88
4.	EIGENVERSORGUNG	91
4.1.	Auswirkungen der Eigenverbrauchsregelungen im EEG 2017/2021.....	91
4.1.1.	Rechtslage zur Eigenversorgung nach dem EEG 2017.....	91
4.1.2.	Modelle der Eigenversorgung.....	96
4.1.3.	Strommengen in der Eigenversorgung	96
4.2.	Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung.....	113
4.2.1.	Einleitung.....	113
4.2.2.	Kosten und Potenziale für Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien, insbesondere in der Industrie.....	114
4.2.3.	Industrielle Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien	118
4.2.4.	Rahmenbedingungen für die industrielle Eigenversorgung mit fossilen Energieträgern.....	119
4.2.5.	Typologischer Ansatz für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen	124
4.2.6.	Eingangsdaten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung	127
4.2.7.	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen	134
4.2.8.	Fazit zur Wirtschaftlichkeit der industriellen Eigenversorgung.....	136

4.3.	Auswirkungen der Privilegierung des Letztverbrauchs für die Eigenversorgung auf die Umlageeinnahme, die Differenzkosten und die nichtbegünstigten Verbraucher	137
4.3.1.	Ermittlung der Beiträge der gängigen Eigenversorgungsmodelle im Sektor GHD und Industrie zu Steuern, Abgaben und Umlagen, insbesondere der EEG-Umlage, sowie den Netzentgelten.....	137
4.3.2.	Darstellung der Auswirkungen der Privilegierung auf die Kosten der nicht begünstigten Verbraucher	141
4.4.	Entwicklungsperspektiven der BesAR, Eigenversorgung und PPA zur Standortsicherung stromkostenintensiver Unternehmen in Deutschland	150
5.	PPA UND MARKTGETRIEBENER AUSBAU	152
5.1.	Marktüberblick über PPA in Deutschland und konzeptionelle Unterscheidung verschiedener PPA-Konstrukte	152
5.1.1.	Marktüberblick: Status von PPAs in Deutschland.....	153
5.1.2.	Konzeptionelle Kategorisierung von PPAs.....	155
5.1.3.	PPA-Vertragsdimensionen	159
5.2.	Überblick über zentrale Hürden für den PPA-Markt in Deutschland.....	162
5.3.	Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für PPAs	164
5.3.1.	Im Detail geprüfte Vorschläge	164
5.3.2.	Weitere Vorschläge	172
5.4.	Prüfung der Wirtschaftlichkeit von ausgewählten Fallkonstellationen (Cashflow-Modellierung)	174
5.4.1.	Methodik und Annahmen.....	174
5.4.2.	Beispielhafte Ergebnisse.....	177
5.4.3.	Zusammenfassung der Kernaussagen.....	189
6.	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	191
6.1.	EEG spezifisch	191
6.2.	Allgemein.....	191
6.2.1.	Empfehlungen zur BesAR im EnFG.....	191
6.2.2.	Empfehlungen zur Eigenversorgung.....	196
6.2.3.	Empfehlungen zu PPA.....	196
7.	LITERATURVERZEICHNIS	198

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Wirkmodell Besondere Ausgleichsregel.....	30
Abbildung 3-2:	Handels- und Stromkostenintensitäten der Branchen im Anhang 4 EEG 2021.....	36
Abbildung 3-3:	Änderungen der Durchschnittstrompreise.....	39
Abbildung 3-4:	Umsatzänderungen 2019/20 im Verarbeitenden Gewerbe (2-Steller- Ebene) und Änderungen der priv. Strommenge 2021/22 in Prozent	49
Abbildung 3-5:	Anzahl Unternehmen mit EMAS oder ISO 50001, in Deutschland insgesamt und in der BesAR.....	68
Abbildung 3-6:	Indizierte Produktionsentwicklung in den energieintensiven Industrie- zweigen (2015=100)	72
Abbildung 3-7:	Güterstruktur 2020 im deutschen SGV auf Basis der Verkehrsleistung.....	77
Abbildung 4-1:	Regionale Netzentgelte für Industriekunden bei Strom und Gas	121
Abbildung 5-1:	PPA-Abschlüsse in Deutschland (kumulatives Vertragsvolumen 1/2016- 3/2023 in GW)	153
Abbildung 5-2:	Konzeptionelle Abbildung möglicher PPA-Verträge.....	156
Abbildung 5-3:	PPA-Preisbildung	160
Abbildung 5-4:	Erneuerbare Energien Marktwertprognosen (Prognos, Hoch- und Tief- preisszenario).....	176
Abbildung 5-5:	Exemplarisches Ergebnis: Heatmap.....	178
Abbildung 5-6:	Exemplarisches Ergebnis: Tornadodiagramm	179
Abbildung 5-7:	Heatmap Solar PV (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario	180
Abbildung 5-8:	Heatmap Solar PV (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Tiefpreisszenario.....	181
Abbildung 5-9:	Heatmap Solar PV (Start 2025, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario	182
Abbildung 5-10:	Heatmap Solar PV (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Mittlerer/schlechter Standort, Hochpreisszenario.....	183
Abbildung 5-11:	Tornadochart Solar PV (Start: 2024, 10-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario	183
Abbildung 5-12:	Heatmap Wind an Land (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario	185

Abbildung 5-13: Heatmap Wind an Land (Start 2025, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario	186
Abbildung 5-14: Heatmap Wind an Land (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Mittlerer/schlechter Standort, Hochpreisszenario	187
Abbildung 5-15: Heatmap Wind an Land (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Tiefpreisszenario.....	188
Abbildung 5-16: Tornadochart Wind an Land (Start: 2024, 10-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario.....	188

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Datenbereitstellungen durch das BAFA	32
Tabelle 3-2: Ausgewertete Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber.....	33
Tabelle 3-3: Herangezogene Datenquellen mit teilweise oder indirektem Bezug zur BesAR.....	33
Tabelle 3-4: Charakterisierung der nach EEG 2021 antragsberechtigten Branchen.....	35
Tabelle 3-5: Entwicklung der Verkehrsleistung im Schienenpersonenverkehr nach Verkehrsarten in Mrd. Personenkilometern.....	37
Tabelle 3-6: Entwicklung der Verkehrsleistung im Schienengüterverkehr in Mrd. Tonnenkilometern	38
Tabelle 3-7: Entwicklung des Stromverbrauchs der Schienenbahnen in TWh.....	38
Tabelle 3-8: Anträge nach Bewilligungsstatus in der Besonderen Ausgleichsregelung für die Begrenzungsjahre 2019 bis 2022.....	43
Tabelle 3-9: Privilegierte Strommenge nach Begrenzungstatbeständen in der Besonderen Ausgleichsregelung für die Jahre 2019 bis 2022	44
Tabelle 3-10: Anzahl der begünstigten Unternehmen nach dominierendem Marktsegment 2010 - 2022.....	45
Tabelle 3-11: Privilegierte Strommengen 2013 – 2021 in TWh/a.....	46
Tabelle 3-12: Gesamtstromverbrauch und privilegierte Strommenge in der Besonderen Ausgleichsregelung nach Wirtschaftsabteilungen für die Jahre 2019 bis 2022.....	47
Tabelle 3-13: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2018.....	50
Tabelle 3-14: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2019.....	50
Tabelle 3-15: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2020.....	51

Tabelle 3-16: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2021.....	56
Tabelle 3-17: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2022.....	58
Tabelle 3-18: Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung 2019 bis 2023 gemäß Antragsdaten.....	61
Tabelle 3-19: Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung 2019 bis 2021 gemäß Jahresabrechnungen.....	62
Tabelle 3-20: Finanzielle Entlastung der begünstigten Unternehmen des Produzierenden Gewerbes durch die Besonderen Ausgleichsregelung auf Basis der beantragten privilegierten Strommenge.....	63
Tabelle 3-21: Komponentenerlegung der Änderung der EEG-Kosten bei den privilegierten Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregelung.....	64
Tabelle 3-22: EEG-Kosten der Schienenbahnen durch BesAR 2014-2022.....	65
Tabelle 3-23: Preisentwicklung im Personenverkehr.....	67
Tabelle 3-24: Preisentwicklung im Güterverkehr.....	67
Tabelle 3-25: Umwelt- und Energiemanagementsysteme der Antragstellenden.....	68
Tabelle 3-26: Umsetzungshäufigkeit Energieeffizienzmaßnahmen bei Unternehmen mit bzw. ohne Energiemanagement-System (EMS) (Mehrfachnennung möglich).....	69
Tabelle 3-27: Einzelmaßnahmen im Rahmen von Umwelt- und Energiemanagementsystemen.....	69
Tabelle 3-28: Entwicklung der Strompreise für Industriekunden im Abnahmefall IE im Zeitraum 2019 bis 2022 bei unterschiedlicher Belastung mit der EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzzumlage.....	71
Tabelle 3-29: Entwicklung der Verkehrsleistung im Personenverkehr nach Verkehrsarten in Mrd. Personenkilometer.....	73
Tabelle 3-30: Entwicklung der Gesamtverkehrsleistung im Güterverkehr in Mrd. Tonnenkilometern.....	73
Tabelle 3-31: Mehrbelastung der Letztverbraucher durch die Besondere Ausgleichsregelung im Produzierenden Gewerbe 2019 bis 2023.....	79
Tabelle 3-32: Vergleich zwischen Anhang 4 EEG 2021 und KUEBLL Annex 1.....	84
Tabelle 3-33: Charakterisierung der nach Anlage 2 EnFG antragsberechtigten Branchen.....	85
Tabelle 3-34: Annahmen zur ex-ante Abschätzung der BesAR nach EnFG.....	86
Tabelle 3-35: Berechnungsergebnisse für die ex-ante Abschätzung der BesAR nach EnFG.....	87

Tabelle 3-36: Mehrbelastung der nicht-priv. Letztverbraucher durch die BesAR im Prod. Gewerbe nach EnFG	87
Tabelle 4-1: Ergebnisse der Mittelfristprognosen zur Eigenversorgung	98
Tabelle 4-2: Strommengen in der Eigenversorgung 2014-2021	99
Tabelle 4-3: Erzeugung von EE-Strom und Eigenversorgung 2017-2022.....	101
Tabelle 4-4: Anzahl der Betriebe mit Stromerzeugungsanlagen und Leistung der Anlagen im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe 2010-2021	103
Tabelle 4-5: Nettostromerzeugung im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe nach Branchen 2017-2021.....	104
Tabelle 4-6: Nettostromerzeugung im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe nach gekoppelter/ungekoppelter Erzeugung 2010-2021.....	105
Tabelle 4-7: Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung im Bergbau und Verarb. Gewerbe 2017-2021.....	106
Tabelle 4-8: Nettostromerzeugung im Bergbau und Verarb. Gewerbe nach Brennstoffen 2017-2021.....	107
Tabelle 4-9: Umfang der KWK-Nettostromerzeugung und Anteile an der Gesamterzeugung nach Brennstoffen im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe 2017-2021.....	107
Tabelle 4-10: Ungekoppelte Stromerzeugung im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe 2017-2020.....	108
Tabelle 4-11: KWK-Eigenversorgung 2008-2012.....	109
Tabelle 4-12: KWK-Eigenversorgung 2017-2021 nach Daten des Öko-Instituts 2021.....	110
Tabelle 4-13: KWK-Stromerzeugung im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe 2017-2021.....	111
Tabelle 4-14: Mittlerer Flächenbedarf für die Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien	115
Tabelle 4-15: Flächenbedarf zur Erreichung verschiedener Eigenversorgungsanteile mit Strom aus erneuerbaren Energien, Berechnungen für 2021	116
Tabelle 4-16: Stromgestehungskosten für die Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien	116
Tabelle 4-17: Industriestrompreise zum 01.04.2021 und 01.04.2022 sowie mögliche Entlastungen.....	118
Tabelle 4-18: Entwicklung der netzseitigen Umlagen/Abgaben für den Strombezug in Cent/kWh.....	120

Tabelle 4-19: Mittlere Netzentgelte Strom und Gas für Industriekunden.....	120
Tabelle 4-20: Technische und wirtschaftliche Parameter industrieller KWK-Anlagen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	125
Tabelle 4-21: Im typologischen Ansatz verwendete Betriebsgrößen.....	126
Tabelle 4-22: Typologischer Ansatz für die Untersuchung der industriellen KWK.....	126
Tabelle 4-23: Preisentwicklung für Strom und Erdgas im Großhandel in realen Preisen (Preisbasis 2021).....	128
Tabelle 4-24: Kosteneinflussfaktoren EEG-Umlage und CO ₂ -Preis für ETS und BEHG in realen Preisen (Preisbasis 2021).....	130
Tabelle 4-25: Endkundenpreise Strom/ Erdgas für industrielle Verbraucher in realen Preisen (Preisbasis 2021).....	132
Tabelle 4-26: Zuschläge nach dem KWKG 2016/ KWKG 2023 für die Anlage BHKW A aus dem typologischen Ansatz.....	133
Tabelle 4-27: Wirtschaftlichkeit der industriellen KWK, Inbetriebnahme 2019/2023.....	135
Tabelle 4-28: Mit der (anteiligen) EEG-Umlage belastete Strommengen der Eigenversorgung und daraus resultierende Zahlungen.....	138
Tabelle 4-29: Eigenversorgung und in den Berechnungen zur EEG-Umlage angesetzter Eigenverbrauch 2017-2022.....	143
Tabelle 4-30: Abschätzung des maximalen Effekts der Eigenversorgung auf die EEG-Umlage 2017-2022.....	145
Tabelle 4-31: Abschätzung eines theoretischen Effekts der Eigenversorgung auf die KWKG-Umlage 2017-2022.....	147
Tabelle 4-32: Abschätzung eines theoretischen Effekts der Eigenversorgung auf die Offshore-Netzumlage 2019-2022.....	148
Tabelle 4-33: Abschätzung eines theoretischen Effekts der Eigenversorgung auf die Einnahmen aus der Stromsteuer 2017-2021.....	149
Tabelle 6-1: Ausgewählte Spaltenköpfe der erhobenen Daten bei der Online-Energieauditerklärung.....	193
Tabelle 6-2: Maßnahmenbereiche und -unterkategorien bei der Online-Energieauditerklärung.....	194

1. Zusammenfassung

Dieser Bericht untersucht die Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) und der Eigenversorgung (EV) im deutschen Strommarkt. Außerdem werden Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt und der entstehende Markt für Power Purchase Agreements (PPA) beleuchtet.

Besondere Ausgleichsregelung

Die vorliegende Untersuchung umfasst den Zeitraum 2019 bis 2023 und somit mehrere EEG-Fassungen sowie das seit 01.01.2023 geltende Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen (Energiefinanzierungsgesetz – EnFG). Die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) und Eigenversorgungstatbestände im EEG wurden durch die Novelle des EEG 2017 zum EEG 2021 und die Novelle des EEG 2021 zum EEG 2023 wie auch durch Anpassungen im Zuge von Artikelgesetzen z. B. zur Umsetzung beihilferechtlicher Maßgaben der EU-Kommission verändert und im Spannungsfeld zwischen Bestandsschutz, wettbewerbsfähigen Strompreisen für stromintensive Unternehmen und der Vermeidung von Überförderung mehrfach angepasst.

So trug die Einbeziehung der nicht umlagepflichtigen eigenerzeugten Strommengen in die Besondere Ausgleichsregelung (§ 64 Abs. 5a EEG 2017 und EEG 2021) dazu bei, dass auch Unternehmen mit Eigenerzeugungsanlagen Zugang zur Begrenzung der EEG-Umlage durch die BesAR erhielten. Dies ermöglichte eine Begrenzung der EEG-Umlage, wenn aufgrund des Ersatzes oder der Modernisierung einer Stromerzeugungsanlage erstmals EEG-Umlage zu zahlen war.

Die Betrachtungen der Antrags- und Bewilligungspraxis zur Besonderen Ausgleichsregelung zeigen, dass deren Zugangsvoraussetzungen in der Praxis während der Geltungsdauer des EEG 2017 und EEG 2021 bekannter und der Umgang mit ihnen gängiger geworden sind. Im Betrachtungszeitraum wurde das Kriterium Stromkostenintensität (SKI) leicht angepasst. Die SKI-Schwelle wurde kohärent zur Verringerung der EEG-Umlagehöhe sowie zu den Effizienzanstrengungen angepasst. Um die Auswirkungen der Corona-Krise zu mildern, konnten die Geschäftsjahre, die bei der Berechnung der Stromkostenintensität eingehen, flexibler ausgewählt werden.

In den Jahren 2019 bis 2022 wurden zwischen 2.076 und 2.205 Unternehmen jährlich eine Privilegierung nach der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) bewilligt. Die privilegierte Strommenge lag in den Jahren 2019 bis 2022 zwischen 111 und 117 Terawattstunden (TWh¹). Der Anteil des Fahrstroms von Schienenbahnen lag zwischen 10,5 und 11 %. Die übrige und deutlich überwiegende privilegierte Strommenge fiel in Unternehmen des Produzierenden Gewerbes an. Landstromanlagen und E-Busse spielten im Betrachtungszeitraum eine marginale Rolle (etwa 0,05 %).

Die Branchen mit den größten Stromverbräuchen in der BesAR waren die Metallherstellung und -bearbeitung sowie die chemische Industrie. Diese beiden Branchen stellten im Durchschnitt mit ca. 55 TWh in etwa die Hälfte der privilegierten Strommenge. Der privilegierte Stromverbrauch der

¹ Eine Terawattstunde (TWh) entspricht einer Milliarde Kilowattstunden (kWh).

Metallerzeugungsbranche reduzierte sich im Zeitraum 2019 bis 2022 um knapp 9 % von 30,8 TWh auf 27,2 TWh. Auch die Zahl der Betriebe in dieser Branche in Deutschland insgesamt entwickelte sich in diesem Zeitraum rückläufig.

Das Jahr 2020 wurde überschattet durch die Corona-Pandemie. Einige Branchen insbesondere im Verarbeitenden Gewerbe hatten mit Kurzarbeit, Lieferengpässen und Umsatzeinbrüchen zu kämpfen. Die Krise zeigte sich in den Daten zur BesAR in einer Differenz zwischen den privilegierten, d. h. im Vorjahr angemeldeten, und den etwa 5 % niedrigeren Ist-Strommengen im Jahr 2020, die mit den Übertragungsnetzbetreibern abgerechnet wurden. In den übrigen Jahren des Betrachtungszeitraums liegt diese Abweichung in der Größenordnung von +/-1 %. Nachlaufend sind geringere Antragsmengen insbesondere in den Wirtschaftszweigen zu beobachten, die in den Corona-Jahren mit Umsatzverlusten bzw. geringen Umsatzzuwächsen zu kämpfen hatten. Ausnahmen bildeten die Branchen *08 Gewinnung von Steinen und Erden*, *10 Nahrungs- und Futtermittel*, *16 Holzwaren*, *18 Herstellung von Druckerzeugnissen* und *26 Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten*.

Finanzielle Entlastung durch die BesAR

Die finanzielle Entlastung der privilegierten Unternehmen des Produzierenden Gewerbes betrug in den Jahren 2019 bis 2021 jeweils mehr als 5 Mrd. Euro. Aufgrund des vergleichsweise hohen Regelsatzes erfolgte die größte Entlastung bei der EEG-Umlage. Der Anteil der BesAR an den Umlagesätzen lag bei allen Umlagen etwa bei 20 %. Im Begrenzungsjahr 2022 war die finanzielle Entlastung deutlich geringer, teils aufgrund des niedrigeren EEG-Regelsatzes, teils aufgrund der Absenkung der EEG-Umlage auf null zur Jahresmitte 2022.

Zum 01.01.2023 trat das EnFG als neues Gesetz in Kraft. Hierin wurden u. a. die Zugangsvoraussetzungen zur Besonderen Ausgleichsregelung an die neuen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen der EU angepasst. Die Zahl der regulär antragsberechtigten Wirtschaftszweige reduzierte sich von 225 auf 116. Gleichzeitig wurde die individuelle Nachweispflicht der Stromkostenintensität grundsätzlich abgeschafft und somit das Antragsverfahren erleichtert.

Im Antragsjahr 2023, in dem die Zugangsvoraussetzungen erstmals gemäß EnFG Anwendung finden, wird die finanzielle Entlastung der privilegierten Unternehmen des Produzierenden Gewerbes bei der KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage auf 740 bis 760 Mio. Euro für 2024 geschätzt. Aufgrund angenommener steigender wälzbarer Kosten könnte perspektivisch bis zum Jahr 2030 eine Verdopplung dieser finanziellen Entlastung eintreten.

Eine Voraussetzung für den Zugang zur BesAR im Produzierenden Gewerbe ist ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagement-System bzw. bei Unternehmen mit geringem Energieverbrauch der Nachweis eines Energieaudits. Hierdurch wird die Sichtbarkeit von Maßnahmen zur Energieeinsparung und zur Steigerung der Energieeffizienz erhöht. Die Antragsteller gaben auf freiwilliger Basis an, durchschnittlich zwei Maßnahmen pro Jahr umzusetzen. Jede Maßnahme sparte im Durchschnitt 500 MWh Energie pro Jahr ein.

Eigenstromerzeugung zur Eigenversorgung

Bei der Eigenstromversorgung zeigt sich ebenfalls, dass sich die Tatbestandsvoraussetzungen während der Geltung der EEG 2017 und EEG 2021 in der Praxis mehr und mehr gefestigt haben. Auslegungen von bis zum EEG 2012 und EEG 2014 in Diskussion befindlichen Tatbestandsvoraussetzungen durch die Gerichte wie auch Auslegungshinweise der Bundesnetzagentur trugen zur Rechtsklarheit bei. Ein umstrittenes Thema blieb die anteilige Pacht an Kraftwerksanteilen („Scheibenpacht“). Hier gab es zunächst durch die Einführung eines gesetzlichen Leistungsverweigerungsrechts für das Elektrizitätsversorgungsunternehmen in § 104 Abs. 4 EEG im Jahr 2017 und die Aufnahme einer Vergleichsmöglichkeit in das EEG 2021 weitere rechtliche Entwicklungen, um dieses Thema für die Marktakteure aber auch die EEG-umlagebelasteten Stromletzverbraucher akzeptabel zu lösen. Durch den Wegfall der EEG-Umlage zum 01.01.2023 erübrigte sich die Regelung, sie wurde mit der EEG Novelle 2023 aufgehoben.

Die Eigenversorgung wurde bereits durch das EEG 2014 grundsätzlich der Lieferung von Strom gleichgestellt und mit der EEG-Umlage belastet. Für neu errichtete Anlagen war bis Ende 2022 eine EEG-Umlagereduzierung nur noch in eng begrenzten Ausnahmefällen, insbesondere bei der Erzeugung mit Erneuerbare-Energien-Anlagen oder hocheffizienten KWK-Anlagen, möglich. In der Folge wurden auch in den Jahren 2017 bis 2022 unter dem EEG 2017 und EEG 2021 neue Eigenversorgungsmodelle weit überwiegend mit Erneuerbare-Energien-Anlagen oder hocheffizienten KWK-Anlagen, die gekoppelt Strom und Wärme erzeugen, umgesetzt.

Unverändert blieb bis Ende 2022 der Bestandschutz bei Anlagen im Sinne der §§ 61e und 61 f EEG 2017, hier galt weiterhin eine vollständige EEG-Umlagebefreiung. Diese Bestandsanlagen haben immer noch eine hohe Mengenrelevanz. Der Großteil der Eigenversorgung, die nach einer Bottom-up-Analyse insgesamt mit rund 52 TWh im Jahr 2017 und 51 TWh im Jahr 2021 annähernd konstant blieb, findet auch heute noch in industriellen Anlagen statt, die bereits vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb waren. Zu den Bestandsanlagen gehören, neben den dominierenden industriellen KWK-Anlagen auch reine Kondensationskraftwerke und weitere KWK-Anlagen, die Strom im Kondensationsbetrieb ohne Wärmeauskopplung erzeugen können.

Außerhalb dieser vom Gesetzgeber akzeptierten Form der Eigenversorgung von Industriebetrieben, die als Betreiber der Anlagen ihren eigenerzeugten Strom nutzen, wurden auch immer noch Pachtmodelle und andere Organisationsformen genutzt, die seit dem EEG 2014 jedoch grundsätzlich nicht zulässig waren und unter Übergangsregelungen fielen. Diese Mengen werden der Eigenversorgung nicht zugerechnet.

Umfang und Art der industriellen Eigenversorgung

Die Eigenversorgung aus Stromerzeugungsanlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, hat in der Industrie weiter eine hohe Bedeutung. Im Jahr 2017 lag die die Anzahl der Betriebe mit eigenen Stromerzeugungsanlagen noch bei knapp 550, im Jahr 2021 waren es bereits knapp 590 Betriebe. Dabei wurden vor allem kleinere und mittelgroße KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 10 Megawatt (MW) neu errichtet, in der Regel als motorische Blockheizkraftwerke, seltener als kleine Gas- oder Dampfturbinen. Insgesamt ging die installierte elektrische Nettonennleistung der industriellen Kraftwerke zwischen 2017 und 2021 durch die parallele Außerbetriebnahme größerer Anlagen sogar von 12,4 Gigawatt (GW) auf 11,4 GW zurück.

Die Stromerzeugung dieser Anlagen, die zu einem großen Teil zur Eigenversorgung genutzt wird, folgte dieser Entwicklung und sank im gleichen Zeitraum von rund 53 TWh auf rund 50 TWh.

Die industrielle Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien beschränkt sich derzeit vorwiegend auf kleinere Unternehmen, die einen Teil ihres Strombedarfs vorwiegend über PV-Anlagen decken. Die Gesamtstrommenge zur Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien ist mit Ausnahme der Biomassenutzung in größeren Industriebetrieben noch gering. Während die Eigenversorgung im Gewerbe, beispielsweise über PV-Dachanlagen, bereits weit verbreitet und wirtschaftlich ist, stehen für größere Industriebetriebe kaum Lösungen für einen substanziellen Einsatz bereit. Einen relevanten Beitrag konnten die Erneuerbaren in Unternehmen mit hohem Strombedarf bisher vor allem aufgrund der Flächenrestriktionen der Unternehmen nicht leisten.

Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen in der industriellen Eigenversorgung

Die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit der fossilen Eigenversorgung mit KWK-Anlagen in den Jahren 2019 und 2023 wurden anhand eines typologischen Ansatzes durchgeführt, der die unterschiedlichen Anlagenkonzepte und Größenklassen von KWK-Anlagen ebenso berücksichtigt wie die Einsatzorte der Anlagen. Die Einsatzorte bilden eine große Spannweite von Unternehmensgrößen mit ihren spezifischen Strom- und Gasbezugskosten ab.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen die Heterogenität der wirtschaftlichen Kennzahlen bei der industriellen Eigenversorgung mit neu errichteten Erdgas-KWK-Anlagen. Die gleiche Anlage kann – je nach betrachtetem Abnahmefall – mehr oder weniger wirtschaftlich sein. Ausschlaggebend sind dabei die jeweiligen Bedingungen vor Ort. Eine gute Wirtschaftlichkeit wird grundsätzlich durch eine Kombination von hohen Endkundenstrompreisen der Betreiber in Verbindung mit einer hohen Auslastung kostengünstiger Anlagen und hohen Eigennutzungsquoten erreicht. Die wesentliche Einflussgröße auf die Wirtschaftlichkeit sind die Strombezugskosten der Unternehmen.

In den letzten Jahren verschlechterten sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die industrielle Eigenversorgung mit fossilen Brennstoffen. Früher gewährte Vorteile wie Zahlungen für vermiedene Netzentgelte wurden für Neuanlagen ab einer Inbetriebnahme nach dem 31.12.2022 abgeschafft, der Gasbezug auch für nicht am ETS teilnehmende Unternehmen wurde über das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) mit CO₂-Kosten belastet und der Wegfall der EEG-Umlage stellte den Strombezug nun auch bei Bestandsanlagen mit der Eigenversorgung gleich. Dies hat zur Folge, dass die Eigenversorgung sich für große Stromverbraucher, die keine Koppelprodukte oder Produktionsreststoffe in ihren Anlagen einsetzen, immer weniger wirtschaftlich darstellt. Es ist zu erwarten, dass Bestandsanlagen weiter betrieben werden, Neubauten sind in diesem Einsatzbereich jedoch nur noch in Nischen zu erwarten.

Anders stellt sich die Situation für kleinere und mittlere Unternehmen dar, die nicht von den nach Wegfall des EEG-Umlage-Privilegs (s. o.) noch verbleibenden Begünstigungen beim Strombezug profitieren; zu diesen verbleibenden „Privilegien“ zählt beispielsweise die Möglichkeit, im Rahmen der BesAR eine Begrenzung von KWKG- und Offshore-Netzumlage zu erreichen.

Für Unternehmen, die von solchen Möglichkeiten nicht Gebrauch machen können, ist die Wirtschaftlichkeit einer fossilen Eigenversorgung mit kostengünstigen Anlagen immer noch gegeben, vor allem durch die Einsparung der Netzentgelte.

Zum Verständnis:

Grundsätzlich gilt, dass die Belastung der Eigenversorgung bei den Umlagen, Steuern, Abgaben und Entgelten in der Eigenversorgung im Vergleich zur Stromentnahme aus dem Netz gering ist. Der Vorteil für die Eigenversorgung beruht zum einen darauf, dass fast alle Umlagen, Abgaben und Entgelte auf den Strombezug abstellen, also netzseitige Belastungen darstellen. Diese können durch die Eigenversorgung, die die Netze weniger in Anspruch nimmt, eingespart werden.

Zum anderen profitierten bestimmte Eigenversorgungsmodelle auch von Privilegien bei Belastungen, die auf den Stromverbrauch abstellen. Hier ist zum einen die Stromsteuer, für die bei der Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien oder aus Blockheizkraftwerken mit einer elektrischen Leistung von weniger als 2 Megawatt eine Befreiung gilt, zu nennen; zum anderen die bis Mitte 2022 erhobene EEG-Umlage. Durch den bereits oben erwähnten Wegfall der EEG-Umlage für alle Endverbraucher im Jahr 2023 reduzierten sich die Vorteile der Eigenversorgung insofern gegenüber dem Strombezug.

Zusätzliche Umlagebelastung der nicht privilegierten Verbraucher durch die Eigenversorgung

Die fehlenden Finanzierungsbeiträge der Eigenversorgung sind von den anderen Verbrauchern, also den Nutzern des Stromnetzes bzw. den nicht-privilegierten Verbrauchern zu tragen. Hierzu wurden für die Jahre 2017 bis 2022 detaillierte Analysen durchgeführt. Allerdings ist die Höhe der zusätzlichen Belastung nicht eindeutig bezifferbar, da einerseits im Bereich der Netzentgelte, der Konzessionsabgabe und der Stromsteuer keine öffentlich verfügbaren Statistiken zu den Gesamtkosten bzw. zu den Einzelbeiträgen bestimmter Nutzergruppen verfügbar sind. Hinzu kam bei der EEG-Umlage und kommt auch weiterhin bei der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage, dass keine Statistiken darüber vorliegen, ob sich die Eigenversorgungsanlagen an Abnahmestellen befinden, deren Belastung nach der Besonderen Ausgleichsregelung begrenzt ist, oder nicht. Ohne diese Information kann für diese Umlagen lediglich die theoretische Spannbreite zwischen einer minimalen und der maximalen Senkung dieser Umlagen bei einer vollständigen Belastung der Eigenversorgung aufgezeigt werden. Sie ergibt sich aus der Höhe der theoretischen Belastung des bisher umlagebefreiten Eigenverbrauchs. Die maximale Senkung der Umlage für die nichtprivilegierten Verbraucher ist bei einer vollständigen Belastung der Eigenversorgung zu erwarten, die minimale Senkung ergibt sich aus der gesetzlich vorgesehenen Mindestbelastung.

Für das Jahr 2017 ergibt sich bei einer EEG-Umlage von 6,88 Cent/kWh durch die Belastung der Eigenversorgung eine theoretisch mögliche minimale (maximale) Senkung der regulären EEG-Umlage von 0,48 Cent/kWh (1,09 Cent/kWh). Dieser Minderungseffekt ging bis zum Jahr 2021 bei einer auch aufgrund von Bundeszuschüssen etwas niedrigeren EEG-Umlage von 6,50 Cent/kWh auf 0,33 Cent/kWh (0,78 Cent/kWh) zurück. Wesentlicher Grund für den Rückgang des Effekts ist die 2021 gegenüber 2017 deutlich niedrigere industrielle Eigenversorgung. Im Jahr 2022 sank die EEG-Umlage aufgrund der hohen Strommarktpreise und der weiteren Gewährung von Bundeszuschüssen dann auf 3,72 Cent/kWh. Dementsprechend waren auch die Effekte mit 0,19 Cent/kWh (0,45 Cent/kWh) deutlich geringer. Berechnungen für die theoretischen Effekte einer Umstellung der Kostenverteilung und damit verbundenen Berücksichtigung der Eigenversorgung bei den netzseitigen Umlagen KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage zeigen ähnliche Tendenzen, allerdings auf deutlich niedrigerem Niveau. Bei diesen Umlagen ließe sich die reguläre Umlagehöhe in der maximalen Betrachtung jeweils um weniger als 0,1 Cent/kWh senken.

Power Purchase Agreements

Im Rahmen des Projektauftrags wurde der deutsche Markt für Power Purchase Agreements (PPAs) untersucht. PPAs können eine wichtige Rolle für den marktbasieren Ausbau erneuerbarer Energien spielen. Im Vergleich zur Größe seines Stromsystems ist Deutschland noch ein kleiner PPA-Markt, d. h. PPA-Verträge machen bisher nur einen sehr kleinen Teil des deutschen Strommarktes aus. Die Vertragsvolumina sind in den vergangenen Jahren jedoch deutlich angestiegen (bis März 2022 auf eine Gesamthöhe von 4,6 Gigawatt Erneuerbare-Energien (EE)-Kapazität), wobei anzumerken ist, dass der Anteil neuer und ungeförderter EE-Anlagen im PPA-Markt sehr begrenzt ist.

Allgemeine Herausforderungen für den EE-Ausbau in Deutschland, wie z. B. begrenzte Flächenverfügbarkeit oder komplexe und langwierige Genehmigungsverfahren, sind sowohl für den geförderten als auch den ungeförderter EE-Ausbau mittels PPA relevant. Zudem existieren spezifische Hürden für EE-Projekte auf Basis von PPAs, so wie z. B. komplexe Vertragsstrukturen und damit verbundene Transaktionskosten. Die oftmals begrenzte Kreditwürdigkeit der Strom-Abnehmer bei PPA-Verträgen führt zu erschwertem Zugang zu Kapital für diese EE-Projekte und durch höhere Eigenkapitalanforderungen auch zu erhöhten Finanzierungskosten. Zudem sind Erfahrungswerte der (potenziellen) Teilnehmer im deutschen PPA-Markt aufgrund seiner geringen Volumina ebenso wie die Marktliquidität begrenzt. Der Markt ist aufgrund seiner Charakteristik als bilateraler „Over-the-Counter“-Handel durch geringe Transparenz gekennzeichnet. Zusammengenommen erhöhen diese Aspekte die Transaktionskosten für PPA-Abschlüsse und hemmen die Entwicklung des PPA-Marktes. Weitere Hemmnisse für den PPA-Markt, insbesondere mit Blick auf den Ausbau ungeförderter EE-Anlagen, ergeben sich letztlich aus den alternativen Fördermöglichkeiten, d.h. aus dem EEG. Hierzu gehören u. a. die Anschlussförderung für Ü20-Anlagen und die Ausweitung der Anlagengröße für PV-Ausschreibungen (von 20 MW auf 100 MW). Eine zusätzliche Hürde bzw. Komplikation für PPAs entsteht durch deren etwaige finanzrechtliche Einordnung als Finanzinstrumente, die entsprechend gemäß IFRS 9 bilanziert werden müssen. Eine solche Bilanzierung stellt für viele potenzielle PPA-Nutzer eine signifikante Hürde dar. Vorschläge zur Überwindung zentraler Hürden setzen am Kontrahentenrisiko, an Vertragsstrukturen, am Herkunftsnachweissystem, an der EE-Stromnachfrage, am System der Steuern, Abgaben und Umlagen und bei allgemeinen Rahmenbedingungen für den EE-Ausbau an. Im Rahmen des Projektauftrags wurden ausgewählte Vorschläge gesichtet und anhand von Kurzpapieren bewertet. Insbesondere Maßnahmen, die an einer Kernherausforderung für PPA-Projekten, d. h. dem Kontrahentenrisiko, ansetzen, können förderlich für den EE-Ausbau in Deutschland mittels PPA sein. Hierzu zählen insbesondere Kreditausfallgarantien durch die öffentliche Hand, die das durch die kreditgebende Bank zu tragende Risiko mindern und so kapitalkostensenkend wirken. Weiter ist eine kontinuierliche Marktbegleitung und Klärung bestehender Unklarheiten (so z. B. zu Bilanzierungspflichten) bei Marktakteuren hilfreich.

Um Ansatzpunkte zu identifizieren, mittels derer Politikmaßnahmen die Profitabilität von PPA-Anlagen verbessern können, wurde eine Cashflow-Modellierung durchgeführt. Diese prüft die Wirtschaftlichkeit von PPA-Anlagen in verschiedenen Fallkonstellationen, d. h. in verschiedenen Strompreismfeldern und Standorten unterschiedlicher Güte. An guten Standorten unter Erwartung hoher Strompreise können PPA attraktive Investitionen darstellen. An mittleren/schlechten Standorten, die jedoch nötig sind für die Erreichung der EE-Ausbaupfade, sind PPA-EE-Anlagen weniger bis gar nicht attraktiv. Erleichterter Zugang zu Fremdkapital beispielsweise durch

Absicherungsinstrumente kann die Wirtschaftlichkeit in Grenzfällen verbessern. Im Hochzinsumfeld sind PPA-Projekte jedoch in vielen Fällen nicht wirtschaftlich realisierbar. Das Potenzial von EE-Investitionen via PPAs wird daher als begrenzt eingeschätzt.

Die Autoren verwenden für diesen Bericht das generische Maskulinum. Maskuline Textteile und Begriffe sind genderidentitätsneutral zu verstehen.

2. Einleitung / Einführung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) evaluiert regelmäßig umfassend das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und vergibt dazu für verschiedene Fragestellungen Dienstleistungsaufträge. Insgesamt besteht für das BMWK ein Bedarf an fundierten wissenschaftlichen Analysen zur Wirkung der (veränderten) gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie zur frühzeitigen Identifizierung von weiteren etwaigen Änderungsbedarfen. Dieses Forschungsvorhaben nimmt folgende Instrumente des EEG in den Fokus:

- Besondere Ausgleichsregelung (BesAR)
- Industrielle und gewerbliche Eigenversorgung mit Strom.

Ferner werden die Rahmenbedingungen für EE-Power Purchase Agreements (PPA) in Deutschland untersucht.

Diese Untersuchung umfasst den Zeitraum 2019 bis 2023 und somit die Fassungen des EEG 2017, EEG 2021 und EEG 2023 und das seit 01.01.2023 geltende EnFG.

Mit der EEG-Novelle 2021 wurde das bislang geltende EEG 2017 an vielen Stellen an aktuelle energie- und klimapolitische Herausforderungen angepasst. Erneut wurde das EEG maßgeblich durch die Novelle im Jahr 2022 angepasst, die zum zur Zeit des Abschlussberichts geltenden EEG 2023 führte. Vor diesem Hintergrund befasst sich das Forschungsvorhaben sowohl mit Fragestellungen, die aus dem EEG 2023 und EEG 2021 erwachsen, wie auch solchen, die bereits im EEG 2017 angelegt waren.

Ziel des Vorhabens ist es, die Erfahrungen mit der BesAR, der industriellen und gewerblichen Eigenversorgung im EEG 2017, EEG 2021 und EEG 2023 sowie ggf. weiteren Instrumenten aus wissenschaftlicher Perspektive unter ökonomischen sowie juristischen Gesichtspunkten zu beleuchten und zu bewerten. Weiterhin sind auch Vorschläge zur Weiterentwicklung der gesetzlichen Instrumente sowie ggf. auch der korrespondierenden Bestimmungen der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBLL) und der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) der Europäischen Kommission zu untersuchen. Des Weiteren soll ein besseres Verständnis erzielt werden, wie sich die Kosten von EE-PPA-Projekten gegenüber dem EE-Zubau über das EEG verhalten, und welche Möglichkeiten ggf. bestehen, die Rahmenbedingungen für den EE-PPA-Markt in Deutschland zu verbessern.

Vor diesem Hintergrund teilt sich die Bearbeitung grundsätzlich in zwei Bereiche: Die rückschauende Analyse der Wirkung bestehender Instrumente und Regelungen sowie die vorausschauende Entwicklung von Vorschlägen zur Verbesserung der Instrumente und Vorgaben des EEG.

3. Besondere Ausgleichsregelung

3.1. Charakterisierung der Besonderen Ausgleichsregelung

3.1.1. Ziele der Besonderen Ausgleichsregelung

Der Grundsatz der Besonderen Ausgleichsregelung war im EEG 2021, EEG 2014 und im EEG 2017 jeweils in § 63 und vormals im EEG 2012 in § 40 festgelegt. Seit 01.01.2023 findet sich die Besondere Ausgleichsregelung in ihrer seither geltenden Fassung im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG), dort in §§ 28 ff. EnFG, insbesondere §§ 30 bis 35. Ziel der Besonderen Ausgleichsregelung war, die EEG-Umlage für bestimmte Akteure zu begrenzen, um

- den Beitrag von stromkostenintensiven Unternehmen zur EEG- und KWKG-Umlage sowie Offshore-Netzumlage in einem Maße zu halten, der mit ihrer internationalen Wettbewerbssituation vereinbar ist und ihre Abwanderung in das Ausland verhindert,
- die Entwicklung von Technologien zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff zu unterstützen und eine Abwanderung der Produktion in das Ausland zu verhindern,
- die intermodale Wettbewerbsfähigkeit der Schienenbahnen und der Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen im Linienverkehr sicherzustellen,
- die intermodale Wettbewerbsfähigkeit der Seeschifffahrt zu erhalten und die Emissionen in Seehäfen zu reduzieren.

Dabei sollten die übrigen Ziele des EEG 2021 nicht gefährdet werden und die Begrenzung mit dem Interesse der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar sein.

Das EEG 2021 wurde durch das EEG 2023 abgelöst, das zum 01.01.2023 in Kraft trat (Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist). Infolge der vollständigen Finanzierung der EEG-Förderung aus dem Sondervermögen „Klima- und Transformationsfonds (KTF)“ wurde die Besondere Ausgleichsregelung für die EEG-Umlage nicht mehr benötigt. Allerdings wurden im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung ab 2017 weitere Umlagen (KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage) von der Privilegierung umfasst. Um die Besondere Ausgleichsregelung für diese anderen Umlagen weiterhin zur Verfügung zu stellen und um die Besondere Ausgleichsregelung an die aktuellen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen der Europäischen Kommission anzupassen, wurde diese in überarbeiteter Form in das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) aufgenommen.

3.1.2. Neuregelungen in der BesAR durch das EEG 2017

Mit dem EEG 2017, das zum 01.01.2017 in Kraft trat, wurden die Vorschriften zur Besonderen Ausgleichsregelung überarbeitet. Zwar waren die dadurch vorgenommenen Änderungen im Vergleich zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung durch das EEG 2014 weniger einschneidend,² dennoch wurden diverse Änderungen vorgenommen, mit denen der Gesetzgeber teilweise bereits auf Kritikpunkte am EEG 2014 reagierte.³

² Baumann/Todorovic EWERK 2017, Seite 7.

³ Baumann/Todorovic EWERK 2017, Seite 7 (11).

Vorteilhaft war für stromintensive Unternehmen die Einführung der Härtefallregelung in § 64 Abs. 2 Nr. 2 lit. b EEG 2017 für Unternehmen der Liste 1 mit einer Stromkostenintensität zwischen 14 % und 17 %. Diese Unternehmen waren von der durch das EEG 2014 eingeführten Erhöhung der SKI-Schwellenwerte wesentlich stärker betroffen als Unternehmen der Liste 2 bzw. Unternehmen ohne Listenzugehörigkeit, weil für sie in § 103 EEG 2014 keine Härtefallregelung getroffen wurde. Wenn diese Unternehmen die weiteren Anspruchsvoraussetzungen der Besonderen Ausgleichsregelung nachweisen konnten, wurde die EEG-Umlage für diese Unternehmen bzgl. der 1 GWh übersteigenden Stromverbrauchsmenge ab der Geltung des EEG 2017 auf 20 % der vollen EEG-Umlage begrenzt. Erstmalige Wirkung entfaltete dieser Schwellenwert im Antragsjahr 2017 und mithin für das Begrenzungsjahr 2018. Mit der Neufassung der Härtefallregelung in § 64 Abs. 2 Nr. 2 lit. b EEG 2017 sollten insbesondere auch Fehlanreize für solche Unternehmen verhindert werden, die im Grenzbereich der Stromkostenintensität lagen und befürchten mussten, durch Energieeffizienzmaßnahmen die Begünstigung zu verlieren. Die übrigen Zugangsvoraussetzungen zu der Begrenzung blieben für die betroffenen Unternehmen allerdings unverändert.

Nach § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 wurde die EEG-Umlage für den Stromanteil über 1 GWh bei Unternehmen aus einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4 mit einer Stromkostenintensität von mindestens 17 % und bei Unternehmen aus einer Branche nach Liste 2 der Anlage 4 mit einer Stromkostenintensität von mindestens 20 % weiterhin auf 15 % begrenzt.

§ 64 Abs. 2 Nr. 3 lit. b EEG 2017 sah zudem ein sog. „Cap“ vor, durch das die zu zahlende EEG-Umlage auf maximal 4 % der Bruttowertschöpfung des Unternehmens gedeckelt wurde, wenn die Stromkostenintensität eines Unternehmens weniger als 20 % betrug. Für Unternehmen mit einer Stromkostenintensität von mindestens 20 % wurde die EEG-Umlage durch § 64 Abs. 2 Nr. 3 lit. a EEG 2017 auf 0,5 % der Bruttowertschöpfung gedeckelt (sog. „Super-Cap“). Eine Mindestumlage von 0,1 bzw. 0,05 Cent/kWh sollte aber in jedem Fall gezahlt werden; § 64 Abs. 2 Nr. 4 lit. a und b EEG 2017. Die 0,05 Cent/kWh wurden gemäß § 64 Abs. 2 Nr. 4 lit. a EEG 2017 für Unternehmen bzw. selbstständige Unternehmensteile der Branchen Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium, Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn sowie Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer vorgesehen. Um einen sprunghaften Kostenanstieg zu vermeiden, sah § 103 Abs. 3 EEG 2017 zudem vor, dass sich die von einem Unternehmen zu zahlende EEG-Umlage jährlich jeweils höchstens verdoppeln durfte, wenn ein bestandskräftiger Begrenzungsbescheid für das Begrenzungsjahr 2014 (also nach dem EEG 2012) vorlag.

Für das Erreichen der Mindestabnahmemenge von 1 GWh konnten Unternehmen durch den neu eingeführten § 64 Abs. 5a EEG 2017 erstmals auch eigenerzeugte Strommengen heranziehen. Im Gegenzug musste dann allerdings die begrenzte EEG-Umlage für den gesamten Stromverbrauch des Unternehmens bezahlt werden, unabhängig davon, ob dieser aufgrund der Eigenversorgungsprivilegien nach §§ 61ff. EEG 2017 anteilig oder vollständig von der EEG-Umlage befreit werden konnte. Vor dieser Neuregelung konnten ausschließlich die EEG-umlagepflichtigen, selbst verbrauchten Strommengen für die Begrenzung gemäß Besonderer Ausgleichsregelung herangezogen werden, was zur Folge hatte, dass stromintensive Unternehmen, die einen hohen Anteil Stromeigenerzeugung aufwiesen, durch die Mindestbezugsmenge von der Besonderen Ausgleichsregelung bis zum EEG 2017 ausgeschlossen waren.

Neu eingeführt wurden die gesetzlichen Definitionen für die Begriffe des *Unternehmens* (§ 3 Nr. 37 EEG 2017) und der *Umwandlung* (§ 3 Nr. 45 EEG 2017). Unternehmen wurde dadurch „jede rechtsfähige Personenvereinigung oder juristische Person, die über einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb verfügt, der unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird“. Damit wurden auch Einzelkaufleute, Gewerbetreibende und Freiberufler in die Definition „Unternehmen“ mit einbezogen. Eine *Umwandlung* setzte nach EEG 2017 voraus, dass die wirtschaftliche und organisatorische Einheit nahezu vollständig erhalten bleibt. Es entfällt das bisherige Erfordernis einer Übertragung sämtlicher Wirtschaftsgüter.

Eine weitere Änderung betraf die Antragstellung durch neu gegründete Unternehmen. Eine Neugründung setzte nach der Definition gem. § 64 Abs. 6 Nr. 2 lit. a EEG 2017 nicht mehr die Schaffung von „im Wesentlichen neuen Betriebsvermögen“ (vgl. § 64 Abs. 4 S. 5 bis 7 EEG 2014) voraus, sondern die Aufnahme der Tätigkeit mit „nahezu vollständig neuen Betriebsmitteln“. Gesetzgeberisches Ziel dieser begrifflichen Anpassung war, dass Unternehmen, die die gleiche Produktion fortführen, nicht durch Ausgründung neuer Gesellschaften unter den Begriff des neu gegründeten Unternehmens im Sinne des § 64 Abs. 6 Nr. 2 lit. a EEG 2017 fallen.⁴

Die Abrechnungssystematik der EEG-Umlage bei begünstigten Unternehmen wurde dahingehend verändert, dass die Übertragungsnetzbetreiber „berechtigt und verpflichtet“ wurden, die EEG-Umlage direkt von den Unternehmen, deren EEG-Umlagehöhe nach §§ 64 ff. bzw. § 103 EEG begrenzt wird, zu erheben, und zwar in der im Begrenzungsbescheid des BAFA festgesetzten Höhe. Anders als bisher war damit nicht mehr der Stromlieferant, sondern direkt das begünstigte Unternehmen Schuldner der EEG-Umlage. Die Änderung dieser gesetzlichen Leistungsbeziehungen wurde mit einer angestrebten administrativen Vereinfachung begründet.⁵

Die Regelungen zur WZ-Klassifizierung der antragstellenden Unternehmen und die BesAR für Schienenbahnen wurden im EEG 2017 unverändert fortgeführt.

Einführung der §§ 62a, 62b EEG durch das Energiesammelgesetz vom 17. Dezember 2018

Durch das Energiesammelgesetz vom 17. Dezember 2018⁶ wurden die §§ 62a und 62b in das EEG 2017 aufgenommen. Diese Vorschriften regelten erstmals gesetzlich, welchen Stromverbrauch sich ein Antragsteller als eigenen Verbrauch zurechnen darf und wie dieser von anderem (nicht eigenem) Stromverbrauch abzugrenzen ist. Die Thematik war bereits vor dem Inkrafttreten dieser Regelungen bekannt. Das BAFA hatte auch vor der Einführung der §§ 62a, 62b in das EEG 2017 in Merkblättern zum Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage darauf hingewiesen, dass durch Dritte verbrauchte Strommengen nicht in die selbst vom Antragsteller verbrauchte Strommenge einzubeziehen sind.⁷

⁴ Baumann/Todorovic, EWERK 2017, Seite 7 (9).

⁵ BT-Drs. 18/8860, S. 239.

⁶ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17. Dezember 2018. BGBl. 2018, Teil I, Seite 2549.

⁷ BAFA Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2018, Seite 13: „Um die selbst verbrauchte Strommenge an der jeweils zu begünstigenden *Abnahmestelle zu ermitteln, sind von den gesamten*

Diese neuen Regelungen der §§ 62a, 62b EEG 2017 traten zum 01.01.2018 in Kraft und waren deshalb bereits für die Antragstellung im Jahr 2018 maßgeblich. Denn § 62 b Abs. 6 sah vor, dass die Absätze 1 bis 5 des § 62b sowie die Regelungen in § 62 a und der Übergangsregelung in § 104 Abs. 10 im Antragsverfahren der Besonderen Ausgleichsregelung (§§ 63 ff.) entsprechend anwendbar sind.

Das BAFA gab allen antragstellenden Unternehmen im Dezember 2018 demgemäß auf, ihre Angaben im Hinblick auf die Anforderungen der §§ 62a, 62b EEG 2017 zu überprüfen und bedarfsweise nachträglich mittels eines korrigierten Wirtschaftsprüferfeststats zu korrigieren.

Inhalt der §§ 62 a und 62 b EEG 2017

§ 62a EEG 2017 widmete sich den „geringfügigen Stromverbräuchen Dritter“ während § 62 b EEG 2017 regelte, wie Stromverbrauchsmengen zu erfassen und untereinander abzugrenzen waren, auf welche EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe – von null bis hundert Prozent – zu entrichten war.

Die Zuordnung des Stromverbrauchs zu einem Stromletztverbraucher (=natürliche oder juristische Person) erfolgte anhand der stromverbrauchenden Einrichtungen. Das heißt, dass diejenige natürliche oder juristische Person als Stromletztverbraucher angesehen wird, die Betreiber der jeweiligen Stromverbrauchseinrichtung/en ist. Maßgeblich kommt es mithin auf die Bestimmung des „Betreibers“ einer Stromverbrauchseinrichtung an. Zur Bestimmung des „Betreibers“ ist laut Gesetzesbegründung zu § 62b EEG 2017 auf die im „Leitfaden der Bundesnetzagentur“ und von der Rechtsprechung herausgearbeiteten Kriterien für die Bestimmung des „Betreibers einer Stromerzeugungsanlage“ abzustellen. Gemeint war der Leitfaden zur Eigenversorgung der Bundesnetzagentur vom Juli 2016, der sich den Merkmalen der Eigenversorgung im Sinne des § 3 Nr. 19 in Verbindung mit § 61 ff. EEG 2017 widmet.

Weithin anerkannt war und ist, dass es keiner sachenrechtlichen Rechtsposition (z. B. Eigentum) hinsichtlich der Erzeugungsanlage (hier spiegelbildlich hinsichtlich der „Verbrauchseinrichtung“) bedarf, um eine Eigenerzeugung zu begründen. Es bedurfte und bedarf folglich keiner sachenrechtlichen Rechtsposition (z. B. Eigentum), um den Status des „Betreibers“ einer Verbrauchseinrichtung zu begründen. Entscheidend kommt es darauf an, wer die wirtschaftlichen Risiken des Betriebs der Verbrauchseinrichtung trägt.

Für die Entscheidung, wer das wirtschaftliche Risiko des Betriebs einer Erzeugungsanlage trägt, hatten sich in der Fachliteratur und in den vereinzelt Entscheidungen der Rechtsprechung Kriterien herausgebildet, die im Rahmen einer wertenden Gesamtbetrachtung jedes Einzelfalls zu berücksichtigen waren bzw. nach wie vor zu berücksichtigen sind. An diesen grundsätzlichen Einordnungen änderten §§ 62a und 62b EEG 2017 nichts. In der Gesetzesbegründung zu § 62b EEG wurden ausgehend vom wirtschaftlichen Betreiberbegriff beispielhaft genannt:⁸

Strommengen grundsätzlich diejenigen Strommengen abzuziehen, die das Unternehmen an der zu begünstigenden Abnahmestelle an Dritte weitergeleitet hat. Dies gilt auch für Strommengen, die an Mutter-, Schwester- oder Tochtergesellschaften oder an Auftragnehmer weitergegeben werden. Grundsätzlich sind alle weitergeleiteten Mengen dem BAFA mitzuteilen und geeicht zu messen; dies ist insbesondere für Stromweiterleitungen an Rechtsträger in der Produktion zu beachten. Dies gilt grundsätzlich auch für Strommengen, die ein auf Basis eines Werkvertrages bei dem stromkostenintensiven Unternehmen tätiges Subunternehmen verbraucht.“

⁸ BT Drs. 19/6155, Gesetzesbegründung zu § 62 b EEG 2017.

- tatsächliche Sachherrschaft über die Verbrauchseinrichtung,
- eigenverantwortliche Bestimmung über den Einsatz der Verbrauchseinrichtung,
- Übernahme des Verfügbarkeits- und Ausfallrisikos der Verbrauchseinrichtung,
- Möglichkeit der Einflussnahme auf die Einsatzweise der Verbrauchseinrichtung.

Als Beispiele, in denen das im Hinblick auf die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage privilegierte Unternehmen Verbrauchseinrichtungen nicht „selbst betreibt“, wurden Werkvertragsnehmer genannt, die zur Ausführung ihres Werkauftrags ihre elektrischen Verbrauchseinrichtungen auf dem Gelände des privilegierten Unternehmens für die Ausführung des Werkauftrags einsetzen. Ein solcher Stromverbrauch ist kein Selbstverbrauch des privilegierten Unternehmens, sondern ein Stromverbrauch des jeweiligen Werkvertragsnehmers.

Als ein Gegenbeispiel hierzu galt ein angestellter Mitarbeiter eines privilegierten Unternehmens, der im Rahmen seiner Tätigkeit für seinen Arbeitgeber eine elektrische Verbrauchseinrichtung nutzt und einsetzt.

Zwischen dem Fall des Werkvertragsnehmers (z. B. Zulieferer des privilegierten Unternehmens, der mit eigenen Maschinen auf dem Gelände des privilegierten Unternehmens für dieses im Rahmen eines Werkauftrages tätig ist) und einem Angestellten des privilegierten Unternehmens gab es zahlreiche Zwischenbereiche, die für jeden Einzelfall betrachtet und eingeordnet werden mussten.

Bagatellstromverbräuche gemäß § 62a EEG 2017

§ 62 a EEG 2017 sah seit seiner Geltung seit 01.01.2018 vor, dass bei Vorliegen der als Ausnahme gefassten tatbestandlichen Voraussetzungen Stromverbräuche, die durch Dritte verursacht werden, dem Antragsteller zugeordnet werden durften. Bezeichnet wurden solche der Zuordnung zugänglichen Verbräuche vom Gesetzgeber als „sozialadäquate Verbräuche“. Beispielhaft genannt wurden kleinere Stromverbräuche von Kunden des privilegierten Unternehmens (Aufladen des Mobiltelefons, Tee kochen). Hierzu konnten auch Verbräuche zählen, die ein Auftragnehmer des privilegierten Unternehmens im Rahmen der Ausführung des Auftrags verursachte. Die Zuordnung musste in jedem Einzelfall anhand der Tatbestandsvoraussetzungen des § 62a EEG 2017 erfolgen:

Zentrale Voraussetzung für die Zurechnung der Stromverbräuche Dritter war gemäß § 62a Nr. 1 EEG 2017 die Begrenzung auf „geringfügige“ Drittstromverbräuche. Geringfügig war nach dem Verständnis des Gesetzgebers bereits nicht mehr der Jahresverbrauch eines „gewöhnlichen Haushaltskunden“ (siehe Gesetzesbegründung zu § 62b (der später im Gesetzgebungsverfahren zu § 62a EEG 2017 wurde), BT-Drs. 19/5523).

Der Haushaltskunde ist im EnWG definiert; § 3 Nr. 22 EnWG sieht Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt nutzen oder deren Jahresverbrauch 10.000 kWh für berufliche, gewerbliche oder landwirtschaftliche Zwecke nicht übersteigt, als Haushaltskunden an. Der Verbrauch, mit dem Energieversorger einen durchschnittlichen Haushalt einstufen, liegt bei 3.500 kWh/a. Der Verbrauch eines durchschnittlichen oder gewöhnlichen Haushaltskunden sollte aber nicht mehr „geringfügig“ im Sinne des § 62a EEG 2017 sein. Es sollte auf die Umstände des Einzelfalls ankommen. Weitere Tatbestandsvoraussetzung des § 62a EEG 2017 war, dass Bagatellstromverbräuche nicht gesondert abgerechnet wurden. Der „Bagatellverbrauch“ i. S. d. § 62a EEG 2017 musste zudem auf dem Grundstück, in den Räumen oder auf dem Betriebsgelände erfolgen.

Handelte es sich nicht um privaten Stromverbrauch (z. B.: ein Besucher lud sein privates Handy auf oder kochte sich einen Tee) musste der „Bagatellverbrauch“ (a) im Rahmen der Erbringung einer Leistung für den Letztverbraucher oder (b) im Rahmen der Erbringung einer Leistung des Letztverbrauchers für den stromverbrauchenden Dritten erfolgen.

Messung / Schätzung von Drittstrommengen gemäß § 62b EEG 2017

Dass die jeweiligen Angaben zu selbst verbrauchten Strommengen im Rahmen der Antragstellung der besonderen Ausgleichsregelung durch mess- und eichrechtskonforme Messgeräte zu ermitteln waren, war bis zu der Einführung des § 62b EEG 2017 nicht ausdrücklich im Gesetz geregelt, entsprach aber der auch zuvor geltenden Rechtslage und Rechtsprechung. Diese wurde durch die Neuregelung in § 62b EEG 2017 festgeschrieben, zugleich aber auch detailliert und weiterentwickelt.

Zu berücksichtigen war dabei die Übergangsregelung § 104 Abs. 10, auf die § 62b Abs. 6 verwies. § 104 Abs. 10 EEG 2017 sah vor, dass im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung für Strommengen, die nach dem 31.12.2016 und – wie im Energiesammelgesetz zunächst vorgesehen – vor dem 01.01.2020 verbraucht wurden, eine Schätzung auch ohne Einhaltung der in § 62b vorgesehenen Voraussetzungen zulässig sein soll. Gegenüber dem BAFA bedurfte es für solche Stromverbräuche bis 01.01.2020 im Antragsverfahren mithin noch keiner Vorlage eines Messkonzeptes und keiner Erklärung über die erfolgte Umsetzung der Anforderungen des § 62b Abs. 1 EEG 2017.⁹ Es genügte eine plausible Darstellung der schätzweise ermittelten Stromverbrauchsmengen.

Zur Unterstützung der eher kurzfristigen Einführung der §§ 62a, 62b EEG 2017 in das EG 2017 sah § 62b Abs. 6 Satz 3 EEG 2017 eine unwiderlegliche Vermutung zugunsten der Antragsteller vor. Und zwar wurde für die Betrachtungszeiträume 2017 und 2018 gemäß § 62b Abs. 6 Satz 3 EEG 2017 unwiderlegbar vermutet, dass die vom antragstellenden Unternehmen gemachten Angaben zu selbstverbrauchten Strommengen richtig sind, soweit diese bereits in vorangehenden Antragsverfahren für die Begrenzungsjahre 2016, 2017 und 2018 durch das BAFA geprüft und akzeptiert wurden. Diese gesetzliche unwiderlegliche Vermutung war auf die unmittelbar auf die Einführung der §§ 62a, 62b zur Drittstrommengenabgrenzung folgenden Begrenzungsjahre 2019 und 2020 beschränkt. 2019 und 2020 waren die Begrenzungsjahre, für die auf Stromverbräuche in Zeiträumen vor der Geltung der §§ 62a, 62b EEG 2017 Bezug genommen werden musste. Vor diesem Hintergrund ist die Beschränkung auf Stromverbräuche in den Jahren 2016 bis 2018 und die Geltung für die Begrenzungsjahre 2019 und 2020 einzuordnen.

Die Besondere Ausgleichsregelung im EEG 2021

Eine weitere, grundlegende Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfolgte durch Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 21.12.2020¹⁰(EEG 2021).

⁹ Durch das Energiesammelgesetz wurde die Übergangsregelung zur schätzweisen Ermittlung der Stromverbräuche für in dem Zeitraum vom 31.12.2017 und bis zum 01.01.2020 verbrauchte Strommengen vorgesehen. Durch die EEG-Novelle zum 01.01.2021 (EEG 2021) wurde die Übergangsregelung in § 104 Absatz 10, 11 EEG 2017 auf Strommengen erweitert, die vor dem 01.01.2022 verbraucht wurden. Dazu näher im Rahmen der Darstellung zur EEG-Novelle durch das EEG 2021.

¹⁰ EEG 2021 veröffentlicht im BGBl. 2020, Teil I, Nr. 65 vom 28.12.2020.

Mit dem EEG 2021 wurden auch Neuerungen für die Besondere Ausgleichsregelung eingeführt. Zudem wurden neue Besondere Ausgleichstatbestände geschaffen für:

- Unternehmen, die Wasserstoff elektrochemisch herstellen (§ 64a EEG 2021),
- Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen im Linienverkehr, die über einen elektrischen Antrieb ohne zusätzlichen Verbrennungsmotor verfügen (§ 65a EEG 2021),
- Landstromanlagen für Seeschiffe (§ 65b EEG 2021).

Begrenzung der EEG-Umlage für Wasserstoffherstellung

Für die Privilegierung der EEG-Umlage für Strom zur Herstellung von Wasserstoff wurden zwei unterschiedliche Tatbestände in das EEG 2021 aufgenommen. Die beiden Tatbestände bestanden nebeneinander. Sie konnten nicht kumulativ wahrgenommen werden. Allerdings konnte sich ein Unternehmen, das die Zugangsvoraussetzungen erfüllte, jährlich entscheiden, welche der beiden Optionen es auswählt: §§ 63 Nr. 1 a, 64 a EEG 2021 oder § 69 b EEG 2021.

Elektrochemische Herstellung von Wasserstoff

§ 63 Nr. 1 a EEG 2021 ermöglichte die Beantragung der (nicht vollständigen) Reduzierung der EEG-Umlage für die Herstellung von elektrochemisch hergestelltem Wasserstoff. § 64 a EEG 2021 formuliert die Anforderungen für eine Reduzierung. Die Reduzierung der EEG-Umlage erfolgt gemäß § 64 a Abs. 1 EEG 2021:

„bei einem Unternehmen, das einer Branche mit der laufenden Nummer 78 nach Anlage 4 zuzuordnen ist und bei dem die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leistet“.

§ 64 a Abs. 1 EEG 2021 setzte voraus, dass das Unternehmen einer Branche der Nr. 78 nach Anlage 4 zum EEG zuzuordnen war; Nr. 78 erfasst die „Herstellung von Industriegasen Nach den Erläuterungen zur WZ 2008,¹¹ zählt dazu auch die Herstellung von Elementargasen, wie Wasserstoff.

§ 64 a Abs. 1 EEG 2021 traf keine Anforderung im Hinblick auf den Einsatz und die Art und Weise der Verwendung des hergestellten Wasserstoffs. In den Gesetzesmaterialien heißt es, dass von § 64 a Abs. 1 EEG 2021 Unternehmen „unabhängig vom Verwendungszweck des hergestellten Wasserstoffs“ erfasst seien.¹² Der Branche Nr. 78 gehören Unternehmen an, deren wesentliche Tätigkeit die „Herstellung von Industriegasen“ ist. Eine bestimmte Verwendung oder ein bestimmter Einsatz der erzeugten Industriegase ist auch in der WZ-Klassifikation nicht vorgegeben.

Anhand der Publikation „Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008 mit Erläuterungen“ des Statistischen Bundesamtes war aus den dem Wirtschaftszweig Nr. 78 unterfallenden Aktivitäten nicht ableitbar, auf welche Art der „Transport von Wasserstoff“ erfolgen könnte, das heißt, über Leitungen und/oder in Tankwagen. Die Gesetzesbegründung adressierte diese Frage aber:

¹¹ WZ 2008 mit Erläuterungen, abrufbar unter (zuletzt geprüft 10.08.2022): <https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/Downloads/klassifikation-wz-2008-erlaeuterung.html>, S. 230.

¹² BT-Drs. 19/25326, S. 25.

„Es spielt somit keine Rolle, ob der Wasserstoff in Flaschen abgefüllt oder in ein Rohrleitungsnetz geleitet wird bzw. ob er energetisch oder stofflich genutzt wird.“¹³

Diese Aussage sprach dafür, dass auch der Transport des Wasserstoffs über ein Rohrleitungssystem von dem Tatbestand erfasst war. Für diese Sicht sprach auch das in § 63 Nr. 1a EEG 2021 zum Ausdruck gebrachte Ziel, die EEG-Umlage für Unternehmen zu begrenzen, um die Entwicklung von Technologien zur Wasserstoffherstellung zu unterstützen und eine Abwanderung der Produktion in das Ausland zu verhindern. Für die Unterstützung und Erreichung dieser Ziele konnte es nicht maßgeblich darauf ankommen, wie der hergestellte Wasserstoff transportiert wird, ob in Leitungen, Tankbehältern oder Flaschen.

Bei erfolgreicher Antragstellung wurde die EEG-Umlage für den gesamten Stromverbrauch an der antragsrelevanten Abnahmestelle des Unternehmens begrenzt. Einen Selbstbehalt von 1 GWh Stromverbrauch gab es in diesem Tatbestand nicht. Die EEG-Umlage wurde auf 15 % der regulären EEG-Umlage begrenzt. Darüber hinaus war es möglich, die EEG-Umlage bei einer Stromkostenintensität ab 20 % auf höchstens 0,5 % der Bruttowertschöpfung zu begrenzen, die das Unternehmen im arithmetischen Mittel der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre erzielt hat („Cap“). Das Unternehmen musste aber eine Mindest-Umlage von 0,1 Cent/kWh zahlen; eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage gab es nicht.

Darüber hinaus konnte die Begrenzung der EEG-Umlage gemäß § 27 Absatz 1 Nr. 2 KWKG 2020 i. V. m. § 17f Absatz 5 EnWG auch mit einer Begrenzung der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage einhergehen, wenn folgende zusätzliche Angaben seitens des antragstellenden Unternehmens getätigt wurden:

- a) die für das folgende Kalenderjahr prognostizierten Strommengen, für die die KWKG-Umlage begrenzt wurde (Kalendermonate und Abnahmestellen),
- b) die für das folgende Kalenderjahr prognostizierten Strommengen, die an den antragsrelevanten Abnahmestellen an Dritte weitergeleitet wurden,
- c) die für das folgende Kalenderjahr prognostizierte SKI nach § 64a Absatz 2 Satz 3 EEG 2021 und
- d) die Netzbetreiber, an deren Netz die antragsrelevanten Abnahmestellen angeschlossen waren.

Herstellung von grünem Wasserstoff

§ 69b EEG 2021 sah eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage für die Herstellung von grünem Wasserstoff vor. Diese Regelung konnte allerdings noch nicht unmittelbar angewendet werden, sondern erst nach Inkrafttreten der tatbestandsausfüllenden Verordnung zur Definition des grünen Wasserstoffs. Anders als für den Begrenzungstatbestand § 64a EEG 2021 war für diese Befreiung allerdings kein Antragsverfahren beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle erforderlich. Dieser Tatbestand gehörte nicht zur Fallgruppe der Besonderen Ausgleichsregelung. Er wird daher hier nur kurz erwähnt, aber nicht näher betrachtet.

¹³ BT-Drs. 19/25326, S. 25.

Begrenzung der EEG-Umlage für Landstrom

Gemäß § 63 Nummer 3 EEG 2021 begrenzte das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf Antrag die EEG-Umlage für landseitig bezogenen Strom, der von Landstromanlagen an Seeschiffe geliefert und auf Seeschiffen verbraucht wurde, soweit die Voraussetzungen des § 65b EEG 2021 eingehalten waren. Der Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage für landseitig bezogenen Strom, der von Landstromanlagen an Seeschiffe geliefert und auf Seeschiffen verbraucht wurde, war bis zum 30. September eines Jahres für das darauffolgende Kalenderjahr zu stellen. Bei erfolgreichem Antrag wurde die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage auf den Landstrombezug auf 20 % begrenzt.

Für Betreiber von Landstromanlagen galten - im Vergleich zu stromkostenintensiven Unternehmen - weniger umfangreiche Anforderungen, um die 20-prozentige Begrenzung der EEG-Umlage zu erreichen. Es kam (nur) darauf an, dass die Landstromanlage ausschließlich Strom an Seeschiffe am Liegeplatz lieferte und die im letzten Kalenderjahr an Seeschiffe gelieferte und dort verbrauchte Strommenge mehr als 100 Megawattstunden (MWh) betrug. Eine bestimmte SKI-Schwelle oder andere Kostenschwellen oder Nachweise oder Zertifizierungen für den Strombezug für Landstromversorgung waren nicht erforderlich. Denn mit der Umlagebegrenzung für Landstromanlagen wurde vor allem der Zweck verfolgt, die Energieversorgung der Seeschiffe in Häfen durch Strombezug über Landstromanschlüsse preislich so zu gestalten, dass dies für die Schiffseigner im Vergleich zur Energieversorgung durch Schiffsdiesel wirtschaftlich darstellbarer wurde und die landseitige Energieversorgung der Seeschiffe in Häfen zur Reduzierung der Umweltauswirkungen der Seeschifffahrt beitragen konnte¹⁴. Die Begrenzung der EEG-Umlage erfasste den Stromverbrauch von Seeschiffen, nicht jedoch den Eigenverbrauch der Anlage.¹⁵ Für Landstromanlagen wurde die EEG-Umlage begrenzt mit dem Ziel, die *intermodale* Wettbewerbsfähigkeit der Seeschifffahrt zu erhalten und zugleich die Emissionen der Seeschiffe zu senken. (§ 63 Nr. 3 EEG 2021).

Der Nachweis der Zugangsvoraussetzungen zu dem Begrenzungstatbestand wurde durch Stromlieferverträge und durch Stromabrechnungen geführt. Für die Begrenzungsjahre 2021, 2022 und 2023 mussten abweichend davon keine Stromlieferverträge und Abrechnungen vorgelegt werden (§ 103 Abs. 2 Satz 2 EEG 2021). Für neue Landstromanlagen durften zunächst die prognostizierten statt der tatsächlichen Absatzmengen dem Begrenzungsantrag zugrunde gelegt werden. Die Begrenzungsentscheidung erging dann unter dem Vorbehalt der Nachprüfung der tatsächlichen Einhaltung der Zugangsvoraussetzungen.

Anders als stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen erhielten Betreiber von Infrastrukturen für Landstromanlagen für die Strommengen, die an Seeschiffe geliefert werden, jedoch unter dem EEG 2021 keine Begrenzung der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage (siehe §§ 27 ff. KWKG und § 17f EnWG).

Mit Blick darauf, dass die EEG-Umlage ab 01.01.2023 nicht mehr auf den Strombezug anfiel, mussten die Betreiber entscheiden, ob sie dennoch einen Begrenzungsantrag stellen oder davon absehen wollten.¹⁶ Die Privilegierung hinsichtlich der netzbezogenen Umlagen wurde für Landstromanlagen

¹⁴ BT-Drs. 19/23482, S. 127.

¹⁵ BT-Drs. 19/23482, S. 129.

¹⁶ Zur Vermeidung von Missverständnissen und der Vollständigkeit halber sei angemerkt, dass hier bewusst davon gesprochen wird, dass die EEG-Umlage auf den Strombezug zum Letztverbrauch ab dem 01.01.2023

mit dem Energiefinanzierungsgesetz in § 39 EnFG fortgeführt (siehe zum EnFG Abschnitt 3.5.1)¹⁷. Ab dem Begrenzungsjahr 2024 gilt, dass eine Umlagebegrenzung auf maximal 20 % möglich ist, wenn der Betreiber der Landstromanlage nachweist, dass die Landstromanlage ausschließlich Strom an Seeschiffe liefert, die Belieferung eines Seeschiffes an dem Liegeplatz nicht dauerhaft für einen längeren Zeitraum angelegt ist und im jeweils letzten Kalenderjahr die Strommenge, die die Landstromanlage an Seeschiffe geliefert hat und die auf den Seeschiffen verbraucht worden ist, mehr als 100 MWh betragen hat. Wie für die Umlagebegrenzung für E-Busse (dazu sogleich nachstehend) besteht auch für Landstromanlagen die wesentliche Neuerung darin, dass die Umlagebegrenzung nun für die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage gilt.

Begrenzung der EEG-Umlage für Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen

§ 65a EEG 2021 begrenzte den Kreis der Antragsberechtigten auf Verkehrsunternehmen, die elektrisch betriebene Busse (nachstehend auch kurz „E-Busse“ genannt) in einem genehmigten Linienverkehr einsetzen. Verkehrsunternehmen mussten Unternehmen im Sinne von § 3 Nr. 47 EEG 2021 sein. Danach war ein Unternehmen jeder Rechtsträger, der über einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb verfügt, der unter Beteiligung am allgemeinen Wirtschaftsverkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird. Verkehrsunternehmen mussten aber nicht zwingend juristische Personen des Privatrechts sein. Auch Anstalten des öffentlichen Rechts, die im ÖPNV tätig sind, konnten daher als Verkehrsunternehmen Begrenzungsanträge stellen. Die Eigenschaft als *Verkehrsunternehmen* folgt gemäß § 65a Absatz 7 Nummer 6 EEG 2021 bereits daraus, dass das Unternehmen elektrisch betriebene Busse in einem Linienverkehr einsetzt.

Die vom Verkehrsunternehmen eingesetzten Busse mussten elektrisch betrieben sein. § 65a Absatz 7 Nr. 4 EEG 2021 definierte „elektrisch betriebene Busse“ als Busse mit einem elektrischen Antrieb ohne zusätzlichen Verbrennungsmotor. Die Busse mussten entweder rein elektrisch betrieben sein oder über einen Hybridantrieb verfügen, der aber keinen Verbrennungsmotor enthält. Brennstoffzellenbusse, bei denen eine Brennstoffzelle aus Wasserstoff Strom für den Elektromotor erzeugt, waren demnach elektrisch betriebene Busse im Sinne von § 65a EEG 2021.

Nach § 65a Absatz 7 Nr. 5 EEG 2021 mussten die E-Busse elektrischen Strom für den Fahrbetrieb im Linienverkehr im Sinne der §§ 42, 43 PBefG verbrauchen. Sofern im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr die an der betreffenden Abnahmestelle selbst verbrauchte Strommenge unmittelbar für den Fahrbetrieb elektrisch betriebener Busse im Linienverkehr unter Ausschluss der in das Netz zurückgespeisten Energie mindestens 100 MWh betrug, wurde die EEG-Umlage auf 20 % begrenzt.

Die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage werden für E-Busse ab dem Begrenzungsjahr 2024 gemäß § 38 EnFG begrenzt – nunmehr auf der Grundlage der Verordnung (EU) Nr. 1407/2013 der Kommission vom 18. Dezember 2013 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union in der Form der de-minimis-Beihilfe. Eine konkrete

entfiel. Vor dem Entfall der EEG-Umlage auf den Stromletzterverbrauch seit 01.01.2023 wurde die EEG-Umlage bereits durch das „Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher“ vom 23. Mai 2022 (BGBl. I S. 747, s. Anhang), mittels des neuen § 60 Abs. 1a EEG 2021 zwischen 01.07.2022 und 31.12.2022 auf null Eurocent gesenkt.

¹⁷ Gesetzesbeschluss zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, BR-Drs. 315/22 vom 08.07.2022, Art. 3.

Zustimmung der EU-Kommission zu diesem Tatbestand der Umlagebegrenzung ist nicht erforderlich. Infolge der Einordnung als de-minimis-Beihilfe darf der durch die Begrenzung der Umlagen ersparte Betrag allein oder zusammen mit anderen nach dieser Verordnung gewährten Beihilfen zugunsten des antragstellenden Verkehrsunternehmens den Betrag von 200.000 Euro nicht überschreiten – betrachtet werden dafür das Antragsjahr und beide dem Antragsjahr vorangegangene Steuerjahre. Die Nachweisführung zu den Anspruchsvoraussetzungen und Einhaltung der 200.000 EUR-Fördergrenze erfolgt durch das Verkehrsunternehmen durch Abgabe von Eigenerklärungen gemäß § 38 Abs. 5 EnFG. Vor der Einordnung der Vergünstigung für E-Busse als de-Minimis-Beihilfe sah § 105 Abs. 5 EEG 2021 (Stand vom 16.07.2021) einen beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt für die Gewährung der Begünstigung an E-Busse vor. Dies war aufgrund der Einordnung der teilweisen Finanzierung durch Haushaltsmittel als eine europarechtsrelevante Beihilfe notwendig. Zwar wurde ein Notifizierungsverfahren zum EEG 2021 geführt, dieses erfasste jedoch nicht alle Bestimmungen des EEG 2021, da einzelne Bereiche aus dem Notifizierungsverfahren abgetrennt und in eigenständigen Notifizierungsverfahren geführt wurden. § 105 Abs. 5 EEG 2021 nannte die Begünstigungstatbestände, für die eine entsprechende beihilferechtliche Genehmigung noch ausstand und stellte die EEG-Umlagebegrenzung für E-Busse i. S. v. § 63 Nr. 2 i. V. m. § 65a EEG 2021 unter Beihilfevorbehalt.¹⁸ Aufgrund der Einordnung der Beihilfe als De-Minimis-Beihilfe konnte der Beihilfevorbehalt für E-Busse nach § 65a EEG 2021 (Stand 20.07.2022) aufgehoben werden.¹⁹

Pandemiebedingte Regelungen im EEG 2021

Unternehmen sahen sich im Jahr 2020 vor diverse Herausforderungen gestellt, um trotz der im ersten Quartal einsetzenden Pandemie den Begrenzungsantrag nebst Wirtschaftsprüferbescheinigung und gültigem Nachweis über ein Umwelt- oder Energiemanagementsystem fristgerecht einreichen zu können. Unternehmensmitarbeiter mussten die Unterlagen trotz strikter Kontaktbeschränkungen zusammenstellen. Wirtschaftsprüfer und Auditoren konnten häufig nicht bei den Unternehmen vor Ort sein; Prüfungstermine mussten aufgehoben werden.

Diese Sondersituation erforderte Maßnahmen, damit die durch die Pandemiesituation belasteten Unternehmen nicht durch Fristversäumnisse oder Betriebsstillstände und dadurch verringertem Stromverbrauch, die Begrenzung der EEG-Umlage verloren. Das BAFA teilte zunächst 2020 auf seiner Internetseite mit, dass eine verspätete Einreichung von ausschlussfristrelevanten Unterlagen im Antragsjahr 2020 als ein Fall höherer Gewalt bewertet werde. Voraussetzung sei, dass das Unternehmen nachweise, welche Gründe im Einzelfall dazu geführt hätten, dass die materielle Ausschlussfrist nicht eingehalten werden konnte.

Sodann erfolgten erste gesetzliche Maßnahmen zur Abfederung der Auswirkungen der Pandemie im Mai 2020. Das „Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen“ (EEGPandG) wurde am 25.05.2020 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht und trat am 29.05.2020 in Kraft.²⁰

Bezüglich der Pandemie adressierte das Gesetz die pandemiebedingten Schwierigkeiten bei der Einhaltung von bestimmten Fristen und Nachweispflichten. Um hier Abhilfe zu schaffen, wurde die

¹⁸ BT-Drs. 19/31009, S. 28, 50.

¹⁹ BT-Drs. 20/2656, S. 29.

²⁰ BGBl. I, vom 25. Mai 2020; S 1070.

Ausschlussfrist 30. Juni für das laufende Antragsjahr 2020 durch den (mittlerweile wieder entfallenen) § 103 Abs. 8 EEG 2017 a.F. bis zum 30.11.2020 verlängert. Nachweise und Unterlagen, insbesondere aber die sog. ausschlussfristrelevanten Unterlagen (Wirtschaftsprüfertestat, gültiger Nachweis über ein Energie- oder Umweltmanagementsystem) konnten ohne weitere Voraussetzungen bis zum 30.11.2020 nachgereicht werden, vgl. § 103 Abs. 8 EEG 2017. Unternehmen wurde es dadurch möglich, die Wirtschaftsprüferbescheinigung und das Zertifikat nach § 63 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2017 auch nach dem 30. Juni 2020 nachzureichen. Zu beachten war dabei allerdings, dass der Antrag für die Besondere Ausgleichsregelung dennoch bis zum 30. Juni über das ELAN-K2 Portal beim BAFA eingehen musste.

Weitere Erleichterungen folgten durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 21.12.2020.²¹ Adressiert wurde das Risiko, dass antragstellende Unternehmen aufgrund von pandemiebedingten Minderverbräuchen im Jahr 2020 oder darauffolgenden Jahren die Zugangsvoraussetzung der SKI-Schwelle für die Besondere Ausgleichsregelung nicht erreichen und somit ihre EEG-Umlagebegrenzung verlieren.

§ 103 Abs. 1 EEG 2021 sah daher eine Erleichterung in der Form vor, dass für die Anträge in den Antragsjahren 2021 bis 2024, für die Begrenzungsjahre 2022 bis 2025 anstelle der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre des Unternehmens zwei der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre für die Ermittlung der Stromkostenintensität des antragstellenden Unternehmens zugrunde gelegt werden durften. Das Unternehmen hatte die Wahl, auf welche zwei der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre es bei der Nachweisführung für die SKI-Schwelle abstellen wollte. Für die ausgewählten zwei Nachweisjahre wurden der Stromverbrauch und die entsprechende Bruttowertschöpfung der SKI-Ermittlung zugrunde gelegt.

Zudem wurde die bereits im EEG 2017 enthaltene übergangsweise Möglichkeit, die dem Antrag zugrundeliegenden selbst verbrauchten Strommengen und die davon ggf. abzugrenzenden Drittstrommengen statt durch ein Messkonzept und Stromverbrauchserfassung durch geeichte Messeinrichtungen, vorläufig durch nachvollziehbare, geeignete Schätzung ermitteln zu können, erweitert für Stromverbrauchsmengen des Jahres 2021. Die Übergangsregelung des § 104 Abs. 10 EEG 2017 wurde für Stromverbrauchsmengen des Jahres 2021 dementsprechend verlängert.²²

Angesichts der wirtschaftlichen Auswirkungen der Pandemie passte zudem die EU-Kommission unter anderem die staatlichen Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBLL) durch Mitteilung im Amtsblatt der EU-Kommission vom 08.07.2020 (2020/C 224/02) an. Grundsätzlich dürfen Unternehmen in Schwierigkeiten (UiS) keine Begünstigungen gewährt werden.²³ Jedoch konnten durch die Anpassung der UEBLL durch die EU-Kommission vom 08.07.2020 Unternehmen, die am 31.12.2019 noch kein UiS waren, dies aber bis zum 30.06.2021 wurden, auch eine Begrenzung der EEG-Umlage erhalten.²⁴

²¹ BGBl. I, vom 28. Dezember 2022, S. 3138.

²² Siehe hierzu auch Erläuterungen im Hinweisblatt des BAFA zur Strommengenabgrenzung 2022: [bar_merkblatt_strommengenabgrenzung\(1\).pdf](#).

²³ Ob ein Unternehmen ein UiS im Sinne der UEBLL ist, ergibt sich anhand der Kriterien in Nummer 2.2. der Leitlinien der EU-KOM für die Rettung und Umstrukturierung nichtfinanzieller UiS (R&U-LL).

²⁴ Mitteilung 2020/C 224/02, Abl. EU Nr. C vom 08.07.2020, Seite 3 zu UiS.

Zudem wurde die Möglichkeit eröffnet, dass im Rahmen der Umsetzung des Abschnittes 3.7.2 UEBLL zum Ausgleich der Kosten für die Förderung Erneuerbarer Energie durch Beihilfen die Mitgliedstaaten alternative Methoden für den Zugang zu einer möglichen Begünstigung vorsehen können. Es durfte dadurch für die Ermittlung der Kostenbelastung abgestellt werden auf:

- a) den arithmetischen Mittelwert der letzten 3 Jahre, für die BWS-Daten verfügbar sind;
- b) den arithmetischen Mittelwert von 2 Jahren, die aus den letzten 3 Jahren, für die BWS-Daten verfügbar sind, ausgewählt wurden,

sofern diese Methoden auf alle Beihilfeempfänger in gleicher Weise angewendet wurden. Diese Anpassung erlaubte es, § 103 Abs. 1 EEG 2021 wie dargestellt anzupassen.

Weitere Änderungen der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG 2021

Mit der Novellierung des EEG durch das EEG 2021 vom 21.12.2020 wurde zudem § 64 EEG 2017 geändert. Die Mindest-Stromkostenintensität wurde für BesAR-Liste-1-Unternehmen für das Antragsjahr 2021 auf 14 % und für das Antragsjahr 2022 auf 13 % vermindert. Zum Jahr 2023 sollte die Mindest-Stromkostenintensität um einen weiteren Prozentpunkt auf 12 % sinken und ab 2024 dauerhaft 11 % betragen. Diese Verringerung der Mindest-SKI war aber nicht allein auf die Pandemie zurückzuführen. Daneben sollte auch sichergestellt werden, dass die Unternehmen, die in der Besonderen Ausgleichsregelung privilegiert waren, auch privilegiert blieben, wenn die EEG-Umlage schrittweise sinkt.²⁵ Für Unternehmen der Branchen gemäß Liste 2 galt hingegen weiterhin eine sich nicht dynamisch verringernde Mindest-SKI von 20 %.

Durch das EEG 2021 wurde die EEG-Umlage für die begünstigten Unternehmen für Liste 1- und Liste 2-Unternehmen auf 15 % der jeweiligen EEG-Umlage begrenzt (§ 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2021). Die Begrenzung gemäß § 103 Absatz 4 EEG 2021 (Härtefallregelung) wurde davon allerdings nicht berührt.

Infolge der Änderung von § 64 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2021 i. V. m. § 66 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 musste bis zur Ausschlussfrist 30.06. nur noch der Wirtschaftsprüfervermerk nach § 64 Abs. 3 Nr. 1 lit. c) EEG 2021 vorgelegt werden. Das aktuelle Zertifikat des Auditors zum Energie- oder Umweltmanagementsystem des antragstellenden Unternehmens musste nicht mehr zwingend gleichzeitig mit dem Antrag eingereicht werden. Diese Änderung war eine bürokratierleichternde Maßnahme zugunsten der antragstellenden Unternehmen. Sie verhinderte, dass Unternehmen, die bei der Antragstellung übersahen, das Zertifikat rechtzeitig vorzulegen, künftig allein aus diesem Grund die Begünstigung durch die Besondere Ausgleichsregelung verloren. Das war bis zu der Vereinfachung eine häufige Ursache für Antragsablehnungen.

Zudem wurde im Zuge der Novellierung durch das EEG 2021 auch die Besondere-Ausgleichsregelung-Durchschnittstromeis-Verordnung (DSPV) angepasst. Fiktive KWKG-Umlage-Kosten und fiktive Offshore-Netzumlage-Kosten konnten dadurch in der Durchschnittstromeisverordnung berücksichtigt werden, siehe § 2 DSPV.

²⁵ BT-Drs. 19/23482, S. 128.

Neuregelungen bei Schienenbahnen

Seit dem EEG 2004 sind auch Schienenbahnen als Begünstigte der Besonderen Ausgleichsregelung definiert. Begründet wird dies seit dem EEG 2009 (§ 40) nicht durch ansonsten zu erwartende Nachteile im internationalen Wettbewerb, bei ihnen wird der intermodale Wettbewerb mit anderen Verkehrsträgern (v. a. Straßenverkehr) betont. Als integraler Bestandteil der deutschen Verkehrspolitik und deren Schnittstelle zur Umwelt- und Klimapolitik ist die Forderung anzusehen, die Schiene aufgrund ihrer günstigeren Emissionsbilanz gegenüber dem Straßenverkehr zu stärken, um möglichst viel Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr auf die Schiene zu verlagern. Würde der (zu 90 % strombetriebene²⁶) Schienenverkehr durch die EEG-Umlage zu stark belastet, würde dies die Position der Schiene im intermodalen Wettbewerb schwächen und ungewollte Verlagerungen auslösen. Vor diesem Hintergrund ist die Einbeziehung der Schienenbahnen in die BesAR aus klimapolitischer Sicht legitimiert.

Seit der Aufnahme der Schienenbahnen in die BesAR im Jahr 2004 hat es in diesem Anwendungsbereich folgende Anpassungen gegeben, die einen signifikanten Einfluss auf das Fördergeschehen hatten und somit im Rahmen der Analysen zu berücksichtigen sind:

- Ab dem Jahr 2004 galt zunächst eine Mindestmenge von jährlich 10 GWh Fahrstrom, ab der Schienenbahnen von der BesAR profitieren konnten. Lag der Verbrauch oberhalb dieser Schwelle, wurden 90 % der Gesamtmenge mit lediglich 0,05 Cent/kWh EEG-Umlage belastet, was im Jahr 2014 in etwa 9 % der regulären Umlage von 0,54 Cent/kWh entsprach. Die Entlastung dieser 90 % Fahrstrom betrug damit in etwa 91 % der regulären Umlage. 10 % des Fahrstroms wurden bei dieser Regelung stets als Selbstbehalt gehandhabt und mit der vollen Umlage belastet. Mit der in den Folgejahren bis 2013 auf 5,28 Cent/kWh steigenden regulären EEG-Umlage nahm die relative Entlastung der konstant mit 0,05 Cent/kWh belasteten privilegierten Strommenge gegenüber einer Belastung mit der regulären EEG-Umlage weiter zu. Die relative Entlastung stieg von ca. 91 % auf ca. 99 % der regulären Umlage.
- Im Jahr 2014 wurde diese Praxis grundlegend verändert: Die Schwelle für begünstigte Unternehmen wurde sehr deutlich auf 2 GWh gesenkt. Der anteilige Selbstbehalt entfiel. Im Ergebnis kamen sehr viel mehr und auch kleinere Schienenbahnen in den Genuss der Förderung. Gleichzeitig wurde der reduzierte EEG-Umlagesatz an die reguläre EEG-Umlage gekoppelt (20 % der regulären EEG-Umlage) und lag in den Folgejahren deutlich über den 0,05 Cent/kWh, wodurch Unternehmen, die bereits vorher begünstigt waren, weniger stark entlastet wurden als vorher.
- Ergänzend zur ohnehin bestehenden Nachweispflicht der Schienenbahnen, dass die beantragte Strommenge unmittelbar für den eigenen Fahrbetrieb eingesetzt wird, greift auch bei ihnen die mit dem EEG 2017 eingeführte Nachweispflicht von Drittstrommengen. Dabei ist darzulegen, welcher Teil der EEG-umlagepflichtigen Strommenge durch Verbrauchseinrichtungen Dritter verbraucht wurde. Für die Zeiträume ab 01.01.2018 und vor dem 01.01.2022 konnte übergangsweise die Erfassung und Abgrenzung von Strommengen durch Schätzung erfolgen. Für Strommengen für das Kalenderjahr 2021 gilt dies aber nur, wenn eine Erklärung vorgelegt wird, mit der dargelegt wird, wie seit dem 1. Januar 2022

²⁶ <https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/aktuell/innovative-antriebe-auf-der-schiene/>.

sichergestellt ist, dass § 62b EEG 2021 eingehalten wird. Seit dem Jahr 2022 ist eine Messung der Drittstrommengen vorgeschrieben.

- Durch § 65 Abs. 3 und 4 EEG 2021 werden neu in den Markt eintretende Schienenbahnen vor einer Diskriminierung geschützt. Schon seit dem Antragsjahr 2015 können neue Unternehmen, die sich an Ausschreibungen des Schienenpersonennahverkehrs (SPNV) beteiligen, auch die Strommengen in Ansatz bringen, die mit der ausgeschriebenen Fahrleistung verknüpft sind. Durch die nun erweiterte Regelung können auch neu in den Markt eintretende Unternehmen des Schienengüterverkehrs (SGV) und des Schienenpersonenfernverkehrs (SPFV) prognostizierte Fahrleistungen und Strommengen beantragen.
- Die Corona-Pandemie hat in manchen Segmenten zu einer Reduzierung der Fahrleistung und damit des Stromverbrauchs geführt. Dadurch war nicht auszuschließen, dass einzelne Schienenbahnen unter die definierte Schwelle von 2 GWh rutschen und damit aus der BesAR ausscheiden. Um diese zusätzliche Belastung in Zeiten einer globalen Krise zu vermeiden, durfte in Anträgen im Jahr 2021 die Strommenge auf Basis von „Vor-Corona-Jahren“ beantragt werden. Bereits bei Anträgen im Jahr 2022 war aber bereits wieder die real verbrauchte Strommenge des Jahres 2021 in Ansatz zu bringen.
- Im Gegensatz zu den stromkostenintensiven Unternehmen mussten Schienenbahnen für einen Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage nur nachweisen, dass der von ihnen für den Fahrbetrieb verbrauchte Strom unter Ausschluss etwaiger rückgespeicherter Energie mehr als 2 GWh betrug. Sofern diese Voraussetzung erfüllt war, wurde die EEG-Umlage auf Antrag für die gesamte Strommenge auf 20 % der regulären EEG-Umlage begrenzt.
- Mit Wirkung zum 01.07.2022 wurde die EEG-Umlage auf null Eurocent gesetzt und zum 01.01.2023 abgeschafft. Die Kosten der Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien werden seit dem 01.07.2022 durch Mittel aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) des Bundes aufgebracht. Der EEG-Umlagemechanismus mit der Kostenwälzung auf der sog. „fünften Stufe“ auf die Stromletztverbraucher existiert dadurch seit dem 01.07.2022 nicht mehr. Entsprechend ist die Begrenzung der Kosten der EEG-Umlage auf den Stromletztverbrauch seither auch für Schienenbahnen nicht mehr von Bedeutung.

3.2. Theoriebasierte Wirkungsanalyse der BesAR

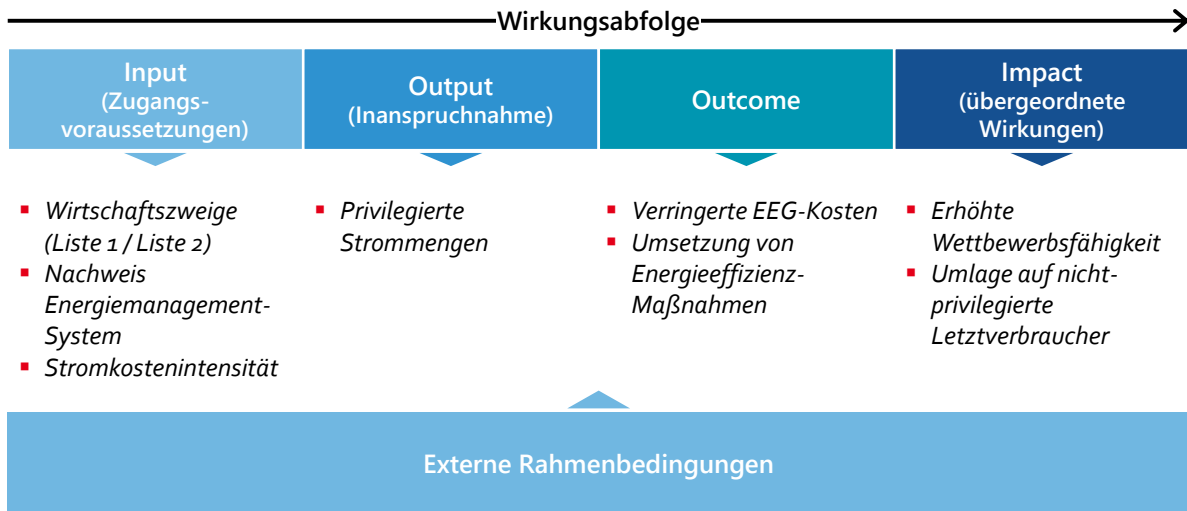
Ein Ziel des Vorhabens ist es, die Erfahrungen mit der BesAR im EEG 2017 und im EEG 2021 aus wissenschaftlicher Perspektive unter ökonomischen sowie juristischen Gesichtspunkten zu beleuchten und zu bewerten. Die so gewonnenen Erkenntnisse dienen als Ausgangspunkt für den Erfahrungsberichts der Bundesregierung.

Vor diesem Hintergrund haben gerade die theoriebasierten Wirkungsanalysen²⁷ einen besonderen Wert. Sie zeigen nämlich, auf welche Art und Weise eine Intervention zu den gewünschten (und nicht gewünschten) Wirkungen führt. Sie beantworten steuerungsrelevante Fragen wie z. B. „Wie und warum funktioniert die Intervention?“, „Für wen und unter welchen Bedingungen kommt es zu Veränderungen?“ Ihr zentraler Ansatz besteht darin, die bei der Planung unterstellten Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge kritisch zu überprüfen und zu validieren.

²⁷ Weiss, C. H., 1995.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde im November 2021 ein Untersuchungsdesign erstellt, welches die in der Leistungsbeschreibung genannten Erkenntnisinteressen weiter spezifizierte und operationalisierte. Dabei wurde dem Ansatz der „Theorie des Wandels“ („theory of change“²⁸) gefolgt und die Interventionslogik als spezifische Wirkungskette dargestellt (s. folgende Abbildung).

Abbildung 3-1: Wirkmodell Besondere Ausgleichsregelung



Weitere Faktoren, die die Wirkung der Regelungen beeinflussen

eigene Darstellung

Die ermittelte Wirkungskette umfasst fünf Elemente:

- Input:** Im Kontext der BesAR werden hierunter die Zugangsvoraussetzungen verstanden. Ausgehend von der Grundgesamtheit aller Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbe bzw. der Schienenbahnen wird analysiert, wie sich die Anzahl der antragsberechtigten Abnahmestellen verändert, wenn insbesondere die Zugangsvoraussetzung des Mindeststromverbrauchs von einer Gigawattstunde angesetzt wird. Ein weiterer Untersuchungspunkt ist die Wirkung der Durchschnittsstrompreis-Verordnung (DSPV), die indirekt das Kriterium der Stromkostenintensität beeinflusst. Diese Analyseschritte sind gegenüber der Vorgängerfassung des Erfahrungsberichtes neu. Die Ergebnisse sind im Abschnitt 3.4.1 dargestellt.
- Output:** Hierunter fällt eine Analyse der Zahl der Antragsberechtigten und der privilegierten Strommengen. Dabei wird nach Begrenzungstatbestand und Wirtschaftszweig bzw. Marktsegment bei Schienenbahnen differenziert. Außerdem erfolgt in diesem Untersuchungsschritt eine Analyse der Ablehnungen. Die Ergebnisse sind im Abschnitt 3.4.2 dargestellt.
- Outcome:** Hier werden die Folgewirkungen der BesAR auf die privilegierten Unternehmen beleuchtet: Welche finanzielle Stromkosten-Entlastung konnten die Unternehmen verbuchen? Hierzu wurde eine Faktoranalyse durchgeführt, die die Höhe der Entlastung den Einflussfaktoren privilegierte Strommenge, Höhe der regulären EEG-Umlage und Struktur der Antragssteller zuordnet. Außerdem wurde untersucht, welche Wirkung auf den Energieverbrauch die geforderten Energiemanagement-Systeme haben. Hierbei werden die

²⁸ Leeuw, F., 2012

Daten aus der BesAR anderen Datenquellen gegenübergestellt, etwa Daten aus der Evaluierung der Trassenförderung bei Schienenbahnen oder der regelmäßigen Befragung von Unternehmen zu Energiedienstleistungen. Die Ergebnisse sind im Abschnitt 3.4.3 dargestellt.

4. **Impact:** Bei diesem Element der Wirkungskette geht es zum einen um die Wirkung der BesAR bei den übrigen Letztverbrauchern, insbesondere auf deren spezifische Stromkosten. Darüber hinaus ist eine Analyse geplant, inwiefern die Wettbewerbsfähigkeit der privilegierten Branchen beeinflusst wurde bzw. wie sich die intermodale Wettbewerbsfähigkeit der Schienenbahnen verändert hat. Die Analyse ist im Abschnitt 3.4.4 dargestellt.
5. **Externe Faktoren,** also Faktoren und Umstände, die nicht Teil der Interventionslogik sind, aber einen erheblichen Einfluss auf die Erreichung der beabsichtigten Veränderungen haben, können an jedem Element der Wirkungskette auftreten. Beispielsweise werden die Folgen der COVID-19 Pandemie untersucht. Ebenfalls werden Änderungen der Branchenstruktur im Verarbeitenden Gewerbe untersucht. Die Darstellung dieser Analysen erfolgt nicht in einem separaten Abschnitt, sondern ist in die einzelnen Ergebnisabschnitte integriert.

Die Untersuchung der Interventionslogik erfolgt mittels quantitativer und qualitativer Empirie. Für jedes Element der Wirkkette wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber Indikatoren entwickelt und bestimmt. Die Indikatoren werden jeweils tabellarisch am Anfang der Ergebnisabschnitte aufgeführt. Neben der quantitativen Beschreibung des Wirkgeschehens erfolgen qualitative Einordnungen, beispielsweise durch die juristische Darstellung des beobachteten Widerspruchsverhaltens.

Die zur Analyse herangezogenen Datenquellen sind im nächsten Abschnitt 3.3 dargestellt. Einige Datenquellen werden im weiteren Verlauf des Projektes aktualisiert und stellen einen vorläufigen Stand dar.

Eine Analyse der Antragsdaten auf Einzelfallebene ist im Rahmen des Projektes nicht erfolgt.

3.3. Datenerhebung und -auswertung

3.3.1. Datenlieferungen des BAFA

Die vorliegende Untersuchung basiert zu großen Teilen auf Auswertungen aus der Antragsdatenbank des BAFA. Bei diesen Auswertungen handelt es sich um aggregierte Angaben der Antragstellenden aus den Antragsformularen. Sie wurden zumeist von den Antragstellenden im Online-Portal ELAN-K2 des BAFA eingegeben. Bei den Daten handelt es sich sowohl um quantitative als auch qualitative Daten. Hinzu kommen Daten zu verwaltungstechnischen Abläufen innerhalb des BAFA und Veröffentlichungen des BAFA.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Datenlieferungen des BAFA, die in der vorliegenden Untersuchung berücksichtigt wurden.

Zu beachten ist, dass der Stand der Daten nicht einheitlich ist. Daher kann es geringfügige Abweichungen geben, etwa bei der Zahl der privilegierten Abnahmestellen auf Basis der Antragsdatenauswertung einerseits und auf Basis der veröffentlichten Unternehmen andererseits. Jedoch ist es je nach Fragestellung sinnvoll, verschiedene Datenlieferungen zu verwenden.

Tabelle 3-1: Datenbereitstellungen durch das BAFA

Beschreibung	Stand der Daten	Bereitstellungsdatum
Auswertungen der Antragsdaten für die Begrenzungsjahre 2019-2021	22.11.2021	November 2021
Auswertungen der Antragsdaten für das Begrenzungsjahr 2022	31.01.2022	Februar 2022
Veröffentlichung „Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung“ für das Begrenzungsjahr 2019	17.12.2019	Mai 2022
Veröffentlichung „Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung“ für das Begrenzungsjahr 2020	29.06.2020	Mai 2022
Veröffentlichung „Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung“ für das Begrenzungsjahr 2021	30.06.2021	Mai 2022
Veröffentlichung „Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2019 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren“	30.09.2018	Mai 2022
Veröffentlichung „Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2020 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren“	30.09.2019	Mai 2022
Veröffentlichung „Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2021 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren“	30.09.2020	Mai 2022
Auswertungen zu den angesetzten Durchschnittsstrompreisen für die Begrenzungsjahre 2019 bis 2022	k. A.	Mai 2022
Ergänzende Auswertungen bzgl. KWKG-Umlage und Offshore-Netzzumlage für die Begrenzungsjahre 2019-2022	BJ 2019: 12.05.2022 BJ 2020: 08.03.2021 BJ 2021: 05.07.2021 BJ 2022: 12.05.2022	Mai 2022
Auswertungen zu den angesetzten Durchschnittsstrompreisen für die Begrenzungsjahre 2019 bis 2022	k. A.	Mai 2022
Aktualisierung der Antragsdaten für die Begrenzungsjahre 2019-2022	Stand BJ 2019 bis 2022: 27.02.2023	März 2023
Aktualisierung der ergänzenden Auswertungen bzgl. KWKG-Umlage und Offshore-Netzzumlage für die Begrenzungsjahre 2021-2023	27.02.2023	März 2023
Veröffentlichung „Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2022 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren“	16.02.2023	April 2023
Veröffentlichung „Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung“ für das Begrenzungsjahr 2022	10.10.2022	April 2023

3.3.2. Daten der Übertragungsnetzbetreiber und Mittelfristprognosen

In der Antragsdatenbank des BAFA liegen die beantragten privilegierten Strommengen vor. Diese Daten wurden bis zum 30.9. des Vorjahres vom Antragsteller angegeben und können auch auf Schätzungen basieren (siehe dazu auch Tabelle 3-1). Der Abgleich Soll / Ist erfolgt nicht beim BAFA, sondern durch die Übertragungsnetzbetreiber. Kumulierte Daten der tatsächlichen unter die BesAR fallenden Strommengen werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf der Plattform Netztransparenz.de veröffentlicht. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die verwendeten Daten aus dieser Plattform.

Tabelle 3-2: Ausgewertete Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber

Beschreibung	Zweck	Stand der Daten	Bereitstellungsdatum
Jahresabrechnungen EEG	Abgerechnete Strommenge, EEG-Kosten	2018-2022	Juli 2023
Jahresabrechnungen KWKG	Abgerechnete Strommenge, KWKG-Kosten	2018-2021	September 2022
Mittelfristprognosen der Offshore-Netzzumlage	Prognose der privilegierten Strommenge	2018-2023	Oktober 2022

3.3.3. Sekundärdatenquellen

Zur Beantwortung der Leitfragen bzw. zur Berechnung einiger Indikatoren sind neben den Daten mit direktem Bezug zur BesAR auch Sekundärdaten heranzuziehen, die nur teilweise oder indirekt Aussagen zur BesAR liefern. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die zusätzlich herangezogenen Sekundärdatenquellen.

Tabelle 3-3: Herangezogene Datenquellen mit teilweise oder indirektem Bezug zur BesAR

Beschreibung	Zweck	Stand der Daten	Bereitstellungsdatum
Sonderauswertung aus der Jahresehebung über die Energieverwendung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden, Tabelle 3: Energieverbrauch nach Energieträgern, Statistisches Bundesamt	Anzahl antragsberechtigter Betriebe	2021	April 2023
Empirische Untersuchung des Marktes für Energiedienstleistungen, Energieaudits und andere Energieeffizienzmaßnahmen, Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) (Hrsg.), Endberichte 2016-2022. Eschborn, 2016-2022.	Wirkung von Energiemanagement-Systemen bei privilegierten Unternehmen	2016-2022	Mai 2023
Liste der öffentlichen Eisenbahnverkehrsunternehmen in Deutschland (Eisenbahnbundesamt)	Anzahl antragsberechtigter Unternehmen	2022	März 2023
Fahrleistungsbezogene Abrechnungsdaten der DB Netz AG	Unternehmensspezifische Fahrleistungen der Schienenbahnen	2018-2020	Mai 2022
Verkehr in Zahlen (BMDV)	Gesamtfahrleistungen nach Verkehrsträgern, Anteile der Gütergruppen im Schienenverkehr	2010-2021	März 2023
Preisindizes des Statistischen Bundesamtes	Preisentwicklung für Verkehrsdienstleistungen	2010-2022	März 2023
Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen	Endenergieverbrauch im Schienenverkehr	2012-2021	März 2023
Marktuntersuchungen Eisenbahnen der BNetzA	Betriebsleistungen des Schienenverkehrs	2017-2021	März 2023

3.4. Rückblickende Ergebnisse 2019 bis 2022

3.4.1. Entwicklungen bei den Zugangsvoraussetzungen

Nach der angenommenen Wirkungslogik (siehe Kapitel 3.2) sind die Zugangsvoraussetzungen als Input zu verstehen. Ausgehend von der Grundgesamtheit aller Unternehmen des Produzierenden Gewerbe bzw. der Schienenbahnen wird im Folgenden analysiert, wie sich die Anzahl der antragsberechtigten Unternehmen verändert, wenn insbesondere das Kriterium des Mindeststromverbrauchs angelegt wird. Ein weiterer Untersuchungspunkt ist die Wirkung der Durchschnittsstrompreis-Verordnung (DSPV), die indirekt das Kriterium der Stromkostenintensität beeinflusst. Diese Analyseschritte sind gegenüber der Vorgängerauffassung des Erfahrungsberichtes neu.

Folgende Input-Indikatoren sind diesem Element der Wirkungskette zuzuordnen:

Nr.	Bezeichnung
A1	Anzahl potenziell Antragsberechtigte nach WZ-Abteilung (2Steller)
A2	Potenzielle Strommenge nach WZ-Abteilung (2Steller)
A3	Handelsintensität nach WZ 4Steller
A4	Stromkostenintensität nach WZ 4Steller

3.4.1.1. Antragsberechtigte Branchen des Produzierenden Gewerbes

In der Anlage 4 des EEG 2021 waren die stromkosten- oder handelsintensiven Branchen festgelegt, die antragsberechtigt für eine Privilegierung nach §§64 / 103 EEG 2021 waren. Insgesamt 221 Branchen waren auf Basis ihres WZ2008 4Steller-Codes entweder der Liste 1 oder der Liste 2 zugeordnet.

Die Branchen der Liste 1 entsprachen den Branchen des Anhangs 3 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UEBLL). In Randziffer (186) der UEBLL wurde ausgeführt, dass auch Wirtschaftszweige mit einer Handelsintensität von mindestens 4 % prinzipiell zulässig für eine Privilegierung sind. Einige Branchen waren im Anhang 4 EEG 2021 als Liste 2 geführt. Etwa drei Viertel der Industriebetriebe²⁹ in Deutschland gehörten einem Wirtschaftszweig aus Liste 1 oder Liste 2 des Anhang 4 EEG 2021 an. Sie standen für insgesamt etwa 210 TWh Stromverbrauch. (vgl. die linke Seite von Tabelle 3-4).

Neben der Listenzugehörigkeit war u. a. ein Mindeststromverbrauch von 1 GWh Voraussetzung für eine Privilegierung. Dieser Selbstbehalt bezog sich auf jede Abnahmestelle der Unternehmen. Etwa 13.000 Industriebetriebe erfüllten dieses Mengenkriterium. Sie standen für einen Stromverbrauch von ca. 200 TWh (vgl. die rechte Seite von Tabelle 3-4).

Neben dem Listenkriterium und dem Mindestverbrauch von 1 GWh mussten Unternehmen zusätzliche Anforderungen hinsichtlich der Stromkostenintensität erfüllen. Die Schwellenwerte waren abhängig von der Liste (Liste 1 oder Liste 2) und vom Antragsjahr. Eine statistische

²⁹ Produzierende Betriebe von Unternehmen des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden und des Verarbeitenden Gewerbes mit mindestens 20 Beschäftigten.

Untersuchung der Anzahl der Unternehmen, die dieses Kriterium erfüllten, wird hier nicht durchgeführt, da hierzu zusätzliche Annahmen zur Verteilung der Bruttowertschöpfung innerhalb der Branchen erforderlich sind, für die es derzeit keine empirische Basis gibt.

Tabelle 3-4: Charakterisierung der nach EEG 2021 antragsberechtigten Branchen

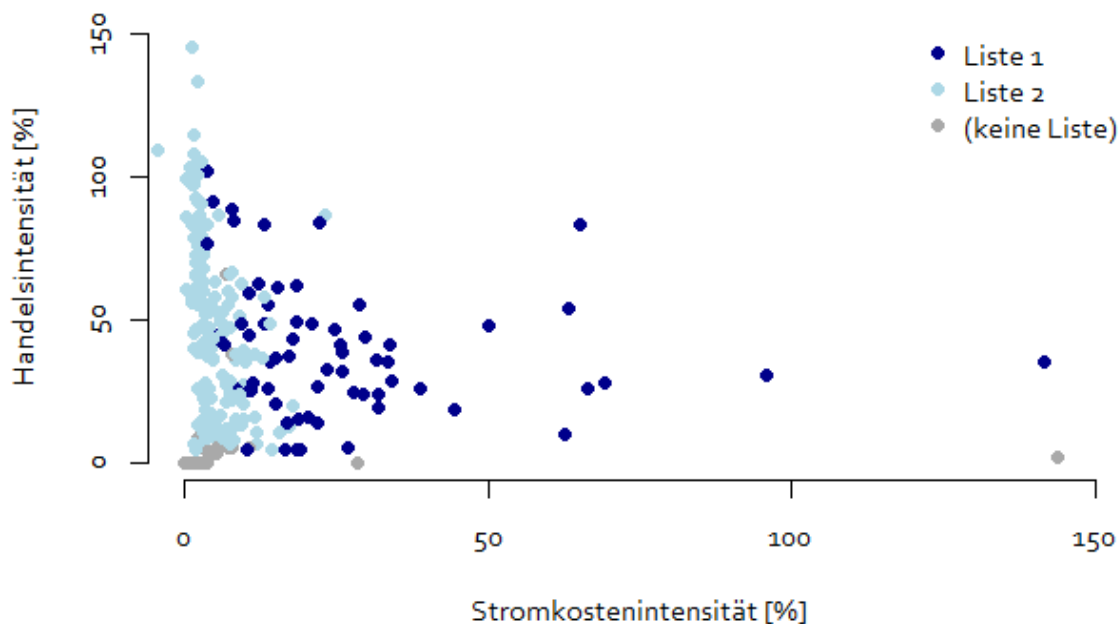
Wirtschaftszweig (WZ2008)	Insgesamt				Mit mehr als 1 GWh			
	Anzahl Betriebe		Stromverbrauch in GWh		Anzahl Betriebe		Stromverbrauch in GWh	
	Liste 1	Liste 2	Liste 1	Liste 2	Liste 1	Liste 2	Liste 1	Liste 2
0800 – Gew. von Steinen und Erden	448	585	1.120	637	208	190	1.042	523
1000 - Nahrungs- und Futtermittel	271	2.822	2.304	11.948	156	1.235	2.264	11.446
1100 – Getränke	37	521	172	1.767	31	268	168	1.656
1300 – Textilien	196	400	987	459	116	96	957	385
1600 - Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)	335	761	1.633	781	145	116	1.555	612
1700 - Papier, Pappe	230	659	16.873	1.580	192	311	16.857	1.461
1800 – Druckerzeugnisse	64	4	5.808	351	39	4	5.798	351
2000 - Chemische Erzeugnisse	686	1.012	46.921	3.542	536	409	46.868	3.340
2200 - Gummi- und Kunststoffwaren	990	2.324	7.467	5.899	717	1.069	7.364	5.452
2300 - Glas / Keramik	1.073	269	11.185	686	556	104	10.962	632
2400 - Metallerzeugung	926	60	38.182	81	683	23	38.076	66
2500 - Herstellung von Metallerzeugnissen		6.190		10.235		1.879		8.869
2600 - Datenverarbeitungsgeräten, elektronische und optische Erzeugnisse	283	1.656	2.596	2.156	127	264	2.557	1.854
2700 - Elektrische Ausrüstungen	45	2.211	489	3.762	25	545	481	3.413
2800 - Maschinenbau		6.305		9.716		1.464		8.410
2900 - Kraftwagen und Kraftwagenteilen		1.346		13.574		666		13.381
Sonstige (bei weniger als 5 Unternehmen in einer WZ)	208	3.640	587	5.683	57	758	546	5.115
Summe	5.792	30.765	136.323	72.856	3.588	9.401	135.494	66.967

*Quelle: Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes (Destatis D, 2023)
Berichtsstand der Daten: 2021*

Die tatsächlich beobachtete Inanspruchnahme ist im folgenden Abschnitt dargestellt. Eine Abschätzung der Zahl der Industriebetriebe und der damit verbundenen Strommenge gemäß dem EnFG ist im Abschnitt 3.5.3.1 dargestellt.

Die folgende Abbildung stellt Handels- und Stromkostenintensitäten für 245 Branchen dar. Deutlich zu erkennen ist die im Allgemeinen höhere Stromkostenintensität der Liste-1-Branchen. Datengrundlage ist eine Veröffentlichung aus dem Jahr 2021 der EU-Kommission mit dem Bezugszeitraum 2013 bis 2015 und dem Bezugsraum EU. Zu erkennen ist, dass alle Branchen der Liste 2 EEG 2021 das 4-%-Handelsintensität-Kriterium erfüllten. Einige Branchen erfüllten das 4-%-Handelsintensität-Kriterium, waren aber dennoch nicht in Liste 2 EEG 2021 aufgeführt. Es handelte sich um die Branchen 08.92, 10.52, 13.30, 18.11, 18.12, 18.14, 18.20, 22.19 und 25.62. Branchen mit hoher Stromkostenintensität, aber einer Handelsintensität unter 4 %, sind 05.20 und 09.90. Bei diesen Branchen reichte die Stromkostenintensität nicht aus, um eine Schlechterstellung im internationalen Wettbewerb zu begründen.

Abbildung 3-2: Handels- und Stromkostenintensitäten der Branchen im Anhang 4 EEG 2021



Quelle: (EU-KOM 2021)

Neben den Unternehmen, die einer der Branchen aus Anhang 4 EEG 2021 angehörten und das Kriterium zur Stromkostenintensität erfüllten, konnten auch Unternehmen antragsberechtigt sein, die eines oder beide Kriterien nicht erfüllen. Dies war in der sogenannten Härtefallregelung in § 103 Abs. 4 EEG 2021 festgelegt. Mit insgesamt über 200 Abnahmestellen und etwa 2,4 TWh blieb dieser Begrenzungstatbestand auch im Begrenzungsjahr 2022 relevant.

3.4.1.2. Schienenbahnen-Unternehmen

Aus Fördersicht ist von Interesse, welcher Anteil des Schienenverkehrs unter die Regelungen der BesAR fällt und welcher nicht. Ausgehend von den BAFA-Daten lässt sich dies zunächst nur anhand der Unternehmensanzahl beantworten. Im Jahr 2022 waren beim Eisenbahnbundesamt (EBA) insgesamt 641 aktive Eisenbahnverkehrsunternehmen (EVU) gemeldet, von denen aber nur 277 über die notwendige Sicherheitsbescheinigung zur Befahrung des übergeordneten Netzes verfügten, um Trassen im öffentlichen Netz (auch abseits privater Streckenabschnitte) befahren zu können.³⁰ Für das Begrenzungsjahr 2022 wurden laut BAFA-Daten 165 Unternehmen über die Begrenzung der EEG-Belastung gefördert.³¹ Demnach wäre ein Anteil von etwa 60 % der auf dem übergeordneten Netz operierenden EVU durch die BesAR entlastet worden. Differenziert nach Marktsegmenten entsteht ein sehr unterschiedliches Bild: 65 % der Unternehmen, die hauptsächlich im SPNV tätig sind, erhielten Zugang zur BesAR. Im Schienengüterverkehr waren es aufgrund vieler sehr kleiner Unternehmen lediglich 30 %, im Schienen-Personenfernverkehr (SPFV) verfügen nur sehr wenige Unternehmen über eine Sicherheitsbescheinigung zur Befahrung des übergeordneten Netzes. Von diesen wenigen Anbietern fielen im Jahr 2022 67 % unter die BesAR. Gerade am Fernverkehr zeigt sich die fehlende Aussagekraft des Förderanteils, wenn dieser lediglich auf Basis der

³⁰ entsprechende Statistiken verfügbar unter

https://www.eba.bund.de/DE/Themen/Eisenbahnunternehmen/eisenbahnunternehmen_node.html;jsessionid=9559F8C26CCD8E7FCD249D78E030F43C.live21324#doc1527822bodyText2

³¹ Für das Begrenzungsjahr 2022 sank die Zahl der Anträge aufgrund des Auslaufens der EEG-Umlage auf lediglich noch 100 Abnahmestellen ab.

Unternehmenszahlen errechnet wird: So vereint die DB allein 95 % des Marktanteils im Fernverkehr auf sich, die anderen durch die BesAR geförderten EVU erbringen fast vollständig die restlichen 5% der Fahrleistung.³² Die nicht durch die BesAR entlasteten 33 % der EVU im Fernverkehr erbringen zusammen hingegen keine nennenswerte Verkehrsleistung. Durch die großen Unterschiede bei der Fahrleistung entsteht also ein verzerrtes Bild, da nur große Schienenbahnen die BesAR nutzen. Der Anteil der nicht entlasteten Unternehmen ist mit einem Drittel durchaus beachtlich, diese tragen aber in Summe kaum zur Verkehrsleistung bei. Dieser Umstand ist nur mit Hilfe der vorliegenden Förderdaten nicht in befriedigender Tiefe zu analysieren, da diese weder unternehmensspezifische Fahrleistungen noch Stromverbräuche beinhalten.

Prognos liegen allerdings aus einer parallelen Evaluation (Trassenpreisförderung des BMDV) die fahrleistungsbezogenen Förderdaten der einzelnen Unternehmen zumindest im Güterverkehr für 2020 vor, deren Nutzung für diese Untersuchung freigegeben wurde. Auf Basis dieser Daten lässt sich abschätzen, dass die begünstigten 30 % der GV-Unternehmen über 90 % der Gesamtfahrleistung im Güterverkehr erbringen. Der Rest entfällt demnach auf Unternehmen, die sich unterhalb der Schwelle von 2 GWh pro Jahr bewegen. Dabei handelt es sich um sehr kleine Anbieter, die entweder nur regional operieren oder auf bestimmte Segmente spezialisiert sind. Für den SPNV liegen Prognos keine Daten in vergleichbarer Güte vor. Um eine ähnliche Abschätzung zumindest näherungsweise vornehmen zu können, wurde in dem Datensatz die Fahrleistung der begünstigten Unternehmen ergänzt, die sich aus den Jahresstatistiken des Verbands Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) entnehmen lässt. Diese Zuordnung ist aufgrund gewisser methodischer Unschärfen nicht trivial, ermöglicht aber zumindest eine überschlägige Abschätzung. Die so vorgenommenen Auswertungen deuten darauf hin, dass auch im SPNV über 90 % der Gesamtfahrleistung von etwa 700 Mio. Zugkilometern durch die BesAR begünstigt werden. Im Fernverkehr kann auf eine derart komplexe Auswertung verzichtet werden: DB Fernverkehr allein erbringt 95 % der Fahrleistung in diesem Segment. Da zusätzlich auch die fünf größten Wettbewerber in den Genuss der BesAR kommen, kann von einer nahezu vollständigen Begünstigung des Fernverkehrs ausgegangen werden. Daraus ergibt sich, dass die BesAR den Schienenverkehrsmarkt in allen Segmenten zu über 90 % abdeckt.

Tabelle 3-5 zeigt, dass die Transportleistungen im Schienenpersonenverkehr in den vergangenen Jahren langsam, aber stetig zugenommen und 2019 ihr vorläufiges Maximum erreicht hat. Die Pandemie hat die Verkehrsleistung im Jahr 2020 sowohl im Fern- als auch im Nahverkehr in historischem Maße einbrechen lassen. Im Fernverkehr zeigte sich 2021 eine erste Erholung, während der Nahverkehr sich noch weiter reduziert hat.

Tabelle 3-5: Entwicklung der Verkehrsleistung im Schienenpersonenverkehr nach Verkehrsarten in Mrd. Personenkilometern

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SPNV	47,8	49,9	51,4	52,8	54,9	54,8	54,8	55,1	55,3	57,3	35,1	30,9
SPFV	36,1	35,5	37,3	36,8	36,1	36,9	39,4	40,4	42,9	44,7	23,7	25,2

Quelle: eigene Darstellung nach BMDV³³

Tabelle 3-6 zeigt, dass der Güterverkehr deutlich weniger stark von der Pandemie betroffen war als der Personenverkehr. Zwar ist auch hier die Verkehrsleistung im Jahr 2020 spürbar eingebrochen,

³² vgl. Bundesnetzagentur (2022): Marktuntersuchung Eisenbahn 2022.

³³ <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/verkehr-in-zahlen.html>.

schon im Jahr 2021 hatten sich aber die Zahlen jedoch wieder komplett erholt und lagen sogar leicht über dem Niveau von 2019.

Tabelle 3-6: Entwicklung der Verkehrsleistung im Schienengüterverkehr in Mrd. Tonnenkilometern

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
SGV	107,3	113,3	110,1	112,6	115,0	121,0	128,9	131,2	130,0	129,2	119,8	129,9

Quelle: eigene Darstellung nach BMDV³⁴

Die folgende Tabelle 3-7 stellt den Gesamtstromverbrauch der Schienenbahnen gemäß der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen dar. Zu erkennen ist, dass der Einbruch der Verkehrsleistungen (Personenkilometer) sich nicht in gleichem Umfang im Stromverbrauch widerspiegelt. Dies ist dadurch zu erklären, dass während der Pandemie der Zugverkehr (bezogen auf die gefahrenen Zugkilometer) nur in sehr geringem Maße tatsächlich eingestellt wurde. Nachweisen lässt sich dies anhand der Betriebsleistungen der EVU, gemessen in gefahrenen Trassenkilometern (vgl. Tabelle 3-7). Die Zahlen weisen nach, dass der Schienenverkehr 2020 um lediglich 2,3 % abgenommen hat und bereits im Jahr 2021 wieder über dem Niveau von 2019 lag. Nennenswerte Rückgänge gab es nur im SGV. Im Personenverkehr wurde hingegen (auch dank staatlicher Finanzhilfen) das Angebot nahezu unverändert aufrechterhalten, auch wenn die Züge während der Pandemie äußerst schwach besetzt waren. Auch wenn also die Verkehrsnachfrage auf der Schiene deutlich zurückgegangen ist, hatte die Pandemie auf das (für den Stromverbrauch wesentlich relevantere) Verkehrsangebot nur sehr geringe Auswirkungen, da der Fahrbetrieb weitestgehend aufrechterhalten wurde.

Tabelle 3-7: Entwicklung des Stromverbrauchs der Schienenbahnen in TWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Stromverbrauch Schienenverkehr	16,7	16,6	12,1	11,9	11,5	11,1	11,6	11,8	11,5	11,3	10,9	11,0

Quelle: eigene Darstellung nach AG Energiebilanzen e. V.³⁵, eigene Umrechnung von PJ auf TWh

Tabelle 3-7: Entwicklung der Betriebsleistungen der Schienenbahnen in Mio. Trassenkilometern

	2017	2018	2019	2020	2021
SPNV	692	696	706	705	718
SPFV	141	145	148	143	149
SGV	259	262	266	249	273
Gesamt	1.104	1.115	1.122	1.097	1.140

Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA³⁶

Ebenfalls zu beobachten ist, dass der von der AG Energiebilanzen ausgewiesene Stromverbrauch der Schienenbahnen in den betrachteten Begrenzungsjahren mit insgesamt 11 bis 12 TWh stets um 1 bis 2 TWh niedriger lag als die von den Schienenbahnen beantragte privilegierte Strommenge (12 bis 13 TWh). Ein wesentlicher Grund hierfür könnte eine abweichende statistische Abgrenzung sein, beispielsweise was die Bilanzierung von Werkbahnen angeht (Zuordnung Stromverbrauch zu einer Industriebranche oder zum Verkehr). Dieser Sachverhalt kann anhand der vorliegenden Informationen nicht befriedigend erklärt werden.

³⁴ <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/verkehr-in-zahlen.html>.

³⁵ <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>.

³⁶ Bundesnetzagentur (2022): Marktuntersuchung Eisenbahnen 2022, 3. Sonderausgabe.

3.4.1.3. Durchschnittsstrompreis-Verordnung (DSPV)

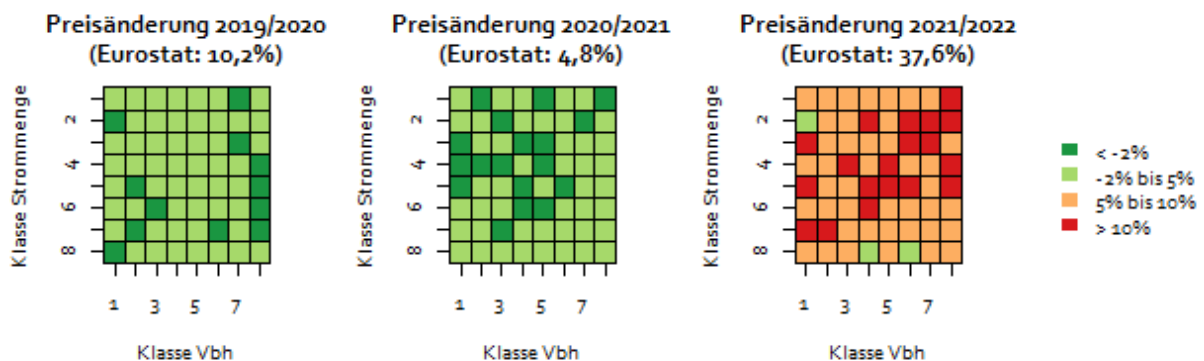
Die Europäische Kommission legte in der Novellierung der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 fest, dass die zur Berechnung der Stromkostenintensität herangezogenen Strompreise künftig nicht mehr individuell vom Antragsteller angegeben werden dürfen. Stattdessen sollten durchschnittliche Strompreise von Unternehmen mit ähnlichen Stromverbrauchsstrukturen verwendet werden. Durch diese Regelung soll verhindert werden, dass die Stromkostenintensität eines Unternehmens durch Preisgestaltungen beim Strompreis künstlich erhöht wird.

Diese Vorgabe der EU-Kommission wurde vom damaligen BMWi (nun BMWK) durch die „Verordnung zur Berechnung der durchschnittlichen Strompreise für die Besondere Ausgleichsregelung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (Besondere-Ausgleichsregelung-Durchschnittsstrompreis-Verordnung – DSPV)“ vom 16.2.2016 umgesetzt. Ermächtigt wurde das damalige BMWi (jetzt BMWK) dazu durch § 94 Nr. 2 EEG 2014.

Gemäß der DSPV wurden jährlich basierend auf den Antragsdaten des Vorjahres 64 Durchschnittsstrompreise auf den Internetseiten des BAFA veröffentlicht. Dabei wurde in 8 Kategorien bzgl. der Strommenge und in 8 Kategorien hinsichtlich der Vollbenutzungsstunden unterschieden. Die Grenzen dieser Kategorien wurden so gewählt, dass für jedes Kategorienpaar annähernd gleich viele Daten vorlagen und variierten daher von Jahr zu Jahr.

Die folgende Abbildung stellt die prozentualen Preisänderungen für die einzelnen Jahre dar. Zu erkennen ist, dass für die Begrenzungsjahre 2020 und 2021 gleichbleibende bzw. leicht niedrigere Preise als im jeweiligen Vorjahr angesetzt wurden. Für das Begrenzungsjahr 2022 hingegen ist eine teilweise deutliche Preissteigerung gegenüber dem Vorjahr erkennbar.

Abbildung 3-3: Änderungen der Durchschnittsstrompreise



Höhere Klassenbezeichnungen bei Strommenge und Vollbenutzungsstunden stehen für jeweils höhere Werte.

Die genauen Grenzen variieren von Jahr zu Jahr.

Eigene Darstellung auf Basis von BAFA 2022, Eurostat Tabelle prg_pc_205 (Band IE)

Die Preissteigerung kann dazu führen, dass mehr Unternehmen das Kriterium der Stromkostenintensität 2022 erfüllen und somit die Zahl der Antragsteller zunimmt. Tatsächlich ist eine Zunahme um etwa 6% im Begrenzungsjahr 2022 gegenüber dem Vorjahr sowohl bei den Anträgen wie auch bei den Bewilligungen zu beobachten (vgl. 3.4.2.1). Allerdings war die privilegierte

Strommenge rückläufig (vgl. 3.4.2.2), so dass davon auszugehen ist, dass mehrere Faktoren gleichzeitig die Inanspruchnahme beeinflussten. Hinzu kommt, dass die der DSPV zugrundeliegenden Daten jeweils aus dem Vorjahr stammen, so dass Preisentwicklungen sich nur verzögert in den DSPV-Daten abbilden.

Ebenfalls in Abbildung 3-3 zu erkennen ist, dass die gemäß DSPV veröffentlichten Strompreisänderungen grob mit den von Eurostat veröffentlichten Industriestrompreisen korrespondieren. Die Preissteigerung in den Jahren 2019/2020 und 2020/2021 ist moderat, sowohl in der DSPV wie auch bei Eurostat. Die Preissteigerung 2021/2022 war drastisch, sowohl in der DSPV wie auch bei Eurostat. Im Detail kann es Abweichungen geben, die darauf zurückzuführen sind, dass die Preise der DSPV nicht nur nach Strommenge, sondern auch nach Vollbenutzungsstunden differenzieren, während Eurostat ausschließlich nach Strommenge, jedoch in anderer Abgrenzung als die DSPV, auswertet. In der Abbildung oben wurden beispielhaft die Preisänderungen der Eurostat-Industriestrompreise für das Mengenband IE³⁷ (20-70 GWh) dargestellt.

Der Durchschnittsstrompreis wird durch eine Division aller Strombezugskosten der antragstellenden Unternehmen, bereinigt um die tatsächliche bzw. fiktive EEG-Umlage, durch den Stromverbrauch ermittelt (vgl. § 3 Abs. 2 DSPV). Unter Berücksichtigung der Strombezugsmengen der Unternehmen werden dann gestaffelt nach der Strommenge acht (branchenunabhängige), der Anzahl nach gleich großen Gruppen gebildet. Innerhalb jeder Gruppe wird eine weitere Unterteilung in acht Untergruppen vorgenommen, die sich an den Vollbenutzungsstunden der Unternehmen orientiert.

Auch diese Untergruppen sollen, ggf. mit Ausnahme der Untergruppe für Unternehmen, die mindestens 7.000 Vollbenutzungsstunden aufweisen, gleich groß sein (vgl. § 3 Abs. 3 DSPV). Für jede dieser Untergruppen wird dann ein Durchschnittsstrompreis ermittelt, der sich aus dem arithmetischen Mittel der unternehmensspezifischen Strompreise aller Unternehmen der Untergruppe errechnet (§ 3 Abs. 4 DSPV). Aufgrund der Basis der Strompreise des Vorjahres beruht der Durchschnittsstrompreis auf den dem Antragsjahr vorangehenden Jahreswerten, die nicht immer die aktuelle Entwicklung der Strompreise abbilden.

Durch das EnFG entfiel mit Wirkung zum 01.01.2023 die Anforderung, dass eine Mindest-SKI durch die energieintensiven Unternehmen erreicht werden muss. Unternehmen, für die eine Umlagebegrenzung bislang daran scheiterte, dass das notwendige Mindestverhältnis von maßgeblichen Stromkosten zum arithmetischen Mittel ihrer Bruttowertschöpfung (Stromkostenintensität) nicht erreicht wurde, können nunmehr von einer Umlagebegrenzung bzgl. der gemäß EnFG erhobenen Netzumlagen (KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage) profitieren. Unverändert blieb die auch zuvor bereits geltende Zugangsvoraussetzung, der zufolge der Mindeststrombezug an einer Abnahmestelle mehr als 1 GWh im Geschäftsjahr erreichen muss.

Die zunächst geltende Anforderung einer Mindest-SKI für Unternehmen, die die Übergangs- und Härtefallbestimmung des § 67 Abs. 1 EnFG nutzen, entfiel. § 67 Abs. 2 Nr. 3 EnFG forderte zunächst den Nachweis einer Mindest-SKI für diejenigen Unternehmen, die für 2022 oder 2023 auf Grundlage

³⁷ Als Alternativen hätte das Mengenband IC (500 bis 1.999 MWh) herangezogen werden können. Dieses enthält jedoch auch Preisinformationen für Unternehmen, die nicht antragsberechtigt sind, da ihr Stromverbrauch geringer als 1 GWh ist. Weitere Alternativen sind die Mengenbänder ID (2-20 GWh), IF (70-150 GWh) und IG (mehr als 150 GWh).

des EEG 2021 einen Begrenzungsbescheid sowie eine WZ-Klassifikation nach Anlage 4 EEG 2021 haben. Diese ursprünglich vorgesehene Mindest-SKI betrug für Liste-1-Unternehmen 12 % im Antragsjahr 2023 und 11 % ab dem Antragsjahr 2024 sowie für Liste-2-Unternehmen einheitlich 20 %. Durch das „Gesetz zur Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze“ mit Stand zum Berichtszeitpunkt 07.07.2023 wurde § 67 Abs. 2 Nr. 3 EnFG aufgehoben. Die Anforderung einer Mindest-SKI für Unternehmen, die die Übergangsbestimmung nutzen möchten, ist nunmehr entfallen. Anträge auf Begrenzung der Netzzumlagen (KWKG-Umlage und Offshore-Netzzumlage) können von Unternehmen, die die Übergangs- und Härtefallbestimmung des § 67 Abs. 1 EnFG nutzen, für das Begrenzungsjahr 2024 noch bis zum 30.09.2023 gestellt werden, vgl. neuer § 67 Abs. 2 Satz 4 EnFG.

3.4.2. Inanspruchnahme der BesAR

Nach der angenommenen Wirkungslogik (s. 3.2) ist die Inanspruchnahme der BesAR als Output zu verstehen. Im folgenden Abschnitt erfolgt eine Analyse der Zahl der Antragsberechtigten und der privilegierten Strommengen. Dabei wird nach Begrenzungstatbestand und Wirtschaftszweig bzw. Marktsegment bei Schienenbahnen differenziert. Außerdem erfolgt in diesem Untersuchungsschritt eine Analyse der Ablehnungen.

Folgende Output-Indikatoren sind diesem Element der Wirkungskette zuzuordnen:

Nr.	Bezeichnung
B1	Anzahl Anträge insgesamt
B2	Anzahl Erstanträge insgesamt
B3	Anzahl abgelehnter Anträge nach Kategorie der Ablehnung und Größenklasse des Antragstellers (Strommenge)
B4	Anzahl Widersprüche nach Kategorie der Ablehnung und Größenklasse des Antragstellers (Strommenge)
B5	Anzahl zurückgezogener Anträge
B6	Anzahl bewilligter Anträge
B7	Anzahl abgelehnter Erstanträge
B8	Anzahl bewilligter Erstanträge
B9	Anzahl bewilligter Anträge von Unternehmen in Schwierigkeiten
B10	Anzahl Abnahmestellen begünstigter Unternehmen im produzierenden Gewerbe nach Begrenzungstatbestand
B11	Anzahl Abnahmestellen begünstigter Schienenbahnen
B12	Privilegierte Strommenge nach Begrenzungstatbestand
B13	Privilegierte Strommenge Schienenbahnen
B14	Selbstbehalt der begünstigten Unternehmen im produzierenden Gewerbe
B15	Privilegierte Strommenge nach WZ-Abteilung (2Steller)
B16	Privilegierte Strommenge an Unternehmen in Schwierigkeiten
B17	Privilegierte umlagepflichtige Eigenstrommenge nach Begrenzungstatbestand

3.4.2.1. Inanspruchnahme allgemein

Die Begrenzung der EEG-Umlage im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung erfolgte auf Antrag des Unternehmens beim BAFA. Lagen die Anspruchsvoraussetzungen für das antragstellende stromkostenintensive Unternehmen bzw. den selbständigen Unternehmensteil, Schienenbahnen, Verkehrsunternehmen, die elektrische Busse betrieben, bzw. für Rechtsträger, die die Infrastruktur „Landstromanlage“ betrieben, vor, wurden die Begrenzungsbescheide für die beantragten Abnahmestellen bzw. Landstrominfrastruktur erteilt. Wurden die Anspruchsvoraussetzungen als Ergebnis der Prüfung des BAFA nicht oder nur teilweise erfüllt, lehnte das BAFA den Antrag ab. Legte der Antragsteller Widerspruch gegen diese Entscheidung ein, bearbeitete das BAFA diesen Widerspruch und entschied über diesen nach sachlicher und rechtlicher Prüfung. Es kam auch vor, dass Antragsteller ihren Antrag zurückziehen, bevor das BAFA über ihn entschied.

Die Ergebnisse des Verwaltungsverfahrens wurden vom BAFA auf zwei Ebenen dokumentiert. Zum einen auf der Vorgangsebene, da dort Kriterien wie die Stromkostenintensität, der WZ-Klassifikation des Unternehmens oder die Vorgaben zur materiellen Ausschlussfristen für nach EEG 2017 bzw. derzeit EEG 2021 antragsrelevante Unterlagen (Verfristungen) galten und zum anderen auf der Ebene der Abnahmestellen, da dort andere Kriterien, wie der Mindeststromverbrauch von einer Gigawattstunde je Abnahmestelle, anzuwenden waren. Die folgende Tabelle 3-8 zeigt eine Auswertung des BAFA zu den Antragstellungen (Vorgangsebene) für die Begrenzungsjahre 2019 bis 2022.

Zu erkennen ist ein leichter Rückgang der bewilligten Anträge (-1,5 %) in den Begrenzungsjahren 2020 und 2021. Ursachen hierfür können auslaufende Übergangsregelungen sein, insbesondere § 103 (3) EEG 2017, wo die EEG-Umlage für die Begrenzungsjahre 2015 bis 2018 gedeckelt wird.

Im Begrenzungsjahr 2022 steigen die Bewilligungen wieder auf das Niveau von 2019. Dies dürfte einerseits auf die neuen Begrenzungstatbestände, andererseits auf die erleichterten Zugangsvoraussetzungen zu den Begrenzungstatbeständen im EEG 2021 zurückführbar sein. Zu nennen ist hier § 103 Abs. 1 EEG 2021, aufgrund dessen für die Begrenzungsjahre 2022 bis 2025 anstelle der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre des Unternehmens zwei der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre für die Ermittlung der Stromkostenintensität des antragstellenden Unternehmens zugrunde gelegt werden konnten. Das antragstellende Unternehmen hatte die Wahl, auf welche zwei der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre es bei der Nachweisführung für die SKI-Schwelle abstellen wollte. Auch pandemiebedingte Erleichterungen, wie z. B. die Reduzierung der ausschlussfristrelevanten Unterlagen, die zwingend ohne Möglichkeit der Nachreichung bis 30.06. im Antragsjahr vorzulegen waren, können dazu beigetragen haben, dass die Zahl der Bewilligungen im Jahr 2022 anstieg.

Der Anteil der Erstanträge schwankte in den Begrenzungsjahren 2018 bis 2022 zwischen 2 und 6 %. Zu beachten ist, dass jeder unter einer neuen Registrierung im Antragsportal gestellte Antrag als "Erstantrag" gezählt wird. Denkbar ist, dass ein Antragsteller sich mehrfach registriert. Die Zahl der Erstanträge wird somit möglicherweise etwas überschätzt.

Unternehmen, die vor dem 31.12.19 kein Unternehmen in Schwierigkeiten (UiS) im Sinne der Ziffer 2.2 der Leitlinien für staatliche Beihilfen der EU-Kommission zur Rettung und Umstrukturierung nichtfinanzieller Unternehmen in Schwierigkeiten ("R&U-LL") waren, und zwischen 01.01.20 und

30.06.21 zu einem UiS geworden sind, konnten aufgrund einer im während der Corona-Pandemie erlassenen Sonderregelung eine Begrenzung der EEG-Umlage erhalten. Der Anteil dieser Unternehmen in Schwierigkeiten an den Bewilligungen betrug zwischen 2 und 4 %.

Die Anzahl der stornierten / zurückgezogenen Anträge ist rückläufig und liegt mit 1 bis 2 % der Anträge auf einem niedrigen Niveau.

Tabelle 3-8: Anträge nach Bewilligungsstatus in der Besonderen Ausgleichsregelung für die Begrenzungsjahre 2019 bis 2022

	2019	2020	2021	2022
Anträge insgesamt	2.262	2.201	2.173	2.298
davon Erstanträge	75	47	77	126
Bewilligte Anträge insgesamt	2.120	2.087	2.076	2.205
davon Erstanträge	59	43	62	100
davon Unternehmen in Schwierigkeiten	39	71	88	72
Anzahl der begrenzten Abnahmestellen	2.814	2.763	2.740	2.884
davon Produzierendes Gewerbe	2.667	2.615	2.579	2.672
davon Schienenbahnen	147	148	156	165
davon E-Bus				41
davon Landstrom			5	6
Zurückgezogene / stornierte Anträge	43	43	36	27
Abgelehnte Anträge	93	61	34	32
davon Erstanträge	12	1	5	7
Widersprüche	52	36	18	20
Klagen	9	8	1	1

Quelle: eigene Darstellung nach BAFA

3.4.2.2. Inanspruchnahme nach Begrenzungstatbeständen

Die folgende Tabelle 3-9 zeigt die privilegierte Strommenge nach Begrenzungstatbestand. Grundsätzlich ist zu unterscheiden zwischen der privilegierten Strommenge, d. h. der von den Antragsstellern genannten und mit positivem Zuwendungsbescheid versehenen Strommenge, und der tatsächlich in Anspruch genommenen Strommenge, wie sie von den Übertragungsnetzbetreibern (Strom) im Rahmen der Jahresabrechnung des EEG gemeldet wird. Die privilegierten Strommengen sind als vorläufige Zahlen einzuordnen, allerdings liegen sie aufgrund der spezifischen Angaben der Unternehmen in höherem Detaillierungsgrad vor als in den Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber.

Vergleicht man die beantragte privilegierte Strommenge und die tatsächlich bei den Übertragungsnetzbetreibern abgerechnete Strommenge, so ist im Begrenzungsjahr 2020 eine deutliche Abweichung von über 5 % zu beobachten. Dies ist vermutlich auf die Corona-Pandemie zurückzuführen. Eine vertiefte Analyse dazu ist im Abschnitt 3.4.2.4 zu finden.

Zum Jahreswechsel 2022/2023 wurde die Umlagefinanzierung des EEG abgeschafft, seit dem 1. Juli 2022 war die EEG-Umlage auf null ct/kWh gesenkt. Damit fiel auch die Entlastungswirkung der entsprechenden Begrenzungstatbestände weg. Aus diesem Grund fiel die tatsächliche Inanspruchnahme nach EEG-Jahresabrechnung im Begrenzungsjahr 2022 etwa um die Hälfte niedriger aus als beantragt.

Der Anteil der Strommenge derjenigen Begrenzungsfälle, die direkt an den vollen EEG-Satz gekoppelt sind (15 %/20 % Begrenzung nach § 64 Abs. 2 Nr. 2, Bestandsschutz, Schienenbahnen, Landstrom) liegt im gesamten betrachteten Zeitraum (2019 bis 2022) bei etwa 20 % der gesamten privilegierten Strommenge (ohne Selbstbehalt). Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass für etwa 80 % der privilegierten Strommenge keine direkte Kopplung am vollen EEG-Satz vorliegt, sondern ein Begrenzungstatbestand wie Mindestumlage oder Höchstbetrag (Cap/Super-Cap) vorliegt. Diese weitgehende Abkopplung von der Höhe des EEG-Umlagesatzes trägt wesentlich zur Stabilisierung der EEG-Kosten der begünstigten Unternehmen bei.

Eine Begrenzung der EEG-Umlage für die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff wurde (noch) nicht beantragt. Möglicherweise spielt eine Rolle, dass es außerhalb der BesAR im Rahmen des EEG eine Umlagebefreiung für die Herstellung von grünem Wasserstoff gibt.

Für elektrische betriebene Busse im Linienverkehr lagen für das Begrenzungsjahr 2022 59 Anträge mit einer beantragten Strommenge von 39,7 GWh vor. Aufgrund einer ausstehenden EU-Beihilfe-Genehmigung wurde der Begrenzungstatbestand nachträglich als de-minimis-Regelung ausgestaltet, die von 41 Antragstellenden mit einer Strommenge von 30,7 GWh in Anspruch genommen wurde.

Der im EEG 2021 neu eingeführte Begrenzungstatbestand „Landstrom“ wurde für 5 bzw. 6 Abnahmestellen bewilligt. Insgesamt beträgt die privilegierte Strommenge für diesen Begrenzungstatbestand etwa 8,7 GWh im Begrenzungsjahr 2021 und 7,7 GWh im Begrenzungsjahr 2022.

Die Zahl der begünstigten Abnahmestellen und die privilegierte Strommenge im Bestandsschutz („Härtefallregelung“) ist rückläufig. Diese Begrenzung gilt nur für Antragsteller, die über eine im Begrenzungsjahr 2014 bestandskräftige Begrenzungsentscheidung verfügen, jedoch nicht nach § 64 EEG 2021 zugangsberechtigt sind. Mit über 200 Abnahmestellen und etwa 2,4 TWh im Jahr 2022 blieb dieser Begrenzungstatbestand im Betrachtungszeitraum 2019 bis 2022 relevant.

Tabelle 3-9: Privilegierte Strommenge nach Begrenzungstatbeständen in der Besonderen Ausleichsregelung für die Jahre 2019 bis 2022

	2019	2020	2021	2022
Privilegierte Strommenge in GWh	116.570	117.241	115.648	111.603
Produzierendes Gewerbe	103.803	104.414	102.950	99.522
15 % Begrenzung	5.760	6.561	4.050	5.233
20 % Begrenzung	3.348	4.165	4.443	
Bestandsschutz (nach § 103 Abs. 4 EEG)	3.303	3.134	2.760	2.406
Höchstbetrag	41.586	43.004	46.509	44.000
Mindestumlage	49.805	47.550	45.188	47.883
Landstrom			9	8
E-Bus				31
Schienenbahnen	12.767	12.826	12.689	12.042
Tatsächliche Inanspruchnahme nach EEG-Jahresabrechnung	114.359	110.732	116.794	57.103
Produzierendes Gewerbe einschl. Härtefälle	101.827	98.854	104.219	50.665
Schienenbahnen und Landstromanlagen	12.532	11.876	12.574	6.438

Quelle: eigene Darstellung nach BAFA und netztransparenz.de

3.4.2.3. Inanspruchnahme bei Schienenbahnen und E-Bussen

Seit dem Jahr 2010 hat die Anzahl der begünstigten Schienenbahnen deutlich zugenommen (vgl. Tabelle 3-10). Im Zeitverlauf ist insbesondere von 2014 auf 2015 ein starker Sprung bei den begünstigten Unternehmen festzustellen, der in der Absenkung der jährlichen Stromabnahmeschwelle von 10 auf 2 GWh begründet ist. Dadurch kamen erstmals auch deutlich kleinere Marktteilnehmer in den Genuss der BesAR. Bemerkenswert ist, dass auch in den Jahren nach der Absenkung der Schwelle die Anzahl der begünstigten Schienenbahnen tendenziell weiter zunahm. Dies deutet darauf hin, dass eine gewisse Zahl bestehender Unternehmen durch steigende Betriebsleistungen die Schwelle von 2 GWh überschritten oder dass neue Wettbewerber bedeutender Größe in den Markt eintraten (z. B. FlixTrain im Fernverkehr). Diese Interpretation wird durch Tabelle 3-11 untermauert: Seit der Absenkung der Begünstigungsschwelle blieb die privilegierte Strommenge der Schienenbahnen weitgehend konstant. Dies bedeutet, dass diese Strommenge sich zunehmend auf eine höhere Anzahl von Unternehmen aufteilte. Diese Beobachtung kann so interpretiert werden, dass eine tendenzielle Verschiebung von den sehr großen Unternehmen (DB) hin zu den kleineren Wettbewerbern stattfand.

Tabelle 3-10: Anzahl der begünstigten Unternehmen nach dominierendem Marktsegment 2010 - 2022

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Begünstigte Bahnen	49	49	51	53	72	128	131	137	140	148	148	156	165
SPNV	39	39	39	41	47	74	77	77	82	79	77	80	81
SPFV	1	1	1	1	1	3	2	4	4	6	7	6	6
GV	7	7	9	9	22	49	48	52	50	59	59	67	74
Infrastruktur	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	5	3	4
Busunternehmen													34

Quelle: eigene Darstellung nach BAFA

Besonders auffällig ist dieser Effekt im Schienenpersonenfernverkehr (SPFV), bei dem wenige am Markt existierende Konkurrenten des Quasi-Monopolisten DB Fernverkehr (neben dem wichtigsten Wettbewerber FlixTrain auch auf dem deutschen Netz operierende ausländische Staatsbahnen und Anbieter von Gelegenheitsverkehren) entlastet wurden.

Auch im Bereich des Güterverkehrs (GV) nahm mit der Anpassung der Schwelle die Zahl der begünstigten Unternehmen besonders stark zu. Dies hängt damit zusammen, dass hier eine Vielzahl von Unternehmen aktiv ist, die zwar einzeln betrachtet deutlich geringere Marktanteile besitzen als der Marktführer DB Cargo, aber durchaus eine beachtliche Größe aufweisen. Insgesamt ist der Schienengüterverkehr durch eine hohe Spannweite von Unternehmen abseits von DB Cargo geprägt, die im regionalen Kontext und bezogen auf bestimmte Marktnischen von hoher Bedeutung sind. Dadurch ist der Marktanteil von DB Cargo in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken. Im Jahr 2021 vereinte der ehemalige Quasi-Monopolist noch 43 % des Marktanteils auf sich.³⁸ Die bis 2022 kontinuierlich ansteigende Zahl begünstigter Güterbahnen deutet darauf hin, dass die Anzahl von EVU mit nennenswertem Marktanteil gewachsen ist. Immer mehr dieser Unternehmen ist es also gelungen, von den steigenden Gütermengen auf der Schiene und der schwindenden Bedeutung von DB Cargo zu profitieren.

³⁸ Deutsche Bahn AG (2022): Wettbewerbskennzahlen 2021/22.

Eine ähnliche Entwicklung lässt sich grundsätzlich auch für den Schienenpersonennahverkehr (SPNV) feststellen: Auch hier sind zahlreiche Unternehmen einer Größe am Markt aktiv, die spätestens nach der Absenkung des Schwellenwertes in den Genuss der BesAR gekommen sind. Den Wettbewerbern der DB Regio gelingt es immer besser, bei den Ausschreibungen regionaler Verkehrsdienste die Oberhand zu gewinnen. Dadurch steigt auch ihr Marktanteil zu Lasten von DB Regio kontinuierlich und erreicht mittlerweile 40 %.³⁹ Im Gegensatz zum GV ist die Zahl der begünstigten EVU aber seit 2015 nur leicht gewachsen. Dies deutet darauf hin, dass die gestiegene Verkehrsleistung im SPNV primär den Marktteilnehmern zugutekam, die bereits über eine gute Marktposition verfügen.

Den geringsten Einfluss hatte die Absenkung des Schwellenwertes im Segment der Infrastrukturbetreiber, die im Rahmen von Bau- und Wartungsmaßnahmen begünstigten Fahrstrom beziehen. Hier handelt es sich ausschließlich um DB-Unternehmen, die auch schon vor der Absenkung der Schwelle in den Genuss der BesAR kamen, weil sie mehr als 10 GWh Fahrstrom verbrauchten.

Tabelle 3-11: Privilegierte Strommengen 2013 – 2021 in TWh/a

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Insgesamt privilegiert	96,4	107,7	108,5	108,6	106,0	110,5	116,6	117,2	115,6	111,6
davon Schienenbahnen	4,8	11,0	12,7	12,5	12,6	12,9	12,8	12,8	12,7	12,0
Anteil Schienenbahnen in Prozent	5,0	10,2	11,7	11,5	11,9	11,7	11,0	10,9	11,0	10,8

Quelle: eigene Darstellung nach BAFA

Im Jahr 2020 brach die Transportleistung v. a. im Personenverkehr durch die Corona-Pandemie stark ein (vgl. Tabellen 3-4 und 3-5). Dies schlug sich jedoch kaum in der begünstigten Strommenge nieder. Hier zeigt sich nicht nur die Wirkung der für dieses Jahr etablierten Sonderregelung, nach der die Fahrstrommengen „normaler“ Jahre als Bemessungsgrundlage herangezogen werden durften, um die Unternehmen in der Krise nicht zusätzlich zu belasten. Zudem ist zu bedenken, dass sich die in den Tabellen dargestellten Kennzahlen auf die Verkehrsleistung, also die realisierten Transportvorgänge beziehen. Gerade im Personenverkehr war selbst in den Phasen der Lockdowns aber feststellbar, dass die Betriebsleistung (gefahrte Trassenkilometer) nur sehr geringfügig angepasst wurde, auch wenn kaum Passagiere transportiert wurden (vgl. Tabelle 3-7).⁴⁰ Insofern waren die Auswirkungen auf die benötigten Fahrstrommengen nur marginal. Im Jahr 2021 hingegen ging die privilegierte Strommenge um etwa 6% zurück, obwohl die Fahrleistungen auf der Schiene sogar schon wieder die des Jahres 2019 übertrafen.

Die Tatsache, dass 34 Busunternehmen im Jahr 2022 in den Genuss einer Begünstigung kamen, weist nach, dass die im EEG 2021 gewählte Schwelle von jährlich 100 MWh eine Menge an Fahrstrom darstellt, die eine hohe Anzahl von Unternehmen mit ihrer bereits teilweise elektrifizierten Flotte schon heute erreichen kann.

³⁹ ebenda.

⁴⁰ vgl. dazu Bundesnetzagentur (2021): Marktuntersuchung Eisenbahnen 2021.

3.4.2.4. Inanspruchnahme im Produzierenden Gewerbe

Die folgende Tabelle 3-12 zeigt die Verteilung der privilegierten Strommenge nach Wirtschaftsabteilungen.

Tabelle 3-12: Gesamtstromverbrauch und privilegierte Strommenge in der Besonderen Ausgleichsregelung nach Wirtschaftsabteilungen für die Jahre 2019 bis 2022

Privilegierte Strommenge in GWh	2019	2020	2021	2022
0800 - Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	660	607	451	452
1000 - Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	4.108	4.477	4.682	4.706
1100 – Getränkeherstellung	374	388	367	344
1300 - Herstellung von Textilien	642	617	690	660
1600 - Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)	3.515	3.313	3.406	3.531
1700 - Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	12.852	13.706	13.229	13.108
1800 - Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	324	270	228	242
1900 - Kokerei und Mineralölverarbeitung	2.989	3.321	3.845	3.700
2000 - Herstellung von chemischen Erzeugnissen	29.818	28.841	29.688	28.560
2200 - Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	4.415	4.927	4.800	4.717
2300 - Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	8.553	8.840	8.743	8.658
2400 - Metallerzeugung und -bearbeitung	30.805	30.513	28.620	27.218
2500 - Herstellung von Metallerzeugnissen	1.626	1.595	1.421	1.234
2600 - Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen	258	226	260	259
2700 - Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	630	622	549	508
2800 – Maschinenbau	409	408	368	317
2900 - Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	178	153	135	101
3800 - Sammlung, Behandlung und Beseitigung von Abfällen; Rückgewinnung	584	639	692	676
Sonstige (bei weniger als 5 Unternehmen in einer WZ)	1.065	952	647	533
Beantragte privilegierte Strommenge insgesamt	103.803	104.416	102.950	99.522
Tatsächliche Inanspruchnahme nach EEG-Jahresabrechnung	101.827	98.854	104.219	50.665

Quelle: BAFA, Jahresabrechnung ÜNB

Die beantragte privilegierte Strommenge im Verarbeitenden Gewerbe liegt bei etwa 100 TWh. Das sind etwa 50 % des Stromverbrauchs der Betriebe mit mehr als 1 GWh Stromverbrauch in den Branchen, die in Anhang 4 EEG 2021 aufgeführt sind.

Die beantragte privilegierte Strommenge im Verarbeitenden Gewerbe blieb im Begrenzungsjahr 2020 etwa auf Vorjahresniveau (+0,6 %), sank jedoch in den beiden darauffolgenden Begrenzungsjahren 2021 (-1,4 %) und 2022 (-3,3 %).

Zum Jahreswechsel 2022/2023 wurde die Umlagefinanzierung des EEG abgeschafft, seit dem 1. Juli 2022 war die EEG-Umlage auf null ct/kWh gesenkt. Damit fiel auch die Entlastungswirkung der entsprechenden Begrenzungstatbestände weg. Aus diesem Grund fiel die tatsächliche

Inanspruchnahme nach EEG-Jahresabrechnung im Begrenzungsjahr 2022 etwa um die Hälfte niedriger aus als beantragt (vgl. Tabelle 3-12).

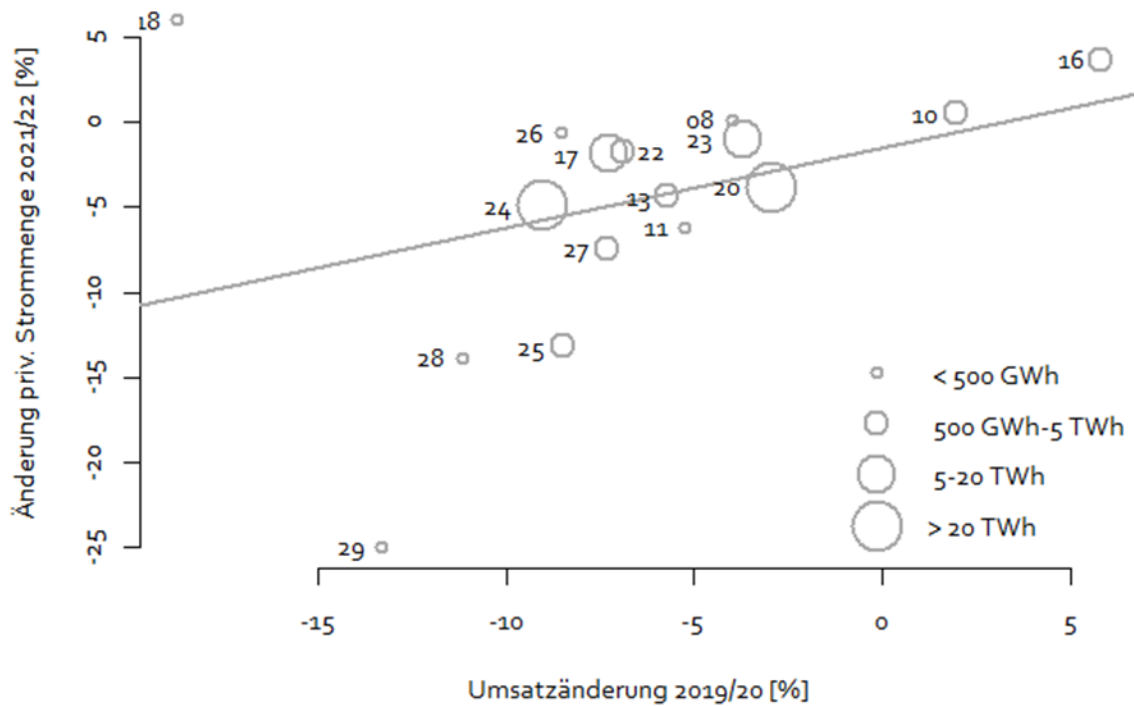
Eine dominierende Branche ist „Metallerzeugung und -bearbeitung“ mit einer privilegierten Strommenge von etwa 30 TWh. Die beantragte Strommenge in dieser Branche hat im Begrenzungsjahr 2022 knapp 5 % gegenüber dem Vorjahr verloren⁴¹. Damit einher geht eine rückläufige Zahl von Betrieben in dieser Branche laut Statistischem Bundesamt. Auch der Umsatz in dieser Branche reduziert sich um gut 9 % im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr. Auch im Begrenzungsjahr 2022 ist dieser rückläufige Trend aus dieser Branche in der privilegierten Strommenge zu beobachten.

Das Jahr 2020 wurde überschattet durch den Beginn der Corona-Pandemie. Einige Branchen insbesondere im Verarbeitenden Gewerbe hatten mit Kurzarbeit, Lieferengpässen und Umsatzeinbrüchen zu kämpfen. Zu erkennen ist die Krise an der Differenz zwischen beantragter privilegierter Strommenge und tatsächlich abgerechneter Strommenge laut EEG-Jahresabrechnung. Im Jahr 2020 liegt die tatsächlich abgerechnete Menge etwa 5,3 % unter der beantragten privilegierten Strommenge.

Diese Krise spiegelt sich außerdem teilweise in den beantragten privilegierten Strommengen des Begrenzungsjahres 2022 wider, wie die folgende Abbildung zeigt. Auf der Abszisse dargestellt sind die Umsatzänderungen von 2019 auf 2020 der WZ-Abteilungen. Zu erkennen ist, dass mit Ausnahme zweier Branchen (*10 Nahrungs- und Futtermittel, 16 Holzwaren*) Umsatzrückgänge zu verzeichnen sind. Auf der Ordinate ist die Änderung der privilegierten Strommenge abgetragen. Da in den Anträgen in der Regel die Werte des Vorjahres anzugeben sind, sind die Änderungen vom Begrenzungsjahr 2021 (Grundlage: Stromverbrauch 2019) auf das Begrenzungsjahr 2022 (Grundlage: Stromverbrauch 2020) dargestellt. Auch hier sind fast ausnahmslos rückläufige Werte zu beobachten. Ausnahmen sind die bereits genannten Branchen mit stabilem Umsatz sowie die Branchen *08 Gewinnung von Steinen und Erden, 18 Herstellung von Druckerzeugnissen* und *26 Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten*.

⁴¹ Der Vergleich bezieht sich auf die beantragten Strommengen. Dass die EEG-Umlage ab Mitte 2022 Null Cent betrug, ist in den Antragsmengen nicht berücksichtigt.

Abbildung 3-4: Umsatzänderungen 2019/20 im Verarbeitenden Gewerbe (2-Steller-Ebene) und Änderungen der priv. Strommenge 2021/22 in Prozent



Quelle: eigene Darstellung nach Statistischen Bundesamt, BAFA

3.4.2.5. Analyse der Ablehnungen

3.4.2.5.1. Ablehnungen beantragter EEG-Umlagebegrenzungen in den Antragsjahren 2018, 2019, 2020, 2021, 2022

An dieser Stelle der Evaluierung werden Umfang und Gründe für Ablehnungen von an das BAFA gestellten Begrenzungsanträgen gemäß §§ 63 ff. EEG 2017 sowie §§ 63 ff EEG 2021 und gerichtlichen Auseinandersetzungen über die Ablehnungen betrachtet, und zwar auf dem seitens des BAFA mitgeteilten Zwischenstand der Auswertungen bis Februar 2023.

Antragsjahr 2018

Für das Antragsjahr 2018 (Begrenzungsjahr 2019) übermittelte das BAFA folgende Aufstellung:

Tabelle 3-13: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2018

Antragsjahr 2018:	Ablehnungen	Davon Widersprüche	Davon Erstanträge	Größenklassen je Strommenge			
				< 1 GWh	1-10 GWh	10-100 GWh	> 100 GWh
Verfristung – WP Vermerk	17	7	2	1	9	5	2
Verfristung – Zertifizierung	14	10	0		10	4	
Härtefall SKI < 14 %	7	2	0		6	1	
Liste 1 < 17 %	4	3	0		3	1	
Liste 2 < 20 %	5	2	0		5		
Strombezugsmenge	2	0	1	2			
WZ-Zuordnung	10	5	3		6	3	1
SUT-Kriterien	13	5	4		6	7	
Neugründung/ Umstrukturierung	8	5	2		6	2	
sonstige Gründe	13	2	0		5	8	
Gesamt	93	41	12	3	56	31	3

Quelle: Mitteilung des BAFA vom 22.11.2021

Antragsjahr 2019

Für das Antragsjahr 2019 (Begrenzungsjahr 2020) übermittelte das BAFA folgende Aufstellung:

Tabelle 3-14: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2019

Antragsjahr 2019:	Ablehnungen	Davon Widersprüche	Davon Erstanträge	Größenklassen je Strommenge			
				< 1 GWh	1-10 GWh	10-100 GWh	> 100 GWh
Verfristung – WP Vermerk	9	3	1		6	2	1
Verfristung – Zertifizierung	8	6	0		4	4	
Härtefall SKI < 14 %	5	2	0		3	2	
Liste 1 < 14 %	3	3	0		2	1	
Liste 2 < 20 %	3	1	0		1	1	1
Strombezugsmenge	0	0	0				
WZ-Zuordnung	10	8	0		8	1	1
SUT-Kriterien	4	1	0		4		
Neugründung/ Umstrukturierung	6	4	0	4		2	
sonstige	13	3	0	1	8	4	
Gesamt	61	31	1	5	36	17	3

Quelle: Mitteilung des BAFA vom 22.11.2021

Antragsjahr 2020

Für das Antragsjahr 2020 (Begrenzungsjahr 2021) übermittelte das BAFA folgende Aufstellung:

Tabelle 3-15: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2020

Antragsjahr 2020:	Ablehnungen	Davon Widersprüche	Davon Erstanträge	Größenklassen je Strommenge			
				< 1 GWh	1-10 GWh	10-100 GWh	> 100 GWh
Verfristung – WP Vermerk	7	0	1		7		
Verfristung – Zertifizierung	1	0	0		1		
Härtefall SKI < 14 %	3	1	0		2	1	
Liste 1 < 14 %	3	1	0		2	1	
Liste 2 < 20 %	3	3	1		3		
Strombezugsmenge	1	0	1	1			
WZ-Zuordnung	8	7	2	1	5	1	1
SUT-Kriterien	0	0	0				
Neugründung/ Umstrukturierung	4	3	0		2	2	
sonstige	4	2	0	1	2	1	
Gesamt	34	17	5	3	24	6	1

Quelle: Mitteilung des BAFA vom 22.11.2021

Für die Antragsjahre 2018 bis 2020 teilte das BAFA zur Erläuterung der seitens des BAFA abgelehnten Begrenzungsanträge zudem Folgendes mit.

„Die Gründe für die Ablehnungen sind teilweise sehr fallspezifisch und können sich überschneiden. Häufig gibt es also mehrere Ablehnungsgründe je Antrag. Eine Mehrfachnennung von Ablehnungsgründen ist in dieser Auswertung allerdings nicht enthalten. So ist beispielsweise im Antragsjahr 2020 (siehe dazu vorstehende Tabelle 3-15) ein Antrag aufgrund Strombezugsmenge abgelehnt worden, aber im Bereich der Größenklassen ist erkennbar, dass zudem 2 weitere ebenfalls in diese Problemgruppe fallen könnte, obwohl sie anderen Gründen zugeordnet wurden.“

Es könnte sich bei diesen beiden, seitens des BAFA in vorstehendem Zitat erwähnten Anträgen um die beiden Ablehnungen aufgrund der mangelnden SKI von mindestens 14 % SKI-Schwellenwert handeln. Wenn die Strombezugsmenge nicht ausreichend hoch ist, konnte es unter Umständen schwer sein, die SKI-Schwelle dennoch zu erreichen. Die aber war Kern der Zugangsvoraussetzungen: Nur Unternehmen mit einem bestimmten relevanten Anteil der Strombezugskosten an der Bruttowertschöpfung erhielten eine Privilegierung bzgl. der EEG-Umlage. Bei Nichterreichen der maßgeblichen SKI-Schwelle aufgrund der dafür Eingangsgröße „Strombezugsmenge“ führte dies grundsätzlich zur Antragsablehnung.

Das BAFA teilte ferner zu den Antragsjahren 2018 bis 2020 zu den abgelehnten Begrenzungsanträgen Folgendes mit:

„Es kann festgestellt werden, dass die Anzahl der Verfristungen kontinuierlich verringert werden konnte. Wurden im Antragsjahr 2018 noch 31 Ablehnungen aufgrund eines Verfristungsgrundes versendet, waren es im Antragsjahr 2020 nur noch 8.“

Zum Rückgang der Ablehnungen aufgrund von Verfristung im Antragsjahr 2020 (siehe dazu vorstehende Tabelle 3-15) dürften die großzügigere Handhabung des BAFA im Hinblick auf nicht fristgerecht eingereichte, antragsrelevante Unterlagen der Antragsteller sowie § 103 Abs. 8 EEG 2017 beigetragen haben, der als Erleichterung für die antragstellenden Unternehmen im Pandemiejahr 2020 für das Antragsjahr 2020 eingeführt wurde. Ausschlussfristrelevante Unterlagen (Wirtschaftsprüferstat, gültiger Nachweis über ein Energie- oder Umweltmanagementsystem) konnten aufgrund der Sonderregelung § 103 Abs. 8 EEG 2017 für das Antragsjahr 2020 bis zum 30.11.2020 an das BAFA überreicht werden.

Nicht enthalten in den vorstehenden Aufstellungen (gemeint sind vorstehende Tabelle 3-13, Tabelle 3-14 und Tabelle 3-15) des BAFA in Tabellenform sind Tei ablehnungen, bei denen lediglich einzelne Abnahmestellen abgelehnt wurden, andere Abnahmestellen des gleichen Rechtsträgers aber einen Bescheid erhalten haben

Unter „sonstige Gründe“ (siehe vorstehende Tabelle 3-13, Tabelle 3-14 und Tabelle 3-15) sind beispielsweise Anträge mit falschen Nachweiszeiträumen sowie diverse Umstrukturierungen, nach denen die beantragte Abnahmestelle nicht mehr vorliegt oder diese zu stark verändert wurde (z. B. Verlagerung der Produktion) sowie Insolvenzen [enthalten].“

Die vorstehenden Angaben zu den Antragsjahren 2018, 2019 und 2020 beruhen alle auf dem EEG 2017, denn für diese Antragsjahre war das EEG 2017, in der durch das Energiesammelgesetz geänderten Fassung, maßgebliche Rechtsgrundlage. Die Änderungen der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG 2017 waren nicht so gravierend wie die durch das EEG 2014 eingeführten Änderungen. Unter Geltung des EEG 2014 ging die Zahl der abgelehnten Anträge zurück. Dieser Trend hielt auf der Grundlage des EEG 2017 an. Dazu kann beigetragen haben, dass die antragstellenden Unternehmen vertrauter mit den Antragsanforderungen wurden. Auch Erleichterungen im EEG 2017 (z. B. die neue Härtefallregelung für Liste-1-Unternehmen zwischen 14 % und 17 % SKI) und die Erleichterungen durch § 103 Abs. 8 EEG 2017 dürften zu dem Rückgang beigetragen haben.

3.4.2.5.2. Einordnung der Ablehnungsgründe

Bei Betrachtung der in den vorstehenden Tabellen zu den Ablehnungen der Antragsjahre 2018 bis 2020 genannten Ablehnungsgründe zeigen sich folgende Erkenntnisse:

Die verspätete Beibringung der elektronisch signierten Wirtschaftsprüfer-Bescheinigung (WP-Testat) gemäß § 64 Abs. 3 lit. c) EEG 2017 zeigte sich in den drei Antragsjahren 2018 bis 2020 als ein vergleichsweise häufiger Ablehnungsgrund. Hierauf gehen wir deshalb nachfolgend näher ein.

Voraussetzung eines Begrenzungsantrages gemäß § 64 Abs. 3 lit. c) EEG 2017 war unter anderem die Vorlage einer elektronisch signierten Wirtschaftsprüfer-Bescheinigung über die Unternehmenstätigkeit, die an der Abnahmestelle im Betrachtungszeitraum verbrauchten Strommengen des Unternehmens, dessen Strombezugskosten sowie über sämtliche Bestandteile der Bruttowertschöpfung. Hinsichtlich der Anforderung der Vorlage der elektronisch signierten Wirtschaftsprüfer-Bescheinigung ließen sich keine Unklarheit oder Missverständnisse erkennen. Das Institut der Wirtschaftsprüfer (IdW) veröffentlichte jedes Jahr Hinweise zu Inhalt und Aufbau einer elektronisch signierten Wirtschaftsprüfer-Bescheinigung. Ebenso erteilt das BAFA in den jährlichen

Merkblättern zur Antragstellung Hinweise zum Inhalt der Bescheinigung und zu den darin aufzuführenden Angaben zur Brutto-Wertschöpfung des Antragstellers.

Es kann aber sein, dass die notwendigen Unternehmensangaben erst nach dem Stichtag 30. Juni des Antragsjahres (vollständig) vorlagen, so dass die Wirtschaftsprüfer-Bescheinigung nicht rechtzeitig erteilt werden konnte oder aber diese nicht erteilt werden konnte, weil die Voraussetzungen für die Beantragung der EEG-Umlagebegrenzung womöglich bzgl. des antragstellenden Unternehmens oder der Abnahmestelle nicht gegeben waren. Das lässt sich anhand der seitens des BAFA vorgelegten Aufstellungen (siehe vorstehende Tabelle 3-13, Tabelle 3-14 und Tabelle 3-15) über die Antragsablehnungen nicht aufklären. Das BAFA betont auch, dass bei Unternehmen, deren Antrag abgelehnt wurde, auch mehr als nur ein Ablehnungsgrund vorgelegen haben kann, so dass bei diesen Unternehmen womöglich die Wirtschaftsprüfer-Bescheinigung nicht korrekt oder nicht rechtzeitig vorgelegt wurde, aber darüber hinaus womöglich auch andere Gründe vorgelegen haben können, wie mangelnde SKI-Schwelle oder nicht anerkennungsfähige WZ-Klassifikation.

Gegenstand eines gerichtlichen Verfahrens im relevanten Zeitraum des Erfahrungsberichts (VG Frankfurt, Urteil vom 13.01.2021, 5 K 1270/19) war eine Antragstellung auf Begrenzung der EEG-Umlage, bei welchem die elektronische Signatur für das WP-Testat, nicht aber die Bescheinigung des Wirtschaftsprüfers selbst im ELAN-Portal hochgeladen wurde. Die Bescheinigung des WP wurde nach Ablauf der materiellen Ausschlussfrist nachgereicht. Das führte zur Ablehnung des Begrenzungsantrags seitens des BAFA, dessen Rechtmäßigkeit das VG Frankfurt am Main in dem Urteil bestätigte. Das zeigt, dass eine fehlende WP-Bescheinigung auch Ursache für die Ablehnung sein kann. In der Praxis wird für die Fristwahrung der umgekehrte Fall, Einreichung des Wirtschaftsprüfer-Prüfungsvermerks, aber ohne qualifizierte Signatur bei Antragstellung, akzeptiert, wenn der eingereichte Prüfvermerk alle notwendigen Angaben enthält, es sich nicht um eine Entwurfsfassung oder Ähnliches handelt und der WP-Prüfungsvermerk mit der erforderlichen elektronischen Signatur nachgereicht wird. BAFA weist in seinem aktuellen Merkblatt zu stromkostenintensiven Unternehmen vom 28.04.2023 darauf hin, dass es sich bei dem WP-Prüfungsvermerk um ein zentrales antragsrelevantes Dokument handelt, ohne welches kein Begrenzungsbescheid ergehen kann.⁴²

Ein weiterer Grund, der häufiger als Grund für die Antragsablehnung genannt ist, ist die Verfristung der Zertifizierung. Antragsteller mussten gemäß § 64 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 ein Zertifikat über ein im zu begünstigenden Unternehmen eingeführtes Energie- oder Umweltmanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 verfügen oder eine Eintragung in das EMAS-Register nachweisen (bei Verbräuchen bis zu 5 GWh/Jahr genügt der Nachweis über ein alternatives System). Da dieser Ablehnungsgrund häufiger auftrat, ist zu vermuten, dass diese Anforderung bei den antragstellenden Unternehmen (i) womöglich zunächst noch nicht so eindeutig bekannt war oder (ii) auch nicht immer beachtet wurde, dass nicht nur ein Energie- oder Umweltmanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 etabliert oder ein Eintrag in das EMAS-Register erfolgt sein musste. Vielmehr gehörte die Bescheinigung über die jährliche Evaluierung (Audit) durch einen Umweltgutachter (Auditor) über die

⁴² Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2023 zu den gesetzlichen Regelungen der Besonderen Ausgleichsregelung nach dem Energiefinanzierungsgesetz des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), mit Stand vom 28.04.2023, S. 27, abrufbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_unternehmen_2023.html.

Anwendung und Umsetzung des gewählten Effizienzsystems in dem Unternehmen zu den antragstellerrelevanten Unterlagen auch dazu.

Relevant in der Praxis war deshalb womöglich der Umstand, dass die wiederkehrenden Audits bzgl. des angewendeten Energie- oder Umweltmanagementsystems durch einen Umweltgutachter (Auditor) nicht immer bis zur Ausschlussfrist 30.06. eines Jahres vorgelegt wurden. In den Fällen hatten die Unternehmen womöglich die Einführung eines Umweltmanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 oder nach EMAS nachgewiesen, der Nachweis des aktuellen, jährlichen Audits, das den Zeitraum bis zum Tag der materiellen Ausschlussfrist für die Antragstellung beim BAFA (30.06.) zeitlich mit umfasste, fehlte aber bei Antragseinreichung. Auch in diesen Fällen wurden die Ablehnungen der Begrenzungsanträge seitens BAFA durch die Rechtsprechung bestätigt (siehe aus jüngerer Vergangenheit VG Frankfurt a. M. (5. Kammer), Urteil vom 18.10.2018 – 5 K 237/17.F und VG Frankfurt a. M., Urte. v. 5.11.2019 – 5 K 4657/18.F).

Interessant ist, dass der Grund eines mangelnden Nachweises über die Einführung eines Umweltmanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 oder nach EMAS und der Nachweis eines aktuellen Audits darüber im Zeitraum 2018 bis 2020 abnimmt. Das kann darauf zurückzuführen sein, dass im Jahr 2020 die Anforderung, dass auch ein aktuelles Audit zu dem Energiemanagementsystem vorgelegt werden muss, bereits deutlich bekannter war und daher aufmerksamer beachtet wurde. 2020 war zudem das erste Pandemiejahr. Im Mai 2020 wurde deshalb mit § 103 Abs. 8 EEG 2017 eine Erleichterung für die antragstellenden Unternehmen eingeführt. Ausschlussfristrelevante Unterlagen (Wirtschaftsprüfertestat, gültiger Nachweis über ein Energie- oder Umweltmanagementsystem) konnten die Antragsteller aufgrund § 103 Abs. 8 EEG 2017 in dem Antragsjahr bis zum 30.11.2020 nachreichen. Diese Möglichkeit war für die antragstellenden Unternehmen im Pandemiejahr 2020 sehr hilfreich und führte, davon ist auszugehen, ebenfalls dazu, dass es im Jahr 2020 weniger Ablehnungen wegen nicht fristgerecht vorgelegter antragsrelevanter Unterlagen gab.

Ein weiterer Ablehnungsgrund, der konstant in den BAFA-Auswertungen vertreten ist, ist die Zuordnung eines Antragstellers zu einem Wirtschaftszweig (WZ) einer in Anlage 4 zum EEG 2017 **nicht** genannten Branche. Die Einordnung von Unternehmen nach der WZ-Klassifikation wird durch die Statistischen Landesämter grundsätzlich anhand der Haupttätigkeit einer statistischen Einheit (in diesen Fällen in aller Regel die rechtliche Einheit „Antragsteller“) zu statistischen Zwecken vorgenommen. Im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung steht dem BAFA eine eigene Beurteilungskompetenz über die Haupttätigkeit des antragstellenden Unternehmens zu. Sofern der Antragsteller keine WZ-Klassifikation vorlegen kann, aus der hervorgeht, dass die Haupttätigkeit des Antragstellers in einer Branche erfolgt, die von Anlage 4 EEG 2017 erfasst ist, fehlt eine Voraussetzung für eine Begrenzung der EEG-Umlage. Es kann sein, dass die Ablehnungen, die auf einer nicht berücksichtigungsfähigen WZ-Klassifikation beruhen, darauf zurückzuführen sind, dass das BAFA den Antragsteller anders eingeordnet hat als die statistischen Landesämter. Oder alternativ auch, dass sich Antragsteller in ihrem Begrenzungsantrag anders einordneten, als die statistischen Landesämter die Antragsteller eingeordnet hatten.

Ein weiterer Ablehnungsgrund, der durchweg immer eine Rolle spielte, trat bei Anträgen für selbständige Unternehmensteile auf. Im Wesentlichen gab es für selbständige Unternehmensteile (sUT) damit folgende Neuerungen durch das EEG 2014, die durch das EEG 2017 unverändert fortgeführt wurden:

- Möglichkeit der dauerhaften Begrenzung nur noch für selbständige Unternehmensteile von Unternehmen einer Branche nach Liste 1 der Anlage 4,
- Voraussetzung der Erzielung der Erlöse wesentlich mit externen Dritten,
- Voraussetzung einer eigenen Abnahmestelle.

Die Antragsvoraussetzungen für einen sUT waren wesentlich von sog. „unbestimmten Rechtsbegriffen“ geprägt, die einer Auslegung zugänglich waren. So kam es immer wieder zu abweichenden Ansichten zwischen Antragstellern und BAFA, wann ein selbständiger Unternehmensteil vorlag.

Ähnliches galt für Antragsteller, die umgewandelt oder neu gegründet wurden und insofern nicht ihre SKI und BWS anhand der drei letzten, dem Antragsjahr vorausgegangenen Geschäftsjahre darlegen konnten, weil es diese zu der Zeit der Antragstellung schlicht noch nicht gab. Neu gegründete Unternehmen waren aber dazu berechtigt, abweichend von § 64 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2017, im ersten Jahr nach ihrer Neugründung Daten über ein Rumpfgeschäftsjahr zu übermitteln, im zweiten Jahr nach der Neugründung Daten für das erste abgeschlossene Geschäftsjahr und im dritten Jahr nach der Neugründung Daten für das erste und zweite abgeschlossene Geschäftsjahr.

Das neu gegründete Unternehmen durfte gem. § 64 Abs. 6 Nr. 2 a Hs. 2 EEG 2017 aber nicht durch Umwandlung entstanden sein. Unter einer Umwandlung verstand § 3 Nr. 45 EEG 2017 jede Umwandlung von Unternehmen nach dem UmwG oder jede Übertragung von Wirtschaftsgütern eines Unternehmens oder selbstständigen Unternehmensteils im Wege der Singularsukzession, bei der jeweils die wirtschaftliche und organisatorische Einheit des Unternehmens oder des selbstständigen Unternehmensteils nach der Übertragung nahezu vollständig erhalten blieb. Die **Umwandlung** eines Unternehmens und die **Neugründung schlossen sich** danach gegenseitig **aus**. Umgewandelte Unternehmen wurden insofern privilegiert, als sie auf die Daten des Unternehmens vor der Umwandlung zurückgreifen können, so § 67 Abs. 1 EEG 2017. Der Rückgriff auf Daten vor der Umwandlung war jedoch an die Voraussetzung geknüpft, dass die wirtschaftliche und organisatorische Einheit dieses Unternehmens nach der Umwandlung nahezu vollständig in dem antragstellenden Unternehmen erhalten blieb. Andernfalls war § 64 Abs. 4 S. 1 bis 4 entsprechend anzuwenden. Im Spannungsfeld zwischen einer Unternehmensumwandlung und einer Unternehmensneugründung gab es immer wieder Auseinandersetzungen, weil die Details der Abgrenzung oft nicht eindeutig waren und von den Akteuren unterschiedlich ausgelegt wurden. So ergingen beispielsweise folgenden Urteile, denen das EEG 2017 zugrunde lag: das VG Frankfurt a. M. im Urteil vom 22.06.2022 – 5 K 2466/19.F, in welchem es um die Einordnung einer Unternehmensneugründung und die Auslegung des Begriffs „vollständig neue Betriebsmittel“ ging. Im Urteil des VG Frankfurt a.M. vom 08.03.2022 – 5 K 607/19.F ging es um die zutreffende Bemessungsgrundlage eines Rumpfgeschäftsjahres als letztem abgeschlossenem Geschäftsjahr vor der materiellen Ausschlussfrist, was bestätigt wurde. Im Urteil des VG Frankfurt a.M. vom 01.03.2022 – 5 K 1725/19.F ging es um die Bemessungsgrundlage für die SKI-Ermittlung auf der Grundlage eines Rumpfgeschäftsjahres.

Aufgrund der etlichen Einzelfragen, die bei Neugründungen und Umwandlungen auftreten, kann es nicht überraschen, dass auch der Ablehnungsgrund „neue Unternehmen oder umstrukturierte Unternehmen“ durchweg in den betrachteten Antragsjahren relevant vertreten ist.

3.4.2.5.3. Ablehnungen beantragter EEG-Umlagebegrenzung im Antragsjahr 2021

Die nachfolgende Tabelle 3-16 zeigt akkumuliert die Evaluierung des Umfangs und der Gründe für Ablehnungen von an das BAFA gestellten Begrenzungsanträgen gemäß §§ 63 ff. EEG 2021 für das Antragsjahr 2021 mit Stand vom 03.02.2022. Anders als die vorstehenden Auswertungen gemäß Tabelle 3-13, Tabelle 3-14 und Tabelle 3-15 beruht die nachstehende Auswertung in Tabelle 3-16 auf dem EEG 2021.

Tabelle 3-16: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2021

Antragsjahr 2021	Ablehnungen	Davon Widersprüche	Davon Erstanträge	Größenklassen je Strommenge			
				< 1 GWh	1-10 GWh	10-100 GWh	> 100 GWh
Verfristung – WP Vermerk	3	1	1		2	1	
Verfristung – Zertifizierung	3	2			3		
Härtefall SKI < 14 %	1					1	
Liste 1 < 14 %	4	1			1	3	
Liste 2 < 20 %	0						
Strombezugsmenge	0						
WZ-Zuordnung	6	4	1		5		1
SUT-Kriterien	3	2			2	1	
Neugründung/ Umstrukturierung	7	3	2		6	1	
sonstige	5	1	1	1	2	2	
Gesamt	32	14	5	1	21	9	1

Quelle: Mitteilung des BAFA vom 27.02.2023

Mit Blick auf das Antragsjahr 2021 fällt auf, dass nochmals weniger Ablehnungen ergingen als in den Vorjahren. Die zu den Vorjahren 2018 bis 2020 identifizierten wesentlichen Gründe für die Ablehnung von Anträgen hatten im Antragsjahr 2021 nach Auswertung mit Stand Februar 2023 keine nennenswerte Bedeutung mehr. Dies deutet darauf hin, dass sich die Anforderungen an den Nachweis eines aktuellen WP-Testats einschließlich Signatur und eines aktuellen Audits zum Energiemanagementsystem bis zum Antragsjahr 2021 in der Praxis weitgehend etabliert hatten. Das Risiko, dass einzelne Antragsteller mitunter verfristete Unterlagen einreichen oder Antragsvoraussetzungen nicht erfüllen, ließ sich nicht komplett ausschließen. Es konnte stets einzelne Fälle geben, in denen Antragsunterlagen unvollständig oder nicht korrekt überreicht wurden. Mitunter fehlte es an Eingangsvoraussetzungen für den Antrag, wie das Verfehlen der Eingangsschwelle von 14 % Mindest-SKI in vier Fällen im Antragsjahr 2021 zeigt. Auch die Beantragung einer Begrenzung der EEG-Umlage für selbständige Unternehmensteile und für neue oder umstrukturierte Unternehmen war wieder mit gewissen Ablehnungsfällen in der Tabelle 3-15 vertreten. Dies dürfte, wie auch in den Antragsjahren 2018 bis 2020, darauf beruhen, dass die Beantragung der Begrenzung für diese Unternehmen zum Teil mit rechtlicher Auslegung einzelner Eingangsvoraussetzungen einherging, was mitunter zu von der Ansicht des BAFA und der Verwaltungsgerichte abweichenden Einschätzungen bei den Antragstellern führte. Interessant ist, dass eine Ablehnung aufgrund einer nicht anerkennungsfähigen WZ-Klassifikationen wiederum auch im Antragsjahr 2021 relevant blieb. Die Zuordnung von Unternehmen zu WZ-Klassen durch die Antragsteller abweichend von der Zuordnung durch die statistischen Landesämter oder aber ggf.

auch in Einzelfällen eine abweichende Zuordnung durch das BAFA blieb mithin in allen Antragsjahren ein Umstand für Ablehnungen von Begrenzungsanträgen.

Die weiter rückläufigen Antragsablehnungen dürften auch im Antragsjahr 2021 auf die Erleichterungen bzgl. der im Antragsverfahren einzureichenden Unterlagen und der Auswahl des Bezugszeitraumes, die durch die EEG-Novelle 2021 zum 01.01.2021 in Kraft traten, zurückzuführen sein. Hier ist vor allem die Änderung des § 64 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2021 i. V. m. § 66 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 zu nennen. Diese wirkte sich deutlich erleichternd für Antragsteller aus. Danach musste innerhalb der materiellen Ausschlussfrist für die Beantragung (30.06.) neben der Vorlage des WP-Testats nach § 64 Abs. 3 Nr. 1 lit. c) EEG 2021 lediglich eine Angabe dazu gemacht werden, dass von dem antragstellenden Unternehmen ein Energie- oder Umweltmanagementsystem (ISO 50001 oder EMAS) oder ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz betrieben wird. Die Bescheinigung einer Zertifizierungsstelle (Auditor) musste nicht mehr eingereicht werden.

Nun fällt aber auf, dass gleichwohl zwei Anträge laut Tabelle 3-15 aufgrund mangelnder oder fehlender Zertifizierung abgelehnt wurden. Welche Umstände dazu genau führten, ist den Verfassern nicht bekannt. Zu vermuten ist, dass in diesen Fällen womöglich keine Zertifizierung vorhanden war oder eine Angabe dazu im Antrag fehlte. Auch im Rechtsrahmen des EEG 2021 blieb es dabei, dass die Zertifizierung des Antragstellers bezüglich der maßgeblichen Abnahmestelle weiterhin Antragsvoraussetzung war. Abgesehen wurde lediglich von der Einreichung des Zertifizierungsdokumentes als Antragstellerunterlage an das BAFA.

Das BAFA hatte aber nach wie vor die Möglichkeit, die Vorlage der vollständigen Zertifizierungsunterlagen, insbesondere nach § 68 EEG 2021, im Rahmen der Antragsbearbeitung in individuellen Fällen zu verlangen. Womöglich erklären sich die aufgrund mangelnder oder fehlender Zertifizierung abgelehnten Anträge aus diesem Umstand, dass ein Absehen von der Einreichung verwechselt wurde mit einem Absehen von der Zertifizierung bezüglich der maßgeblichen Abnahmestelle generell. Gegen zwei der drei Ablehnungen wurde Widerspruch erhoben, so dass hier offenbar abweichende Rechtsauffassungen und Auslegungen eine Rolle spielen.

3.4.2.5.4. Ablehnungen beantragter EEG-Umlagebegrenzung im Antragsjahr 2022

Die nachfolgende Tabelle 3-17 zeigt akkumuliert die Evaluierung des Umfangs und der Gründe für Ablehnungen von an das BAFA gestellten Begrenzungsanträgen gemäß §§ 63 ff. EEG 2021 für das Antragsjahr 2022, dies ebenfalls mit Stand vom 03.02.2022. Anders als die vorstehenden Auswertungen gemäß Tabelle 3-13, Tabelle 3-14 und Tabelle 3-15 beruht die nachstehende Auswertung in Tabelle 3-17, wie auch die vorstehende Auswertung für das Antragsjahr 2021, auf dem EEG 2021.

Tabelle 3-17: Übersicht Ablehnungsgründe Antragsjahr 2022

Antragsjahr 2022	Ablehnungen	Davon Widersprüche	Davon Erstanträge	Größenklassen je Strommenge			
				< 1 GWh	1-10 GWh	10-100 GWh	> 100 GWh
Verfristung – WP Vermerk	0						
Verfristung – Zertifizierung	3				1	2	
Härtefall SKI < 14 %	1	1				1	
Liste 1 < 14 %	0						
Liste 2 < 20 %	1					1	
Strombezugsmenge	0						
WZ-Zuordnung	0						
SUT-Kriterien	0						
Neugründung/ Umstrukturierung	0						
sonstige	0						
Gesamt	5	1	0	0	1	4	0

Quelle: Mitteilung des BAFA vom 27.02.2023

Die Auswertung des Antragsjahres 2022 zeigt eine weiterhin rückläufige Zahl abgelehnter Anträge. Für das Antragsjahr 2022 sind nach dem vom BAFA übermittelten Bearbeitungsstand zum 03.02.2022 nur 5 Ablehnungen zu verzeichnen, die sich wiederum auf bereits aus den vorangehenden Antragsjahren bekannte Ablehnungsgründe verteilen. Für 2022 zu berücksichtigen ist auch, dass weniger Unternehmen einen Begrenzungsantrag gestellt haben. Maßgeblicher Anreiz der Begrenzungsanträge war die angestrebte weitgehende Entlastung von den Kosten der EEG-Umlage. Die Belastung der Stromletztverbraucher mit der EEG-Umlage wurde im Jahr 2022 zum 01.07.2022 auf null reduziert und zum 01.01.2023 durch das EEG 2023 abgeschafft. In welchem Maße die begünstigten Unternehmen von der Entlastungsmöglichkeit nach § 30 EnFG Gebrauch machen werden, wird zu verfolgen sein. Diese Entwicklung konnte zum Zeitpunkt der Arbeit am Bericht noch nicht belastbar beurteilt werden.

3.4.2.5.5. Gerichtliche Verfahren gegen Ablehnungsbescheide

Zu den im Betrachtungszeitraum geführten gerichtlichen Verfahren erläuterte das BAFA zum Stand 31.01.2023 Folgendes:

„Hinsichtlich der Gerichtsverfahren lässt sich Folgendes mitteilen (wobei unter Gerichtsverfahren jeweils der Instanzenzug zu verstehen ist):

Antragsjahr 2018: 13 Klagen, 0 abgeschlossen, 13 noch offen;

Antragsjahr 2019: 10 Klagen, 1 abgeschlossen, 9 noch offen;

Antragsjahr 2020: 1 Klagen, 0 abgeschlossen, 1 noch offen;

Antragsjahr 2021: [Hinweis Autoren: keine Angabe seitens BAFA.]

Gegenstand der bereits verhandelten Verfahren im Betrachtungszeitraum waren u. a. folgende Themen:

- Verfristung*
- Umwandlung und Übertragung des Begrenzungsbescheides*
- Stromkostenintensität unterhalb des Mindestwertes*
- Zugehörigkeit zum produzierenden Gewerbe."*

Der erste Spiegelstrich nennt als einen wichtigen Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen „Verfristung“. Die Frage der verfristeten Beibringung antragsnotwendiger Unterlagen und Nachweise (z. B. WP-Testat mit elektronischer Signatur, aktuelles Audit zum Energiemanagementsystem) war bereits in vorangehenden Antragsjahren Gegenstand von Widersprüchen und Gerichtsentscheidungen.

Auch die Zuordnung von Unternehmen zu begünstigten Branchen (WZ-Klassifikation) oder zur Einordnung als Unternehmen des produzierenden Gewerbes (UdpG)⁴³ war immer wieder Gegenstand von Widersprüchen und Gerichtsentscheidungen. In beiden Themenkreisen hat die Rechtsprechung bisher eine – aus Sicht der Antragsteller – eher strenge und wortlautgetreue Auslegung der Antragsvoraussetzungen gemäß §§ 63, 64 EEG 2014, EEG 2017 vertreten. Diesbezüglich ist nicht zu erwarten, dass sich die maßgeblichen Grundsätze der Rechtsprechung ändern werden. Die Beantragung einer Umlagebegrenzung für umgewandelte oder neu gegründete Unternehmen war häufig Anlass für abweichende Bewertungen. Es geht dabei weit überwiegend um einzelfallspezifische Gegebenheiten, die auch nur individuell für jeden Fall beurteilt werden können.

Zur Frage der SKI unterhalb der Mindestschwelle gibt es ein Urteil des VG Frankfurt am Main vom 13.12.2018 auf der Grundlage des EEG 2014 (5 K 8852/17.F (VG FFM)). Das VG Frankfurt am Main sah keinen Spielraum für eine Aufrundung der SKI eines Antragstellers, der eine SKI sehr knapp unterhalb der maßgeblichen SKI-Schwelle von 14 % aufwies. („Mangels einer ausdrücklichen gesetzlichen Anordnung hierzu sind bei der Besonderen Ausgleichsregelung die Prozentangaben zur Stromkostenintensität nicht durch Aufrundung zu ermitteln, sondern fix zu verstehen.“) Der VGH Kassel hat das VG Frankfurt am Main mit Urteil vom 16.09.2021, 6 A 260/19, in dieser Auffassung bestätigt.

⁴³ Die Qualifizierung energieintensiver Unternehmen, die einen Begrenzungsantrag stellten, als Unternehmen des produzierenden Gewerbes (UdpG) war bis zum EEG 2012 maßgeblich. Ab dem EEG 2014 wurde diese Anforderung abgelöst durch die seither notwendige Zugehörigkeit zu einer Branche, die eine WZ-Klassifikation aufwies, die wiederum in der Liste 1 oder der Liste 2 zum EEG 2014, EEG 2017 und EEG 2021 aufgeführt war.

3.4.3. Folgewirkungen der BesAR bei den Antragstellern

Nach der angenommenen Wirkungslogik (siehe 3.2) sind die Folgewirkungen der BesAR bei den begünstigten Antragstellern als Outcome zu verstehen. Im vorliegenden Abschnitt werden diese Folgewirkungen beleuchtet: Welche Stromkostenentlastung konnten die Unternehmen verbuchen? Hierzu wurde eine Faktoranalyse durchgeführt, die die Höhe der Entlastung den Einflussfaktoren privilegierte Strommenge, Höhe der regulären EEG- und KWKG-Umlage sowie der Offshore-Netzumlage und Struktur der Antragsteller zuordnet. Außerdem wird untersucht, welche Wirkung auf den Energieverbrauch die geforderten Energiemanagement-Systeme hatten. Hierbei werden die Daten aus der BesAR anderen Datenquellen gegenübergestellt, etwa Daten aus der Evaluierung der Trassenförderung bei Schienenbahnen oder der regelmäßigen Befragung von Unternehmen zu Energiedienstleistungen.

Folgende Outcome-Indikatoren sind diesem Element der Wirkungskette zuzuordnen:

Nr.	Bezeichnung
C1	Kosten der EEG- und KWKG-Umlage sowie Offshore-Netzumlage nach Begrenzungstatbestand
C2	Anzahl Antragsteller mit Einzelmaßnahmen im Rahmen von Umwelt- und Energiemanagementsystemen
C3	Anzahl Einzelmaßnahmen im Rahmen von Umwelt- und Energiemanagementsystemen
C4	Stromeinsparungen durch Einzelmaßnahmen im Rahmen von Umwelt- und Energiemanagementsystemen
E1	Beitrag der Höhe der EEG- und KWKG-Umlage sowie der Offshore-Netzumlage an den Kosten der BesAR
E2	Beitrag der priv. Strommenge an den Kosten der BesAR
E3	Beitrag der Struktur der Begrenzungstatbestände an den Kosten der BesAR

3.4.3.1. Finanzielle Entlastung

Bei den Begünstigten der BesAR fallen trotz Privilegierung Kosten für die EEG- und KWKG-Umlage sowie für die Offshore-Netzumlage an. Die Höhe der Kosten ist vom Begrenzungstatbestand abhängig. In jedem Fall sind die Kosten geringer im Vergleich zum Regelsatz. Im vorliegenden Abschnitt wird zunächst die Entwicklung der Kosten bei den Begünstigten analysiert. Dabei wird insbesondere zwischen Antragsdaten und Abrechnungsdaten unterschieden. Danach erfolgt eine Abschätzung der finanziellen Entlastung der Begünstigten. Hierfür wird eine fiktive Umlagehöhe hergeleitet und angewendet.

Die folgende Tabelle stellt die Kosten für die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage für die begünstigten Unternehmen und selbstständigen Unternehmensteile differenziert nach den Begrenzungsfällen dar. Darin ist der Selbstbehalt, d. h. die Kosten für den vollen Umlagesatz der ersten Gigawattstunde, u. a. aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den Jahresabrechnungen, nicht enthalten. In der Tabelle dargestellt sind Antragsdaten, die zwar einerseits weder die Effekte der Corona-Pandemie noch die Abschaffung der EEG-Umlage zur Jahresmitte 2022 sind in diesen Zahlen berücksichtigen, andererseits in einer höheren Differenzierung hinsichtlich des Begrenzungstatbestandes vorliegen. Zu erkennen ist, dass die Kosten mit der Absenkung der EEG-

Umlage im Begrenzungsjahr 2022 gesunken sind. Im Jahr 2023 gibt es keine EEG-Umlage mehr, daher sind die entsprechenden Zellen leer.

Tabelle 3-18: *Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung 2019 bis 2023 gemäß Antragsdaten*

Mio. Euro	2019	2020	2021	2022	2023
EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung insgesamt (ohne Selbstbehalt), davon	605,1	641,3	601,2	373,9	
Produzierendes Gewerbe, darunter	441,5	468,0	436,2	283,7	
Begrenzung auf 15 % der Umlage	76,2	87,2	58,9	54,7	
Begrenzung auf 20 % der Umlage	59,2	75,2	76,3		
Bestandsschutz (20 % der Umlage)	62,6	60,9	52,9	25,9	
Höchstbetrag (0,5 % / 4% der BWS)	180,4	183,9	190,1	149,1	
Mindestumlage (0,05 ct/kWh / 0,1 ct/kWh)	63,1	60,8	58,0	54,1	
Schienenbahnen	163,5	173,3	165,0	89,7	
E-Bus				0,1	
Landstrom			0,1	0,0	
KWKG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung im Produzierenden Gewerbe, davon	45,5	39,1	41,6	58,4	50,7
Begrenzung auf 15 % der Umlage	3,3	3,0	2,3	5,6	5,7
Begrenzung auf 20 % der Umlage	2,6	2,6	3,0		
Höchstbetrag (0,5 % / 4% der BWS)	19,9	17,7	19,7	30,1	23,2
Mindestumlage (0,03 ct/kWh)	19,7	15,9	16,5	22,7	21,8
Offshore-Netzumlage-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung im Produzierenden Gewerbe, davon	63,5	64,0	60,6	63,2	77,1
Begrenzung auf 15 % der Umlage	4,9	5,2	3,6	6,2	9,4
Begrenzung auf 20 % der Umlage	3,8	4,2	4,6		
Höchstbetrag (0,5 % / 4% der BWS)	29,4	31,1	30,6	33,0	38,3
Mindestumlage (0,03 ct/kWh)	25,3	23,5	21,7	23,9	29,3

Quelle: BAFA

Schienenbahnen können ebenfalls einen reduzierten KWKG-Umlagesatz (gemäß § 27c KWKG) und einen reduzierten Offshore-Netz-Umlagesatz (gemäß § 17f (5) EnWG) beantragen. Ein Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage wird für Schienenbahnen nicht vorausgesetzt. Dem BAFA liegen für Schienenbahnen hinsichtlich der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage nur Werte von denjenigen Schienenbahnen vor, die auch einen Antrag zur Besonderen Ausgleichsregelung nach EEG 2017 oder EEG 2021 gestellt haben. Außerdem liegen dem BAFA keine Angaben zu den Umsätzen der Schienenbahnen vor; deshalb kann nicht bestimmt werden kann, ob Satz 1 des § 27 KWKG (0,04 Cent/kWh) oder Satz 2 (0,03 Cent/kWh) anzuwenden ist. Aufgrund dieser Besonderheiten wurde in der Tabelle 3-18 darauf verzichtet, diese Umlagekosten für Schienenbahnen auszuweisen.

Die folgende Tabelle stellt ebenfalls die Kosten der Begünstigten dar, verwendet jedoch eine andere Datenbasis. Grundlage der Darstellung sind die Jahresabrechnungen des EEG, des KWKG und der Offshore-Netzumlage. Diese liegen zeitlich verzögert zum dritten Quartal des Folgejahres vor und sind etwas höher aggregiert als die Antragsdaten. Im Gegensatz zu den Antragsdaten sind die

Wirkungen der Corona-Pandemie im Begrenzungsjahren 2020 und 2021 sowie auch die zeitliche Begrenzung der EEG-Umlage im Begrenzungsjahr 2022 in den Daten repräsentiert.

Die Kosten für die privilegierten Antragsteller bewegten sich in den Jahren 2019 bis 2021 auf etwa gleichem Niveau: etwa 600 Mio. Euro für die EEG-Umlage (+/- 7 Mio. Euro) und etwa 50 Mio. Euro für die KWKG-Umlage. Wie schon beim Vergleich zwischen beantragter privilegierter und tatsächlich abgerechneter Strommenge (vgl. 3.4.2.2) fällt im Pandemiejahr 2020 eine Abweichung zwischen Antragsdaten und abgerechneten Daten auf. Die Abweichung bei der EEG-Umlage liegt im Begrenzungsjahr 2020 bei über 30 Mio. Euro. Prozentual gesehen bewegt sich die Abweichung bei den Kosten in ähnlicher Größenordnung wie bei der Strommenge.

Tabelle 3-19: Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung 2019 bis 2021 gemäß Jahresabrechnungen

Mio. Euro	2019	2020	2021	2022
EEG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung insgesamt (ohne Selbstbehalt), davon	594,1	606,9	593,9	271,9
Produzierendes Gewerbe einschl. Bestandschutz	433,5	446,4	430,4	224,0
Schienenbahnen, E-Bus, Landstrom	160,5	160,5	163,5	47,9
KWKG-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung für ausgewählte Begrenzungstatbestände	56,8	47,7	54,0	
Produzierendes Gewerbe (inkl. Selbstbehalt)	52,3	43,5	49,4	
Schienenbahnen (ohne Selbstbehalt), davon	4,4	4,2	4,6	
Schienenbahnen zu 0,04 ct/kWh	0,9	0,8	1,0	
Schienenbahnen zu 0,03 ct/kWh	3,5	3,4	3,6	
Offshore-Netzumlage-Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung für ausgewählte Begrenzungstatbestände	76,8	76,6	75,8	
Produzierendes Gewerbe (inkl. Selbstbehalt)	72,4	72,4	71,2	
Schienenbahnen (ohne Selbstbehalt), davon	4,4	4,2	4,6	
Schienenbahnen zu 0,04 ct/kWh	0,9	0,8	1,0	
Schienenbahnen zu 0,03 ct/kWh	3,5	3,4	3,6	

Quelle: netztransparenz.de

Eine Abschätzung der finanziellen Entlastung der begünstigten Unternehmen und Unternehmensteile ergibt sich wie folgt: zunächst wird eine fiktive Umlagehöhe bestimmt, indem angenommen wird, dass die wälzbaren Kosten von allen Letztverbrauchern in gleicher Höhe getragen werden. Die finanzielle Entlastung ergibt sich dann im zweiten Schritt als Differenz zwischen den fiktiven Umlagekosten und den tatsächlichen Umlagekosten der begünstigten Unternehmen. Das Vorgehen entspricht dem im Hintergrundpapier BesAR angewandten Vorgehen, allerdings wurden dort abgerechnete Mengen in Ansatz gebracht, so dass es zu Abweichungen zu den folgenden Darstellungen kommen kann. Außerdem wird im Hintergrundpapier die Gesamtentlastung betrachtet, während im Folgenden sich auf das Produzierende Gewerbe fokussiert wird.

Für die Begrenzungsjahre 2022 und 2023 liegen für die EEG-Umlage und die KWKG-Umlage derzeit (Stand: September 2023) keine Daten der Übertragungsnetzbetreiber zum nicht-privilegierten Letztverbrauch vor. Für den nicht-privilegierten Letztverbrauch wird die Prognose zur Offshore-Netzumlage der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Ebenfalls liegen noch keine Daten zur tatsächlichen Inanspruchnahme durch die begünstigten Unternehmen für die Jahre 2022 und 2023

vor. Hier werden die Antragsdaten des BAFA verwendet. Insgesamt ist festzuhalten, dass es sich bei den dargestellten Ergebnissen in Tabelle 3-20 um Abschätzungen handelt, die eher die Größenordnung als die tatsächliche Entlastung der begünstigten Unternehmen darstellt.

Tabelle 3-20: Finanzielle Entlastung der begünstigten Unternehmen des Produzierenden Gewerbes durch die Besonderen Ausgleichsregelung auf Basis der beantragten privilegierten Strommenge

Mio. Euro	2019	2020	2021	2022	2023
EEG-Umlage*	4.690	4.678	4.722	1.323	0
KWKG-Umlage	179	138	166	237	237
Offshore-Netzzumlage	274	265	266	267	397
(Summe)	5.143	5.081	5.154	1.827	634

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von BAFA, Jahresabrechnungen EEG und KWKG, Prognosen Offshore-Netzzumlage

Die Tabelle 3-20 stellt nur die Entlastung im Produzierenden Gewerbe dar. Berücksichtigt man bei der EEG-Umlage neben der Entlastung des Produzierenden Gewerbes auch die Entlastung der Schienenbahnen, Landstromanlagen und E-Busse, dann erhöht sich die Gesamtentlastung bei der EEG-Umlage im Jahr 2019 auf 4,9 Mrd. Euro, im Jahr 2020 auf 5,0 Mrd. Euro und im Jahr 2021 auf 5,1 Mrd. Euro (vgl. BAFA 2023a). Daten für das Jahr 2022 liegen Stand September 2023 noch nicht vor.

3.4.3.2. Faktoranalyse der EEG-Kosten

Die EEG-Kosten gemäß Antragsdaten der begünstigten Unternehmen stiegen von 605 Mio. Euro im Jahr 2019 um gut 35 Mio. Euro auf etwa 640 Mio. Euro im Jahr 2020, sanken im Jahr 2021 um etwa 40 Mio. Euro auf gut 600 Mio. Euro und fielen im Jahr 2022 um weitere 230 Mio. Euro auf 374 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr.

Verschiedene Faktoren tragen zu den Änderungen der EEG-Kosten bei:

- Begrenzungshöhe: Die Höhe der EEG-Kosten einiger Begrenzungsfälle hängt direkt von der EEG-Umlage für nicht-privilegierte Verbraucher ab. Da die EEG-Umlage sich jährlich ändert, erklärt dies einen Teil der Kostenänderungen.
- Die Gesamtmenge des privilegierten Stromverbrauchs hängt einerseits von den Zugangsvoraussetzungen zur BesAR, insbesondere die Höhe der Stromkostenintensität (SKI) und den zur Berechnung der SKI heranzuziehenden Strompreise, sowie von der Anzahl und Geschäftstätigkeit der antragstellenden Unternehmen ab.
- Ein weiterer Faktor ist die Verschiebung/Verlagerung von Strommengen zwischen den einzelnen Begrenzungsfällen zwischen den Antragsjahren. Hierzu zählt insbesondere der Wegfall der 20%-Begrenzung und die Aufnahme neuer Begrenzungstatbestände zum Begrenzungsjahr 2022.

Die folgende Tabelle beziffert die Beiträge der einzelnen Faktoren für die beobachteten Intervalle 2019-2020, 2020-2021 und 2021-2022. Hierzu wird ein Laspeyres-Zerlegungsansatz mit proportionaler Verteilung des Restglieds angewandt. Grundsätzlich besteht das Verfahren darin, dass jeweils einer der oben genannten Faktoren verändert wird, während die anderen Faktoren auf Vorjahresniveau festgehalten werden (ceteris paribus). Die so zu beobachtende Änderung wird dem Faktor zugeschrieben. Es bleibt jedoch ein Restglied übrig, da die Summe der einzelnen Änderungen

im Allgemeinen nicht der Gesamtänderung entspricht. Dieses Restglied wird proportional den einzelnen Faktoren zugeordnet. Bei der Interpretation der Zahlen ist zu beachten, dass die Analyse auf den Antragsdaten beruht. Beispielsweise ist die rückläufige Stromnachfrage aufgrund der Corona-Pandemie nicht in den Antragsdaten für das Begrenzungsjahr 2020 enthalten, da zum Zeitpunkt der Antragsstellung die Krise noch nicht vorherzusehen war.

Die Änderungen vom Begrenzungsjahr 2019 nach 2020 sind stark durch die Mengenanteile der Begrenzungstatbestände getrieben. Insbesondere reduziert sich der Anteil der Mindestumlage und es erhöht sich der Anteil der Begrenzung auf 20 % der EEG-Umlage. Beides führt zu einer Erhöhung der EEG-Kosten für die Unternehmen. Eine detaillierte Analyse, auf welche Branchen diese Verschiebung zurückzuführen ist, erlaubt der Datenstand nicht. Denkbar ist jedoch, dass der rückläufige Anteil des Wirtschaftszweigs 24 „Metallerzeugung und -bearbeitung“ eine Rolle spielt. Wie im Abschnitt 3.4.2.4 ausgeführt, hat sich die privilegierte Strommenge dieser Branche von knapp 31 TWh im Begrenzungsjahr 2019 auf etwa 27 TWh im Begrenzungsjahr 2022 reduziert. Da vermutlich die meisten Unternehmen dieser Branche in den Begrenzungsfall „Mindestumlage“ fallen dürften, könnte dies die beobachtete Verschiebung miterklären.

Die Erhöhung der EEG-Umlage um 5 % trägt ebenfalls zu höheren EEG-Kosten im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr bei den privilegierten Unternehmen bei. Die Änderung der beantragten privilegierten Strommenge um 0,5 % im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr hat einen geringen Einfluss.

Die Änderungen vom Begrenzungsjahr 2020 nach 2021 sind fast gleichmäßig auf zwei der beobachteten Faktoren zurückzuführen (Änderung der Strommenge sowie Änderung der EEG-Umlage). Etwas stärker macht sich die Änderung der Begrenzungsstruktur bemerkbar.

Die Änderungen vom Begrenzungsjahr 2021 nach 2022 sind zum größten Teil auf die Senkung des EEG-Regelsatzes um über 40 % zurückzuführen. Auch die Änderung der Begrenzungsstruktur – Abschaffung der Begrenzung auf 20 % (bzw. Vereinheitlichung auf 15 %) und Erhöhung des Anteils mit Mindestumlage – trägt zu einer Senkung der EEG-Kosten bei.

Tabelle 3-21: Komponentenerlegung der Änderung der EEG-Kosten bei den privilegierten Unternehmen in der Besonderen Ausgleichsregelung

Mio. Euro	2019-2020	2020-2021	2021-2022
EEG-Kosten Vorjahr (inkl. Selbstbehalt)	605,1	641,3	601,2
Änderung Strommenge	3,5	-9,6	-15,6
Änderung Begrenzungsstruktur	22,5	-18,7	-45,7
Änderung EEG-Umlage	10,2	-11,9	-166,1
EEG-Kosten Folgejahr	641,3	601,2	373,9
Änderung gesamt	36,2	-40,1	-227,3

Quelle: eigene Berechnungen, BAFA

3.4.3.3. Analyse zur Folgewirkungen bei Schienenbahnen

Da die privilegierte Strommenge der Schienenbahnen relativ konstant blieb, blieben auch die dafür nötigen monetären Aufwendungen über die Jahre mehr oder weniger unverändert. Schwankungen ergaben sich primär aus den Anpassungen des zu zahlenden EEG-Umlagesatzes (vgl. Tabelle 3-22). Dies gilt naturgemäß in besonderem Maße für die Halbierung der EEG-Umlage im Jahr 2022.

Auffallend ist aber, dass durch die Zunahme der begünstigten Unternehmen die durchschnittliche Entlastung je Unternehmen tendenziell sank. Auch hier zeigt sich die zuvor geschilderte Verschiebung der Begünstigung weg von wenigen großen hin zu mehr kleinen Marktteilnehmern. Auch im Begrenzungsjahr 2022 vereinten die Schienenbahnen ca. 11 % der gesamten durch die BesAR privilegierten Strommenge auf sich. Dieser Wert war seit der Absenkung der Begünstigungsschwelle relativ konstant (vgl. Tabelle 3-11).

Tabelle 3-22: EEG-Kosten der Schienenbahnen durch BesAR 2014-2022

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
EEG-Umlagesatz Cent/kWh	6,24	6,17	6,35	6,88	6,79	6,41	6,76	6,50	3,72
EEG-Kosten der privilegierten Schienenbahnen in Mio. €	81,5	156,4	158,4	175,1	175,6	163,5	173,3	165,0	89,7
Monetäre Begünstigung Schienenbahnen Mio. €	603	626	633	694	703	655	692	659	357
Anzahl begünstigte Schienenbahnen (Abnahmestellen)	73	128	132	138	139	148	148	156	165
Durchschnittliche EEG-Kosten je priv. Schienenbahn Mio. €	1,12	1,22	1,20	1,27	1,26	1,10	1,17	1,06	0,54
Durchschnittliche Entlastung je Schienenbahn Mio. €	8,3	4,9	4,8	5,0	5,1	4,4	4,7	4,2	2,2

Quelle: eigene Darstellung nach BAFA

Aus Tabelle 3-22 geht hervor, dass die Schienenbahnen durch die BesAR jährlich um 650 bis 700 Mio. Euro entlastet wurden. Rein rechnerisch ergab sich je Unternehmen eine durchschnittliche Entlastung von etwa 4 bis 5 Mio. Euro pro Jahr, die jedoch analog zur Fahrleistung der Unternehmen eine rechtsschiefe Verteilung aufwies. Gerade die Teilunternehmen des ehemaligen Quasi-Monopolisten DB dürften analog zu ihrem Marktanteil in höherem Umfang nach der BesAR begrenzt werden. Entsprechend ist eine unternehmensspezifische Betrachtungsweise wenig hilfreich und es sollte eher auf Basis der Gesamtentlastung der Schiene durch die BesAR argumentiert werden. Dazu soll zunächst ein Blick auf die Kostenstrukturen im Schienenverkehr geworfen werden. Anschließend werden die Auswirkungen der Entlastung anhand eines Analogieschlusses zu einem ähnlichen und von Prognos detailliert evaluierten Förderinstrument diskutiert.

In einer aktuellen Studie von Roland Berger für den VDV wird der Anteil der Energiekosten an den Betriebskosten des Schienengüterverkehrs mit 12 % angegeben.⁴⁴ Eine andere Studie aus dem Jahr 2014 weist mit 13 % eine ähnliche Größenordnung auch für den Schienenpersonen(nah)verkehr nach.⁴⁵ Bei diesen Zahlen ist aber zu beachten, dass der Fahrstrom nur einen Teil der Energiekosten ausmacht, weil dort u. a. auch die Aufwendungen für den viel kostenintensiveren Diesel enthalten sind. In der VDV-Statistik von 2019 ist ersichtlich, dass deren Mitgliedsunternehmen im Jahr 2018 250 Mio. Euro für Fahrstrom aufgewendet haben, was etwa 2 % ihrer Gesamtaufwendungen ausmacht.⁴⁶ Dabei ist zu beachten, dass auch die Schienenbahnen von den 2021/2022 stark anziehenden Energiepreisen in erheblichem Maße betroffen waren. Diversen Pressemeldungen ist zu entnehmen, dass sich die Stromkosten der Schienenbahnen in diesen Jahren ungefähr verdoppelt

⁴⁴ VDV, Roland Berger (2021): Schienengüterverkehr als Garant des Klimaschutzes im Verkehr – Qualität, Innovation und Kunden im Fokus

⁴⁵ KCW/ETC/Rödl & Partner (2014): Revision der Regionalisierungsmittel - Mittelbedarf der Bundesländer für den Revisionszeitraum 2015-2030

⁴⁶ VDV-Statistik 2020

haben⁴⁷. Wird diese Kostensteigerung 1:1 auf das zuvor geschilderte Kostengefüge übertragen, dürfte sich ihr Anteil an den Betriebskosten mittlerweile bei ca. 4 % befinden. Um die Entlastungswirkung der BesAR innerhalb dieser Kostenstruktur zu verdeutlichen, wird nachfolgend eine Beispielrechnung für das Jahr 2021 vorgenommen.

Laut BDEW lag in diesem Jahr der durchschnittliche Strompreis für Industriekunden bei 21,38 Cent/kWh.⁴⁸ Ohne die Begünstigung eines ermäßigten Umlagesatzes entfiel mit 6,5 Cent fast ein Drittel des Preises auf die EEG-Umlage. Kam ein Unternehmen in den Genuss der BesAR, reduzierte sich die Umlage auf 20 % und somit im Regelfall auf 1,30 Cent. Entsprechend reduzierten sich die zu zahlenden Stromkosten je kWh auf 16,18 Cent, was einer Senkung von etwa 24 % entspricht. Zu beachten ist, dass diese prozentuale Entlastung gegenüber den Vorjahren spürbar gesunken ist, weil sich der Anteil der EEG-Umlage am Gesamtstrompreis durch gestiegene Beschaffungskosten erheblich reduziert hat. Wird diese realisierte Entlastung auf den zuvor genannten Fahrstromanteil von 4% an den Gesamtbetriebskosten aufgesetzt, so hätten die Gesamtkosten der Schienenbahnen im Jahr 2021 ohne Entlastungen durch die BesAR um knapp 1 % höher gelegen.

Dieser Einfluss mag auf den ersten Blick gering erscheinen, er muss aber im Gesamtkontext der Preisentwicklung gesehen werden. Würden die Unternehmen diese Kostensteigerung in vollem Umfang weitergeben, so würde eine Preissteigerung entstehen, die zusätzlich zu den ohnehin stattfindenden Teuerungen berücksichtigt werden müsste. Ein Blick auf Tabelle 3-23 und Tabelle 3-24 weist nach, dass die Preisindizes im Schienenverkehr sich vor Corona stets sehr nah an oder gar leicht oberhalb des größten intermodalen Konkurrenten Straßenverkehr entwickelt haben. In den Jahren 2020 und 2021 ist das Bild durch zwei Sondereffekte verzerrt: Einerseits schlägt sich die Senkung der Mehrwertsteuer im SPfV sehr positiv in der Preisentwicklung nieder, andererseits zeigt der Straßenverkehr aufgrund der Ölpreisturbulenzen eine ungewöhnlich starke Volatilität. In den Jahren zuvor zeigte sich hingegen immer, in welchem engem Preiswettbewerb die Verkehrsträger untereinander stehen und dass der Schienenverkehr oftmals von stärkeren Preissteigerungen betroffen war als der Straßenverkehr. Dadurch wird auch deutlich, dass der dämpfende Effekt der BesAR durchaus bedeutsam war, um die Preisentwicklung im Schienenverkehr nicht noch negativer ausfallen zu lassen. Auch eine zusätzliche Kostensteigerung von etwa einem Prozent bei einem Wegfall der BesAR hätte durchaus Spuren im intermodalen Vergleich hinterlassen.

⁴⁷ Beispielhaft: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/handel-konsumgueter/energiekrise-gueterbahnen-leiden-unter-hohen-stromkosten/28049628.html>;
<https://bahnblogstelle.com/188453/deutsche-bahn-erwartet-2023-doppelt-so-hohe-stromkosten/>.

⁴⁸ <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>.

Tabelle 3-23: Preisentwicklung im Personenverkehr

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Verbraucherpreisindex insgesamt	88,1	90,0	91,7	93,1	94,0	94,5	95,0	96,4	98,1	99,5	100,0	103,1
Kraft- und Schmierstoffe für Fahrzeuge	108,8	121,0	127,8	123,4	118,1	106,3	98,6	104,5	112,6	110,9	100,0	122,3
Schienenbahnverkehr	86,3	88,4	91,2	94,1	97	100	101,7	105,7	110,2	113,9	115,9	116,4
Schienenfernverkehr	90,7	91,1	94,8	97,5	99,6	100	99	101,5	103,3	103,5	88,1	86,5
Personenbeförderung im Straßenverkehr	88,6	89,3	92,1	93,7	96,8	100	101,5	104,1	105,3	110,8	111,5	113,7
Personenbeförderung im Luftverkehr	97,4	101,6	97,8	97,8	99,9	100	98	97,8	95,9	95,7	100,8	106,3

Quelle: eigene Darstellung nach BMDV^{49,50}

Tabelle 3-24: Preisentwicklung im Güterverkehr

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Schienengüterverkehr	89,1	90,1	93,7	96,4	98,6	100	100,7	100,9	102,4	104,1	105,8	106,1
Luftfracht	-	-	-	-	-	100	92,5	97,8	103,9	102,0	141,0	163,4
Straßengüterverkehr	93,6	96,7	98,7	99,4	100	100	99,4	100,1	102,6	105,5	105,9	108,7

Quelle: eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt⁵¹

3.4.3.4. Einsparwirkung der Energiemanagementsysteme

Antragstellende des produzierenden Gewerbes mussten gemäß § 64 (1) 3. EEG 2017 und EEG 2021 ein Energiemanagementsystem nachweisen, wenn sie die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen wollen. Die Pflicht zur Zertifizierung soll anreizen, Maßnahmen zur Energieeinsparung und zur Steigerung der Energieeffizienz umzusetzen.

Die folgende Tabelle 3-25 gibt einen Überblick über die Angaben der Antragsteller zu den Zertifizierungen. Deutlich zu erkennen ist die dominante Rolle von ISO 50001. Weit über 80 % der BesAR-begünstigten Unternehmen setzen dieses System ein. Eine eher untergeordnete Rolle in der BesAR spielt das europäische Umweltmanagementsystem EMAS.

ISO 50001 ist ein freiwilliger internationaler Standard, der sich ausschließlich auf das Energiemanagement konzentriert. EMAS ist hingegen eine Verordnung der Europäischen Union, die ein umfassendes Umweltmanagement- und -prüfschema festlegt, welches über das Energiemanagement hinaus geht und eine breitere Palette von Umweltaspekten (Energie, Abfall, Wasser, Emissionen u. a. m.) umfasst. ISO 50001 zertifizierte Organisationen müssen ihre Energieleistung nicht extern veröffentlichen. EMAS erfordert von zertifizierten Organisationen eine öffentlich zugängliche Umwelterklärung. Grundsätzlich können Organisationen sich entscheiden, beide Rahmenwerke gleichzeitig umzusetzen. In der untenstehenden Tabelle sind daher Mehrfachnennungen möglich.

⁴⁹ BMDV (2023): Verkehr in Zahlen 2022/2023.

⁵⁰ <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/verkehr-in-zahlen.html>.

⁵¹ <http://destatis.de>.

Unternehmen mit einem Stromverbrauch von weniger als 5 GWh können statt eines Managementsystem auch ein Energieaudit nach EN 16247 oder Anlage 2 SpaEfV durchführen (§ 64 (1) 3. EEG 2017 und EEG 2021).

Tabelle 3-25: Umwelt- und Energiemanagementsysteme der Antragstellenden

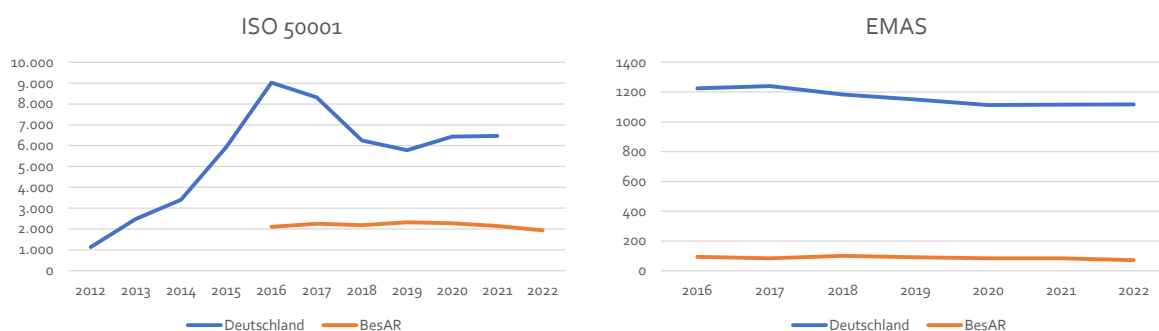
	2019	2020	2021	2022
ISO 50001	2320	2274	2146	2208
EMAS	91	84	84	82
Energieaudit nach EN 16247	18	15	18	13
Alternatives System nach SpaEfV	331	340	319	314

*Mehrfachnennungen möglich.
Quelle: BAFA, Stand: 10.10.2022*

Die Verbreitung des ISO 50001 Energiemanagement-Systems ist sehr dynamisch. Nach einem rasanten Hochlauf in den Jahren 2012 bis 2016 ist die Zahl der Zertifikate im Zeitraum 2016 bis 2020 um 30 % gesunken. Ein möglicher Grund hierfür sind die durch die Novellierung 2018 der ISO 50001 eingeführten erhöhten Verpflichtungen. Zum Beispiel muss die Verbesserung der energetischen Leistung (EnPI) messtechnisch nachgewiesen werden und es müssen Bereinigungsschritte durchgeführt werden. Dies führt zu mehr Kosten für die Zertifizierung, bei der Messtechnik sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen.

Im Betrachtungszeitraum 2019 bis 2021 sind etwa ein Drittel der Unternehmen mit ISO 50001 begünstigt nach BesAR. Etwa 6,5 % der deutschen Organisationen mit dem Umweltmanagement-System EMAS sind begünstigt nach BesAR. Das System wendet sich auch an Organisationen, die keine Unternehmen sind. Die folgende Abbildung stellt die Verbreitung der beiden Management-Systeme – ISO 50001 und EMAS – grafisch dar.

Abbildung 3-5: Anzahl Unternehmen mit EMAS oder ISO 50001, in Deutschland insgesamt und in der BesAR



Quelle: eigene Darstellung nach BAFA, iso.org, emas.de

Im Managementprozess oder im Rahmen der Energieaudits werden Energieeinspar- und Energieeffizienzmaßnahmen identifiziert und hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Die Sichtbarkeit von Einsparpotenzialen wird dadurch erhöht und es werden häufiger Maßnahmen

umgesetzt, wie wiederholt in einer Befragung⁵² bei mehr als 2000 Unternehmen gezeigt werden konnte.

Tabelle 3-26: Umsetzungshäufigkeit Energieeffizienzmaßnahmen bei Unternehmen mit bzw. ohne Energiemanagement-System (EMS) (Mehrfachnennung möglich)

Art der Maßnahme	ohne EMS	mit EMS	Differenz
Energetische Modernisierung von Gebäuden	7%	10%	2,7%
Beleuchtung	15%	18%	3,4%
Heizung	4%	11%	7,0%
Druckluft, Pumpen, Motoren	3%	14%	10,4%
Lüftung, Klimatisierung	4%	10%	5,4%
Kühlung	3%	9%	5,5%
Produktionsprozess-Optimierung	4%	14%	9,8%
Information und Motivation der Mitarbeiter	12%	18%	6,3%
(Summe)	54%	104%	50,5%

Mittelwerte 2017-2022

Quelle: Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE)

In jeder Maßnahmenkategorie geben die Befragten mit EMS eine höhere Umsetzungshäufigkeit an. Die letzte Zeile der Tabelle kann so interpretiert werden, dass Unternehmen ohne EMS etwa jedes zweite Jahr eine Maßnahme umsetzen, während Unternehmen mit EMS jedes Jahr eine Maßnahme umsetzen.

Etwa zwei Drittel (1370) der Antragsteller der BesAR im Begrenzungsjahr 2022 haben angegeben, insgesamt 2944 Maßnahmen umgesetzt zu haben und dabei 1,4 TWh Energie (u. a. Strom, Mineralöle, Gas) eingespart zu haben. Bezogen auf eine Maßnahme werden demnach durchschnittlich 500 MWh eingespart. Dies ist ein Wert, der auch bei der Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft bei Vorhaben großer Unternehmen beobachtet werden kann.⁵³

Bei der Einordnung ist zu berücksichtigen, dass nicht die gesamte Einsparung der Verpflichtung zur Zertifizierung zugeschrieben werden kann. Ein Teil der Unternehmen hätte ohnehin, d. h. ohne ein Energie- oder Umweltmanagement-System, Maßnahmen umgesetzt.

Tabelle 3-27: Einzelmaßnahmen im Rahmen von Umwelt- und Energiemanagementsystemen

	2019	2020	2021	2022
Anzahl Antragsteller	1.481	1.447	1.400	1.370
Anzahl Maßnahmen	3.292	3.151	3.125	2.944
Eingesparte Energie	2,0 TWh	1,3 TWh	1,8 TWh	1,4 TWh

Quelle: BAFA

3.4.4. Übergeordnete Auswirkungen der BesAR

Nach der angenommenen Wirkungslogik (s. 3.2) sind die übergeordneten Auswirkungen der BesAR als Impact zu verstehen. Bei diesem Element der Wirkungskette geht es zum einen um die Wirkung

⁵² Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) (Hrsg., 2016-2022): Empirische Untersuchung des Marktes für Energiedienstleistungen, Energieaudits und andere Energieeffizienzmaßnahmen, Endberichte 2016-2022.

⁵³ Fraunhofer ISI, Prognos, Öko-Institut, IER (2023): Evaluation der „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“.

der BesAR bei den übrigen Letztverbrauchern, insbesondere auf deren spezifische Stromkosten. Zum anderen ist eine Analyse geplant, inwiefern die Wettbewerbsfähigkeit der privilegierten Branchen beeinflusst wurde bzw. wie sich die intermodale Wettbewerbsfähigkeit der Schienenbahnen verändert hat.

Nr.	Bezeichnung
D1	kontrafaktische EEG-Umlage ohne BesAR
D2	kontrafaktische KWKG-Umlage ohne BesAR
D3	kontrafaktische Offshore-Netzumlage ohne BesAR

3.4.4.1. Wettbewerbsfähigkeit Produzierendes Gewerbe

Gemäß § 63 EEG 2021 ist es ein wesentliches Ziel der BesAR, die EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage für stromkostenintensive Unternehmen in einem Maße zu halten, das mit ihrer internationalen Wettbewerbssituation vereinbar ist, um somit ihre Abwanderung in das Ausland zu verhindern. Die Regelungen im KWKG und im EnWG zur KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage orientieren sich am EEG 2021 und haben dasselbe Ziel.

Neben der BesAR gibt es eine Reihe weiterer Regelungen, die ebenfalls auf einen stabilen und wettbewerbsfähigen Strompreis für stromkostenintensive Unternehmen zielen. Zu nennen sind hierbei der Spitzenausgleich von der Stromsteuer (§ 10 StromStG), die Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BECV), die Richtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten (Strompreiskompensation, SPK), die zulässige Höhe der Konzessionsabgabe für Strom bei Sondervertragskunden (§ 2 Abs. 3 KAV) sowie die Sondernutzungsregelungen der Stromnetzentgeltverordnung (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV).

Die folgende Tabelle legt einen Fokus auf die Wirkung der Regelungen zur Begrenzung der EEG- und KWKG-Umlage sowie der Offshore-Netzumlage. Grundlage der Darstellung sind Preisdaten, die von den EU-Mitgliedsstaaten erhoben und von Eurostat aufbereitet und als Datensatz nrg_pc_205 halbjährlich veröffentlicht werden. In der Statistik wird differenziert nach verschiedenen Preisbestandteilen, die Ergebnisse werden nach der Absatzmenge (Stromverbrauch der Unternehmen) geclustert. Ausgewählt wurde für die Betrachtung das für die BesAR repräsentative Mengenband IE mit einem jährlichen Verbrauch von 20 bis 70 GWh (Angaben für Deutschland). Für die genannte Statistik wird eine Vielzahl von Stromlieferverträgen unterschiedlicher Unternehmen ausgewertet. Anschließend werden für die einzelnen Preisbestandteile Mittelwerte gebildet, die in der Statistik ausgewiesen werden. Zu der Grundgesamtheit der Auswertung zählen sowohl Unternehmen, die bei der EEG- und KWKG-Umlage sowie der Offshore-Netzumlage in unterschiedlicher Höhe entlastet werden, als auch Unternehmen, die nicht entlastet werden. Dies führt in den statistischen Mittelwerten dazu, dass die ausgewiesene Höhe der mittleren Be- bzw. Entlastungen über alle Unternehmen bei den jeweiligen Umlagen von den auf der Ebene des Einzelunternehmens möglichen Begrenzungen abweicht.

Dargestellt sind in der folgenden Tabelle 3-28 in der Spalte „Statistik (IE)“ die in der Statistik ausgewiesenen Preisbestandteile für die Jahre 2019 bis 2022. Variiert wird in den beiden anderen Spalten nur die Belastung des Strombezugs mit EEG- und KWKG-Umlage sowie Offshore-

Netzumlage, die Angaben zu den anderen Preisbestandteilen werden übernommen. In der Spalte „Keine Entlastung (IE) bei EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage“ wird dargestellt, wie hoch der Strompreis gewesen wäre, wenn jeweils die regulären Umlagen für diesen Abnahmefall gezahlt worden wären, in der Spalte „Maximale Entlastung (IE) bei EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage“ werden lediglich die jeweiligen Mindestumlagen angesetzt.

Zu erkennen ist, dass die Entlastung durch die BesAR im statisch ausgewiesenen Mittel im Abnahmefall (IE) im Zeitraum 2019 bis 2021 zwischen 10 und 14 % lag. Mit dem Wegfall der EEG-Umlage ab Mitte 2022 sinkt die prozentuale Entlastung auf 4 %. Die maximale Entlastung bei den Umlagen lag im Zeitraum 2019 bis 2021 zwischen 43 und 48 % und sank im Jahr 2022 auf 12 %.

Insgesamt ist die Preisentwicklung im Jahr 2022 durch die hohe Steigerung der Beschaffungs-/ Vertriebskomponente gekennzeichnet, die sich auf die hohen Gaspreise angesichts des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine zurückführen lässt.

Tabelle 3-28: Entwicklung der Strompreise für Industriekunden im Abnahmefall IE im Zeitraum 2019 bis 2022 bei unterschiedlicher Belastung mit der EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage

	Keine Entlastung (IE) bei EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage				Statistik (IE)				Maximale Entlastung (IE) bei EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage			
	2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
Beschaffung und Vertrieb	3,09	3,22	5,02	13,18	3,09	3,22	5,02	13,18	3,09	3,22	5,02	13,18
Netzentgelt	2,04	2,44	2,12	2,38	2,04	2,44	2,12	2,38	2,04	2,44	2,12	2,38
Summe EEG- und KWKG-Umlage	6,68	6,98	6,75	2,24	4,75	5,35	4,59	1,42	0,08	0,08	0,08	0,08
Summe §19 StromNEV, AbLaV- und Offshore-Netzumlage	0,46	0,47	0,45	0,48	0,40	0,50	0,47	0,57	0,07	0,08	0,08	0,08
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
Konzessionsabgabe	0,10	0,14	0,11	0,16	0,10	0,14	0,11	0,16	0,10	0,14	0,11	0,16
Summe netto	14,42	15,30	16,51	20,49	12,43	13,70	14,36	19,76	7,43	8,01	9,46	17,93
Entlastung BesAR					-1,99	-1,60	-2,15	-0,73	-6,99	-7,29	-7,04	-2,55
Anteil BesAR am vollen Strompreis					-14%	-10%	-13%	-4%	-48%	-48%	-43%	-12%

Quelle: eigene Darstellung nach Eurostat nrg_pc_205, eigene Berechnungen

Der Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung beträgt bei den Branchen gemäß Anlage 4 EEG 2021 im Mittel 14 % (EU-KOM 2021). Auf einer stärker disaggregierten Ebene ist jedoch eine deutliche Streuung zu erkennen. Für einige Branchen, beispielsweise Aluminium, Grundstoffchemie und Papierindustrie, bilden die Stromkosten mit über 60 % der Bruttowertschöpfung einen zentralen Faktor. Für 70 % der Branchen gemäß Anlage 4 EEG 2021 beträgt der Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung weniger als 10 %. Grundlage dieser Zahlen ist eine Veröffentlichung der EU-Kommission. Die Zahlen beziehen sich auf den Zeitraum 2013 bis 2015 und auf den Bezugsraum EU.

Setzt man die mittlere Stromkostenintensität der BesAR-Branchen von 14% an und berücksichtigt, dass die BesAR die Stromkosten der einzelnen Unternehmen im für die BesAR repräsentativen

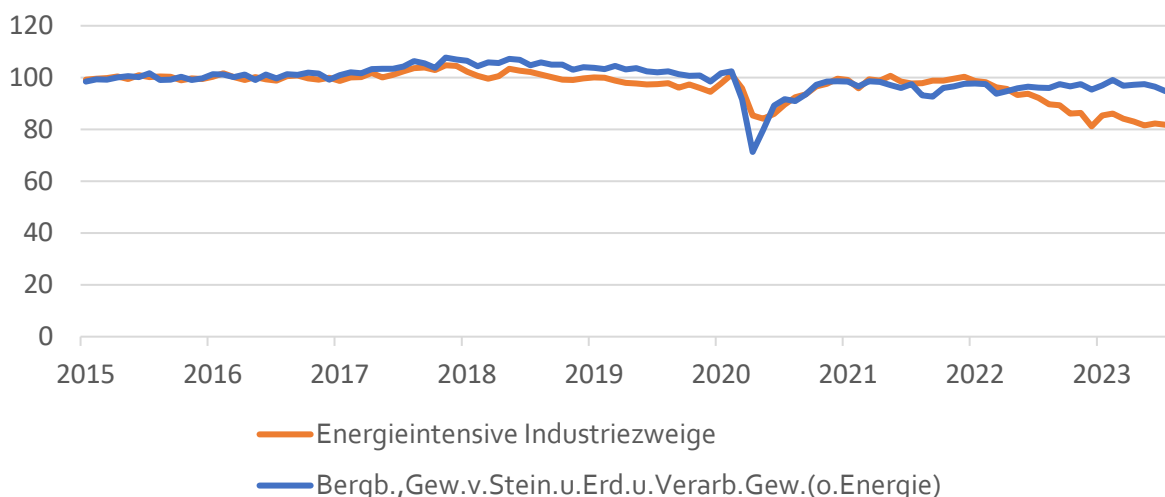
Abnahme IE im Zeitraum 2019 bis 2021 um bis zu 48 % senken konnte, dann folgt daraus eine mögliche Senkung des Anteils der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung um bis zu 7 Prozentpunkte. Im Begrenzungsjahr 2022 senkte die BesAR die Stromkosten im betrachteten Abnahme IE um bis zu 12 % (s. Tabelle 3-28) und senkt somit den Anteil an der Bruttowertschöpfung um bis zu 1,7 Prozentpunkte.

Die Wettbewerbsfähigkeit von Industriesektoren hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Neben den Stromkosten sind die Kosten für andere Produktionsfaktoren von Bedeutung. Hierzu zählen die Kosten für weitere Energieträger, z. B. Erdgas, Materialkosten, Kapitalkosten und Lohnkosten. Ein weiterer wesentlicher Treiber für die Wettbewerbsfähigkeit ist die Handelsstruktur in den betrachteten Branchen. Hierzu zählen die Transportkostenstrukturen, der Marktzugang und die Homogenität bzw. Austauschbarkeit der produzierten Güter. Weitere Faktoren wie politische Stabilität, Infrastruktur, Gesundheits- und Bildungswesen tragen ebenfalls zur Wettbewerbsfähigkeit bei.

Eine abnehmende Wettbewerbsfähigkeit aufgrund steigender Energiekosten oder Energiekostenanteile kann auf Ebene der Unternehmen zu einem Rückgang des Produktionsvolumens führen. Darüber hinaus können steigende Produktpreise, abnehmende Investitionen insgesamt bzw. zunehmende Investitionen in Effizienztechnologien die Folge sein (Dechezleprêtre et al. 2017).

Die folgende Abbildung 3-6 stellt die indizierte Entwicklung der Produktion im Zeitverlauf dar. Zu erkennen ist ein Rückgang der Produktion im Coronajahr 2020. Ebenfalls zu erkennen ist ein Rückgang in den energieintensiven Industrien⁵⁴ seit der zweiten Jahreshälfte 2022. Dieser könnte einerseits zurückzuführen sein auf die Gasmangellage, andererseits auf die hohen Beschaffungspreise für Strom seit Beginn des Kriegs in der Ukraine.

Abbildung 3-6: Indizierte Produktionsentwicklung in den energieintensiven Industriezweigen (2015=100)



Quelle: eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt, Tabelle 42153-0001 (kalender- und saisonbereinigt nach X13 JDemetra+)

⁵⁴ Hierbei handelt es sich um die Branchen 17, 19, 20, 23 und 24.

3.4.4.2. Wettbewerbsfähigkeit Schienenbahnen

Zentrales Anliegen der BesAR ist es, die Schiene im intermodalen Wettbewerb zu stärken. Die Ausführungen im Abschnitt 3.4.3.3 haben aufgezeigt, dass die BesAR einen Einfluss auf das Kostengefüge der Schienenbahnen hat, der sich in einer gedämpften Preisentwicklung niederschlägt. Ohne diesen Effekt würde die Preisentwicklung der Schiene im Vergleich zu anderen Verkehrsträgern negativer verlaufen und dadurch ihre Position im intermodalen Wettbewerb geschwächt. Insofern erreicht die BesAR grundsätzlich das mit ihr verknüpfte Ziel.

Die beiden nachfolgenden Tabellen zeigen den Marktanteil der Schiene an der Gesamtverkehrsleistung (Modal Split) im Personen- und Güterverkehr.

Tabelle 3-29: Entwicklung der Verkehrsleistung im Personenverkehr nach Verkehrsarten in Mrd. Personenkilometer

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Schienenbahnverkehr	47,8	49,9	51,4	52,8	54,9	54,8	54,8	55,1	55,3	57,3	35,1	30,9
Schienenfernverkehr	36,1	35,5	37,3	36,8	36,1	36,9	39,4	40,4	42,9	44,7	23,7	25,2
Modal Split Anteil Schienenverkehr	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	9 %	9 %	9 %	6 %	6 %
Öffentlicher Straßenpersonenverkehr	78,1	78,0	76,0	77,1	78,8	81,8	81,4	79,7	80,1	78,9	45,7	42,4
Luftverkehr Inland	10,7	10,6	10,3	9,9	10,0	10,1	10,5	10,4	10,3	10,1	2,6	2,1
Motorisierter Individualverkehr	902,4	912,4	914,6	921,4	935,0	945,7	965,2	912,4	913,3	917,4	798,7	804,3
Verkehrsleistung gesamt	1.075	1.086	1.090	1.098	1.115	1.129	1.151	1.098	1.102	1.108	922	926

Quelle: eigene Darstellung nach BMDV⁵⁵

Tabelle 3-30: Entwicklung der Gesamtverkehrsleistung im Güterverkehr in Mrd. Tonnenkilometern

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Eisenbahnen	107,3	113,3	110,1	112,6	115	121	128,9	131,2	130	129,2	119,8	129,9
Modal Split Anteil Schienenverkehr	17 %	18 %	18 %	18 %	18 %	18 %	19 %	19 %	19 %	19 %	18 %	19 %
Binnenschifffahrt	62,3	55	58,5	60,1	59,1	55,3	54,3	55,5	46,9	50,9	46,3	48,2
Straßengüterverkehr	440,6	442,6	432	442,7	451,9	464,6	473,4	486	497,2	498,6	487,4	505,7
Rohrfernleitungen	16,3	15,6	16,2	18,2	17,5	17,7	18,8	18,2	17,2	17,6	16,7	15,7
Luftfracht	1,4	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,5	1,8
Verkehrsleistung gesamt	627,9	628,0	618,2	635,0	644,9	660,1	676,9	692,5	692,9	697,9	672,8	701,4

Quelle: eigene Darstellung nach BMDV⁵⁶

Es zeigt sich, dass die Marktanteile der Schiene seit 2010 relativ konstant bei 8-9 % im Personen- und bei 18-19 % im Güterverkehr liegen und nur einen kontinuierlichen, sehr leichten Anstieg zeigten.

Im Jahr 2014 wurde die Begünstigungsschwelle der BesAR von 10 auf 2 GWh abgesenkt. Mit dieser Umstellung hat sich die Anzahl der privilegierten Schienenbahnen und die privilegierte Strommenge deutlich erhöht. Jedoch ist um das Jahr 2014 herum keine Steigerung der Modal Split-Anteile der Schienenbahnen erkennbar. Der kausale Effekt der BesAR auf die Konkurrenzfähigkeit der Schiene ist demnach durch eine einfache Zeitreihenanalyse des Marktanteils der Schiene an der

⁵⁵BMDV (2023): Verkehr in Zahlen 2022/2023.

⁵⁶ ebd.

Verkehrsleistung allein nicht nachweisbar, sondern erfordert zusätzliche Empirie, z. B. in Form von Befragungen der Marktteilnehmer.

Ein signifikanter Sprung ist im Personenverkehr im Pandemiejahr 2020 zu erkennen. Während der Pandemie ist der Anteil der Schiene im Personenverkehr auf etwa 6 % gesunken, weil die Menschen verstärkt individueller Mobilität (nicht nur Pkw-, sondern auch Fuß- und Radverkehr) aufgrund von Sicherheitsbedenken der öffentlichen Mobilität den Vorzug gegeben haben.

Prognos hat im Jahr 2021 eine empirisch gestützte Evaluation der Trassenpreisförderung (TraFöG) im Auftrag des BMDV durchgeführt. Dabei wurde explizit die Kausalität zwischen monetärer Entlastung und den unternehmerischen Entscheidungen, der Verkehrsleistung und der Wirkung im intermodalen Wettbewerb analysiert. Dies wurde durch eine Befragung aller Fördermittelnehmer (Rücklaufquote 67 %, N = 129) geleistet.

Im Folgenden sind die beiden Instrumente TraFöG und BesAR einander gegenübergestellt:

- In beiden Fällen ist die Struktur der Förderung identisch: Die monetäre Entlastung setzt unmittelbar bei den durch den Fahrbetrieb entstehenden variablen Kosten an. Dies bedingt nicht nur eine sehr ähnliche strukturelle Verteilung der Zuwendungen, die Entlastungen spielen auch bei den strategischen Entscheidungen der Unternehmen bzgl. ihres Verkehrsangebots und im intermodalen Preiswettbewerb eine sehr vergleichbare Rolle.
- Die TraFöG entlastet die Güterschienenbahnen im Regelfall jährlich um 350 Mio. Euro. Je Unternehmen entspricht dies im Schnitt einer Entlastung von knapp 2 Mio. Euro pro Jahr, wobei (analog zur BesAR) diese sehr unmittelbar an die Fahrleistung gekoppelt ist und eine entsprechend große Spannweite zwischen den Unternehmen entsteht. In der Summe liegt die Entlastung unterhalb derer, die durch die BesAR in den einzelnen Jahren 2014-2021 gewährt wurde, die Größenordnung der Entlastung erlaubt aber durchaus gewisse Analogieschlüsse.
- Einschränkend ist festzuhalten, dass die TraFöG lediglich den SGV betrifft, während die EEG BesAR den gesamten Schienenverkehrsmarkt und somit auch den Personenverkehr adressieren. Dennoch sind Rückschlüsse für den SPV insbesondere bzgl. des strategischen Marktverhaltens möglich, wie Schienenbahnen eine monetäre Entlastung bei den variablen Kosten der Fahrleistung im intermodalen Wettbewerb grundsätzlich nutzen.

Die Ergebnisse dieser Analysen lassen sich demnach in gewissem Umfang auf die BesAR übertragen. Sie geben außerdem Aufschluss darüber, warum sich der angestrebte kausale Effekt (Kostenentlastung → gedämpfte Preisentwicklung → höhere Verkehrsleistung) in hoch aggregierten Zeitreihendaten nicht zeigt.

Zunächst konnte belegt werden, dass die Entlastung bei den variablen Kosten durch die Schienenbahnen in erster Linie für Preissignale genutzt wird. Es kann davon ausgegangen werden, dass die verringerten Kosten über die Preise für die angebotenen Verkehrsleistungen durch die Mehrheit der Unternehmen und in hohem Maße an die Endkunden weitergegeben werden. Insofern kann auch für die BesAR angenommen werden, dass diese den zuvor exemplarisch berechneten preissenkenden Effekt tatsächlich entfalten konnten. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang aber, dass nach den Ergebnissen der TraFöG-Evaluation die Preise in der Mehrheit der Fälle nicht pauschal gesenkt, sondern den Kunden über individuell ausgehandelte Rabatte gewährt werden. Dies

bedeutet zum einen, dass große Kunden stärker profitieren dürften als kleine, zum anderen muss davon ausgegangen werden, dass die Preissignale primär Bestandskunden des Schienenverkehrs gewährt werden und daher eher weniger der Akquise neuer Kunden dienen. Diese Befunde beziehen sich allerdings explizit auf den Güterverkehr und sind aufgrund der sehr unterschiedlichen Kundenstruktur nicht auf den Personenverkehr übertragbar. Hier dürften die Preissignale über die allgemein gültigen Tarife weitergegeben und somit allen Kunden gleichermaßen zugutegekommen sein.

Des Weiteren konnte belegt werden, dass die durch die Entlastungen angestoßenen Preiseffekte v. a. Bestandskunden begünstigen. Bei diesen kann dadurch verhindert werden, dass sie ihre Verkehrsleistungen mit anderen, ohne die Entlastungen mutmaßlich preisgünstigeren Verkehrsträgern abwickeln. Insofern wird nur eingeschränkt Verkehrsleistung von anderen Verkehrsträgern auf die Schiene gezogen, es kann aber verhindert werden, dass die Schiene durch Verluste bei Bestandskunden schwächer wächst als die anderen Verkehrsträger und somit Marktanteile verliert.

Für eine exakte Bezifferung der Effekte der BesAR müsste eine vergleichbare empirische Grundlage geschaffen werden. Da diese nicht vorliegt, kann lediglich eine sehr grobe Abschätzung des Effekts mittels Analogieschlüssen und sehr pauschaler Annahmen vorgenommen werden. Wird davon ausgegangen, dass die BesAR vergleichbare Verhaltensmuster bei den Geförderten induziert, so ist zu berücksichtigen, dass die Entlastungswirkung der BesAR je Unternehmen im Schnitt doppelt so hoch ist wie die der TraFöG. Insofern könnte rechnerisch hergeleitet werden, dass ohne die BesAR die Schienenverkehrsleistung im Güterverkehr um bis zu 16 % niedriger gelegen hätte. Eine ähnliche Schätzung für den Personenverkehr ist ohne zusätzliche Empirie nicht leistbar, da dieser bzgl. der Preisbildung, der Nachfragestrukturen und der Preiselastizitäten einige substantielle Unterschiede zum Güterverkehr aufweist. Gleichwohl zeigen die bei der TraFöG nachgewiesenen Mechanismen grundsätzlich, dass auch die BesAR Preiseffekte auslösen dürfte, die sich letztlich in einer erhöhten (bzw. erhaltenen) Schienenverkehrsleistung niederschlagen. Dies gilt grundsätzlich sowohl für den Güter- als auch den Personenverkehr.

Für die TraFöG konnte im Rahmen der Evaluation mittels Modellrechnungen ermittelt werden, dass der Modal Split-Anteil der Schiene ohne dieses Förderinstrument etwa 1,5 Prozentpunkte niedriger gelegen hätte. Angesichts des doppelten Volumens der BesAR könnte ihr Effekt somit bei etwa 3 Prozentpunkten liegen, die im Güterverkehr erhalten werden konnten. Eine ähnliche Abschätzung ist für den Personenverkehr aus den oben genannten Gründen ohne empirische Daten nicht verlässlich zu leisten, es ist aber von einer grundsätzlich ähnlichen Wirklogik auszugehen wie im Güterverkehr.

Abgesehen von diesem grundsätzlich nachweisbaren Beitrag zu den Förderzielen konnte die Evaluation der TraFöG aber auch die qualitativen Aspekte des intermodalen Wettbewerbs näher beleuchten, die auch für die BesAR Gültigkeit haben. Es konnte nachgewiesen werden, dass eine Entlastung bei den variablen Kosten zwar kurzfristig die Marktposition der Schiene stärkt, durch die starke Weitergabe an die Kunden wird aber kaum eine strukturelle und damit längerfristige Ertüchtigung der Schiene durch Investitionen angestoßen. Somit beschränken sich die Effekte primär auf die Konservierung von bestehender Verkehrsleistung, für eine aktive Verlagerung zu Gunsten der Schiene bleibt deren Marktposition zu schwach. In diesem Zusammenhang gab bei der Evaluation der TraFöG nur eine Minderheit der befragten Unternehmen an, dass sie durch die Förderung in eine

bessere Konkurrenzfähigkeit zum Straßenverkehr versetzt wurden. Dies wurde insbesondere dadurch begründet, dass die Entlastungen bei den variablen Kosten lediglich geeignet sind, um die Teuerungen im Schienenverkehr zu begrenzen. Bestehende weitere finanzielle wie strukturelle (z. B. begrenzt verfügbare Infrastruktur) Nachteile der Schiene bleiben vorhanden und verhindern einen erfolgreicheren Wettbewerb mit anderen Verkehrsträgern. Diese Rahmenbedingungen sind nicht nur für den Güter-, sondern auch für den Personenverkehr gültig und können durch ein monetäres Förderinstrument allein kaum aufgelöst werden.

Die Ähnlichkeit von TraFöG und BesAR ermöglicht es auch, strukturelle Defizite der Förderinstrumente näher in den Blick zu nehmen. So gewähren beide Instrumente den Schienenbahnen monetäre Begünstigungen unabhängig von ihrem genauen Betätigungsfeld. Die BesAR gilt für SPFV, SPNV und GV gleichermaßen und unterscheidet in der Höhe auch nicht nach der Art der Güter, die im GV transportiert werden. Dies widerspricht ein Stück weit dem Ansinnen, besonders jene Segmente des Schienenverkehrs zu stärken, die in einem besonders starken intermodalen Wettbewerb stehen. Im Personenverkehr konkurriert die Schiene hauptsächlich mit dem privaten Pkw, im Fernverkehr ist neben dem Straßenverkehr (Pkw und Fernbus) auch der Luftverkehr als Alternative anzusehen. Insofern liegt im Personenverkehr fraglos ein intermodaler Wettbewerb vor, der eine Integration in die BesAR rechtfertigt. Dieser ist aber je nach betrachtetem Segment unterschiedlich stark. Das Trassenpreissystem der DB Netz berücksichtigt den intermodalen Wettbewerb der einzelnen Segmente durch die Erhebung von Vollkostenaufschlägen.⁵⁷ Dabei hat der SPNV die höchsten Aufschläge zu zahlen, weil hier von einem moderaten intermodalen Wettbewerb und daher geringen Preiselastizitäten ausgegangen wird. Im SPFV wird gerade durch die Konkurrenz zum Luftverkehr mit höheren Preiselastizitäten gerechnet, was in niedrigeren zu zahlenden Trassenpreisen resultiert.

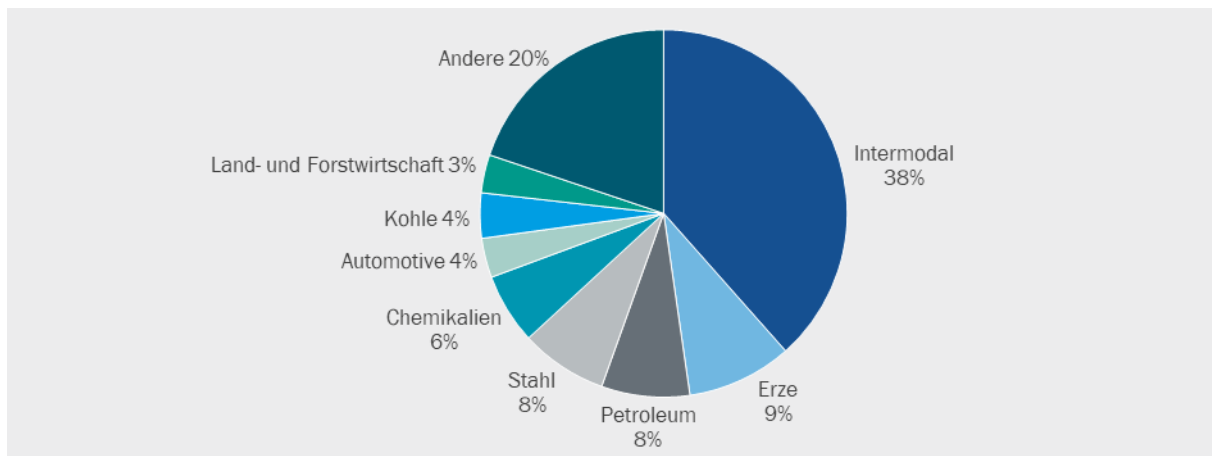
Die niedrigsten Trassenpreise zahlt der Güterverkehr, da hier von besonders starken Elastizitäten durch einen sehr intensiven intermodalen Wettbewerb (in der Regel mit dem Straßenverkehr) ausgegangen wird. Auch wenn dieser Befund insgesamt als unstrittig angesehen wird, so ist dennoch zu konstatieren, dass ein intensiver intermodaler Wettbewerb nicht pauschal für den gesamten Güterverkehr angenommen werden kann. Die auf der Schiene transportierten Güter stellen sich sehr heterogen dar und reichen von klassisch bahnaffinen Massengütern wie Kohle, Mineralölprodukten, Chemikalien, Erzen und Schrott bis hin zu Containern im intermodalen Verkehr. Ähnlich heterogen wie die Beschaffenheit der Güter ist auch ihre Möglichkeit zur Verlagerung auf andere Verkehrsträger: Während Massengüter realistischerweise allenfalls auf den Schiffsverkehr (oder bei flüssigen/gasförmigen Gütern theoretisch auch auf Pipelines) verlagert werden können, können insbesondere Container, aber auch Chemikalien, Stahlprodukte oder Automobile mit überschaubarem Mehraufwand auch mit Lkw transportiert werden. Hier liegt also ein sehr intensiver und preissensitiver Wettbewerb vor. Im Massengutbereich ist hingegen deutlich weniger damit zu rechnen, dass Preisnachteile allein entscheidend dafür sind, dass diese von der Schiene abwandern (sofern dies überhaupt logistisch möglich ist).

Abbildung 3-7 zeigt auf, dass der besonders preissensitive intermodale Verkehr mittlerweile mehr als ein Drittel der Verkehrsleistung der Schiene auf sich vereint und damit die wichtigste Gutart bildet. Diese Gutart ist auch deshalb von besonderer Bedeutung, weil hier konstant hohe Wachstumsraten

⁵⁷ vgl. dazu DB Netz AG (2021): Das Trassenpreissystem 2022.

(v.a. durch den stetig zunehmenden Hafenhinterlandverkehr) vorliegen. Damit ist der intermodale Verkehr entscheidend dafür, wie sich der Modal Split-Anteil der Schiene in den nächsten Jahren entwickeln wird, zumal klassische Bahngüter wie etwa fossile Brennstoffe rückläufige Segmente sind und dies aufgrund der Energiewende auch bleiben werden. Eine Begünstigung der Schienenbahnen, die im intermodalen Verkehr aktiv sind, entspricht daher in sehr hohem Maße dem Förderziel der BesAR, weil sie einen Beitrag zum politischen Ziel leisten, möglichst große Mengen dieser Güter auf die Schiene zu bringen bzw. sie dort zu halten.⁵⁸ Die Abbildung weist aber auch nach, dass klassische Bahngüter wie Rohstoffe aktuell immer noch von hoher Bedeutung sind. Diese Produkte sind auch bei steigenden Preisen aufgrund ihrer Volumina und ihrer Beschaffenheit nur eingeschränkt auf andere Verkehrsträger zu verlagern. Demnach kann eine Kostenentlastung hier auch nicht als entscheidender Faktor dabei angesehen werden, diese Güter auf der Schiene zu halten.

Abbildung 3-7: Güterstruktur 2020 im deutschen SGV auf Basis der Verkehrsleistung



Quelle: SCI Verkehr auf Basis von Eurostat⁵⁹

Auch wenn hier ein grundsätzlicher Kritikpunkt an der Begünstigungsstruktur vorliegt, so muss auch konstatiert werden, dass dieser in der Praxis kaum auszuräumen sein wird, solange sich die BesAR auf komplette Unternehmen beziehen. Es ist gleichzeitig aber auch festzustellen, dass die meisten Bahnunternehmen eine große Spannweite unterschiedlicher Güter transportieren und demnach zu Recht grundsätzlich in den Genuss der BesAR kommen. Nur wenige Unternehmen sind so stark auf reine Massengüter spezialisiert (z. B. reine Werksbahnen von Bergwerken oder Schwerindustrien), dass ihnen ein unzureichender intermodaler Wettbewerb und damit ein fehlender Zielbeitrag der BesAR bescheinigt werden könnte. Als besonders zielgerichtet könnte eine Entlastung wirken, wenn sie sich auf einzelne Transportvorgänge (gefahrte Trassen) bezieht und dabei zusätzlich nach Gutarten unterscheidet. Aus den Diskussionen zum Trassenpreissystem und der TraFöG ist aber bekannt, dass sich dieser Ansatz praktisch nicht umsetzen lässt: Zum einen werden Züge oftmals aus Waggons mit sehr unterschiedlichen Gütern zusammengesetzt, zum anderen liegen die Informationen zu den auf den Trassen gefahrenen Gütern nur bruchstückhaft vor und würden einen unangemessenen Kontroll- und Abrechnungsaufwand bei den Förderinstrumenten verursachen.

⁵⁸ vgl. dazu auch die Aussagen in BMDV (2021): Masterplan Schienengüterverkehr.

⁵⁹ Altenburg, S. et al. (2021): Evaluierung der Förderrichtlinie über eine anteilige Finanzierung der genehmigten Trassenentgelte.

Der Vollständigkeit halber soll auch noch erwähnt werden, dass die Diskussion des intermodalen Wettbewerbs grundsätzlich auch im Personenverkehr differenziert zu führen wäre. Die Intensität des intermodalen Wettbewerbs im Personenverkehr ist eng mit der spezifischen Qualität der Schienenverbindung und der Verfügbarkeit von Alternativen verknüpft. Zwar konkurriert die Schiene auf allen Relationen mit dem Pkw, gerade der sehr intensive Wettbewerb mit dem Luftverkehr auf Fernrelationen hängt aber stark von der Strecke ab: Während beispielsweise Bahnverbindungen zwischen Berlin und München aufgrund guter Flugverbindungen sehr preissensitiv sein dürften, konkurriert die Verbindung Hamburg-Berlin mangels Flugangeboten nur mit dem Straßenverkehr. Auch im Personenverkehr kann aber eine unternehmensspezifische Entlastung für die BesAR weiterhin als gerechtfertigt angesehen werden, da die Unternehmen im Regelfall sehr unterschiedliche Relationen bedienen und eine stärker (streckenspezifisch) differenzierte Begünstigung einen enormen administrativen Aufwand generieren würde.

3.4.4.3. Mehrbelastung Letztverbraucher

Durch die Begünstigung steigt der Beitrag der nicht-privilegierten Letztverbraucher. Eine Abschätzung der finanziellen Mehrbelastung ergibt sich wie folgt: zunächst wird eine fiktive Umlagehöhe bestimmt, indem angenommen wird, dass die wälzbaren Kosten von allen Letztverbrauchern in gleicher Höhe getragen werden. Die finanzielle Entlastung ergibt sich dann im zweiten Schritt als Differenz zwischen den fiktiven Umlagekosten und den tatsächlichen Umlagekosten der nicht-privilegierten Letztverbraucher.

Für die Begrenzungsjahre 2022 und 2023 liegen derzeit (Stand Mai 2023) teilweise keine Daten der Übertragungsnetzbetreiber vor. Es wurde ein Vorgehen analog zum Abschnitt 3.4.3.1 gewählt, d. h. es wurden Prognosedaten der Übertragungsnetzbetreiber für die Offshore-Netzumlage herangezogen.

Insgesamt machte die BesAR in den Jahren 2019 bis 2022 einen Anteil von 18 % bis 22 % an den Strompreiskomponenten aus. Dabei war der Anteil etwa gleichbleibend. Auch für das Begrenzungsjahr 2023 ist ein gleichbleibender prozentualer Anteil der BesAR-Kosten an der Umlagehöhe zu erwarten.

Die tatsächliche Mehrbelastung könnte jedoch niedriger ausfallen. Ohne Privilegierung ist damit zu rechnen, dass stromkostenintensive Industrien aus Deutschland abwandern. Der damit verbundene Ausfall an begrenzten Umlagezahlungen müsste wiederum von den nicht-privilegierten Letztverbrauchern getragen werden.

Tabelle 3-31: Mehrbelastung der Letztverbraucher durch die Besondere Ausgleichsregelung im Produzierenden Gewerbe 2019 bis 2023

	2019	2020	2021	2022	2023
EEG-Umlage [ct/kWh]	6,405	6,756	6,5	3,723	
Anteil BesAR [ct/kWh]	1,373	1,410	1,399	0,780	
Anteil BesAR [%]	21%	21%	22%	21%	
KWKG-Umlage [ct/kWh]	0,280	0,226	0,254	0,378	0,357
Anteil BesAR [ct/kWh]	0,050	0,040	0,048	0,070	0,070
Anteil BesAR [%]	18%	18%	19%	18%	20%
Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	0,416	0,416	0,395	0,419	0,419
Anteil BesAR [ct/kWh]	0,077	0,077	0,076	0,079	0,117
Anteil BesAR [%]	18%	18%	19%	19%	20%
(Summe) [ct/kWh]	7,101	7,398	7,149	4,520	0,948
Anteil BesAR [ct/kWh]	1,500	1,526	1,523	0,928	0,187
Anteil BesAR [%]	21%	21%	21%	21%	20%

Quelle: BAFA, netztransparenz.de, eigene Berechnungen

3.5. EEG 2023 und EnFG

Am 28.04.2022 hat der Bundestag mit dem Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher eine Änderung des EEG beschlossen (BT-Drs. 20/1025, BT-Drs. 20/1544). Dieses Gesetz passierte am 20.05.2022 den Bundesrat. Eine zentrale Änderung des EEG 2021 trat somit bereits vor den durch das sog. „Osterpaket“ veranlassten weitreichenden Änderungen zum 01.07.2022 in Kraft: die Senkung der EEG-Umlage auf null Eurocent. Durch § 60 Abs. 1a EEG 2021 wurde die EEG-Umlage für den Zeitraum vom 01.07. bis 31.12.2022 auf null reduziert, bevor die EEG-Umlage infolge der Änderungen des EEG durch das Osterpaket zum 01.01.2023 komplett entfiel.

Die wesentlichen Änderungen bezüglich des EEG 2021 waren in Artikel 1 und Artikel 2 des Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20.07.2022 enthalten. Artikel 3 dieses Gesetzes enthielt das EnFG⁶⁰. Der Bundestag beschloss in der Sitzung am 07.07.2022 die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Am 08.07.2022 nahm auch der Bundesrat den Entwurf zum EEG 2023 an. Das EEG 2023 war damit beschlossen.

3.5.1. Wesentliche Inhalte von EEG 2023 und EnFG

Die Änderungen im Hinblick auf das EEG betrafen unter anderem die Regelungen zur Besonderen Ausgleichsregelung. §§ 63 ff. EEG 2021 sahen die Besondere Ausgleichsregelung vor, um die EEG-Umlage für stromintensive Letztverbraucher zu verringern. Diese Regelungen wurden durch die Novelle des EEG 2023 in die §§ 28 ff. i. V. m. §§ 30ff. EnFG überführt.

Zum 01.01.2023 trat das EnFG als neues Gesetz in Kraft. In diesem sind nun einheitlich alle Regelungen zur Begrenzung der KWKG-Umlage sowie der Offshore-Netzumlage für begünstigte Stromverbraucher zusammengeführt (§ 1 Absatz 1 Nummer 4 EnFG). Das EnFG dient somit als

⁶⁰ BGBl. I S. 1237.

Instrument die Entlastungsmechanismen hinsichtlich des EEG, KWKG und im Zusammenhang mit der Offshore-Netzanbindung zu bündeln. Die EEG-Finanzierungskosten werden seit 01.01.2023 nicht mehr über eine Umlage auf den Stromletzverbrauch gedeckt, sondern direkt aus dem Bundeshaushalt finanziert (§§ 6, 9 EnFG). Das EnFG gilt nur für Stromentnahmen aus dem Netz, also für Strom, der über das Netz der allgemeinen Versorgung zum Stromverbraucher gelangt.

Stromlieferungen oder Eigenversorgung, die ohne Nutzung des öffentlichen Netzes erfolgt, konnte vor Inkrafttreten des EnFG frei von Belastungen durch Netzentgelte und netzbezogene Umlagen erfolgen. Dies hat sich durch das EnFG nicht geändert. Aber durch den Entfall der auf den Stromletzverbrauch anfallenden EEG-Umlage wurden dezentrale Lieferkonzepte (on-site-PPA oder Contracting-Modelle) gegenüber Eigenversorgungsmodellen mit Netzbezug (z. B. Anlagenpacht) attraktiver. Der Gesetzgeber wollte unter anderem Mieterstrom- und Speicherprojekte attraktiver machen und die dezentrale Energieversorgung fördern.⁶¹ Auch die messtechnische oder schätzweise Abgrenzung von Stromletzverbräuchen in dezentralen Versorgungskonzepten, z. B. in Kundenanlagen, erfuhr durch die entfallende EEG-Umlage deutliche Erleichterungen.

Zudem wurden alle Regelungen zum bundesweiten Ausgleichsmechanismus (vgl. §§ 56 ff. EEG 2021), zu Stromspeichern (§ 61 EEG 2021) und Wasserstoff (§§ 64a, 69b EEG 2021), die Regelungen zum Messen und Schätzen der Stromverbrauchsmengen (§§ 62a, 62b EEG 2021) sowie die Meldepflichten (§§ 74 ff. EEG 2021) nebst diesbezüglichen Sanktionen (§ 61i EEG 2021) in das EnFG überführt. Die Definition der Eigenversorgung (vgl. z. B. § 3 Nr. 19 EEG 2021) oder zum Elektrizitätsversorgungsunternehmen (vgl. z. B. § 3 Nr. 20 EEG 2021) und die Regelungen zur Eigenversorgung (§§ 61 ff. EEG 2021) entfielen im EEG 2023, weil diese in Gegenüberstellung zu einer Stromlieferung oder Bezug von Strom in sonstiger Weise zu verstehen waren, um festzustellen, ob und inwieweit EEG-Umlage auf einen Stromverbrauch anfiel. Da es seit dem 01.01.2023 keine EEG-Umlage mehr gibt, entfiel der Bedarf für diese Regelungen. Auch die Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen, Schienenbahnen und elektrisch betriebene Busse sowie Landstromanlagen wurde in das EnFG überführt (§§ 28 ff. EnFG), ebenso wie die Umlageprivilegierungen für Wasserstoffprojekte (§§ 25 ff., 36 EnFG), Wärmepumpen (§ 22 EnFG), Kuppelgasanlagen (§ 23 EnFG) sowie zu den diesbezüglichen Meldepflichten (§§ 49 ff. EnFG).

Begünstigte Unternehmen müssen weiterhin einen Anteil an den hoheitlichen Abgaben von mindestens 15 % bei den Liste-1-Branchen und in der Regel mindestens 25 % bei den Liste-2-Branchen tragen. Alternativ kann eine Belastungsobergrenze (sog. erweitertes Verfahren mit Supercap-Begrenzung) von 0,5 % der Bruttowertschöpfung bei Liste-1-Branchen und von 1 % der Bruttowertschöpfung bei Liste-2-Branchen greifen. Für Liste-2-Branchen kann eine Begrenzung ebenfalls auf 0,5 % erfolgen, wenn das Unternehmen seinen Stromverbrauch im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr in besonderer Weise durch Erneuerbare Energien gedeckt hat. Überdies gilt eine Untergrenze, wonach Entlastungen bei Stromabgaben nicht dazu führen dürfen, dass die Abgaben 0,5 Euro/MWh unterschreiten.

Unternehmen der Liste-2-Branchen können nach den neuen KUEBLL unter bestimmten Voraussetzungen ausnahmsweise von den vorteilhafteren Entlastungsmöglichkeiten der Liste-1-Branchen profitieren. Voraussetzung ist, dass sie ihren Stromverbrauch aus CO₂-freien Energie-

⁶¹ Vorblatt zum Gesetzentwurf der Bundesregierung, BT-Drs. 162/22, 1, 4.

quellen beziehen oder erzeugen, wobei weitere Anforderungen an die CO₂-freie Beschaffung oder Erzeugung bestehen.

Die Regelungen zur Besonderen Ausgleichsregelung im EnFG setzen zahlreiche Maßgaben der KUEBLL um. Die Listen der beihilfeberechtigten Unternehmen wurden auch an die KUEBLL-Listen angepasst.

Für die Unternehmen der nicht mehr in den KUEBLL-Listen aufgeführten Branchen besteht eine Härtefallregelung. Danach werden die Umlagen zunächst auf 35 % der regulären Umlage begrenzt. Dieser Prozentsatz erhöht sich bis 2028 stufenweise auf 80 %. Decken die Unternehmen ihren Stromverbrauch in besonderer Weise aus Erneuerbaren Energien (§ 2 Nr. 1 EnFG), bleibt es bis 2028 bei der Umlagebegrenzung von 35 %. Voraussetzung ist, dass die Unternehmen mindestens 50 % ihres Stromverbrauchs aus ungefördernten erneuerbaren Energien decken, wobei 5 % dieses Stromanteils über einen Bezug (PPA) von Anlagenbetreibern oder (alternativ) 2,5 % im Umkreis von höchstens 10 km um die Abnahmestelle selbst erzeugt werden müssen (§ 2 Nr. 1 EnFG).

Die Eingangsvoraussetzung für eine Begrenzung der zu zahlenden Umlagen, der zufolge ein zu begünstigendes Unternehmen im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr mindestens 1 GWh Strom an der zu begrenzenden Abnahmestelle verbraucht haben muss, blieb unverändert. Das EnFG hat im Grundsatz auch die Anforderung „Betrieb eines Umwelt- oder Energiemanagementsystems“ (bzw. eines „alternativen Systems zur Verbesserung der Energieeffizienz“) aus dem EEG 2021 übernommen, indem es mit § 30 Nr. 2 EnFG das Betreiben eines Energiemanagementsystems fordert.

Der Begriff des EMS wird jedoch für die Unternehmen, deren Stromverbrauch im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr 5 GWh unterschritten hat, abweichend geregelt. Maßgeblich ist insoweit nicht länger ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz nach § 3 SpaEfV²⁴, sondern entweder ein nicht zertifiziertes Energiemanagementsystem auf Basis der DIN EN ISO 50005:2021, das mindestens dessen Umsetzungsstufe 3 entspricht, oder die Mitgliedschaft in einem Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerk, das bei der Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke angemeldet ist (§ 2 Nr. 3 lit c EnFG).⁶² Für die Unternehmen mit einem höheren Stromverbrauch bleibt es bei dem Betrieb eines EnMS nach DIN EN ISO 50001 bzw. eines Umweltmanagementsystems nach EMAS (vgl. § 2 Nr. 3 lit. a und b EnFG). Ein Unternehmen ist energieeffizient nach § 30 Nr. 3 lit. a EnFG, wenn es (aa) alle wirtschaftlichen Maßnahmen umgesetzt hat, die in einem EMS identifiziert wurden, (bb) im EMS keine wirtschaftlich umsetzbaren Maßnahmen identifiziert wurden, (cc) es in einem dem Antragsjahr vorausgegangenen Kalenderjahr j-1 mindestens 50 % des Umlagebegrenzungsbetrages, der in dem Jahr j-2 dem Unternehmen gewährt wurde, für EMS-Maßnahmen aufgewendet hat. Diese Anforderung geht über die Anforderung, die bisher im EEG 2017 und im EEG 2021 für die Umlagebegrenzung hinsichtlich der Etablierung und Führung eines EMS geregelt war, hinaus.

In diesem Kontext sei erwähnt, dass das Energieeffizienz-Gesetz (EnEfG), das vom Bundestag am 21.09.2023 beschlossen wurde. In dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung war vorgesehen, dass Unternehmen mit mehr als 15 GWh/Jahr Energieverbrauch (elektrische Energie und Brennstoffe) zur Einführung eines Energie- und Umweltmanagement-Systems verpflichtet werden. Dieser Schwellenwert wurde durch die Beschlussfassung des Bundestags auf 7,5 GWh/Jahr gesenkt und in

⁶² Große: Die neue Besondere Ausgleichsregelung, EnWZ 2022, 390.

§ 8 Abs. 1 EnEFG festgeschrieben. Durch die Absenkung des Schwellenwertes werden wesentlich mehr Unternehmen mit der Einführung eines Energie- und Umweltmanagementsystems verpflichtet und das Ziel verfolgt, erhebliche Energie- und folglich auch Energiekosteneinsparpotenziale zu adressieren. Denn durch die größere Zahl von Unternehmen, die Energie- und Umweltsysteme betreiben, sollen mehr Endenergieeinsparungen als vorher erreicht und entsprechend die Energiekosten für die Unternehmen gesenkt werden.⁶³

Wie vorangehend erwähnt, sieht auch das EnEFG als eine der Zugangsvoraussetzungen für die Begrenzung der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage für stromkostenintensive Unternehmen ein etabliertes Energiemanagement-System vor (siehe § 30 Nr. 2 EnEFG). Da das EnEFG für Begrenzungsanträge gemäß § 30 EnEFG keine Mindest-SKI vorsieht, kann es, soweit das EnEFG in der geplanten Fassung verabschiedet wird, womöglich in Zukunft Antragsteller geben, die vom geplanten EnEFG nicht betroffen sind, durch § 30 EnEFG aber womöglich angeregt werden, ein Energie- und Umweltmanagement-System einzuführen. Insgesamt waren die durch das Osterpaket umgesetzten Änderungen des EEG so umfassend und weitgehend, dass sich dadurch die bisherige Systematik und bisherige Einordnung der Tatbestände der Besonderen Ausgleichsregelung und der künftig nicht mehr relevanten Eigenversorgung massiv verändert hat. Zu nennen sind hier wesentlich die nicht mehr erforderliche Mindest-SKI, also das entfallene Erfordernis einer bestimmten Stromkostenintensität, (= Verhältnis von Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens (vgl. § 64 Abs. 6 Nr. 3 EEG 2021), das zugunsten der Vereinfachung des Antragsverfahrens entfiel.

Begrenzt werden nur noch die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage, denn die EEG-Umlage auf Stromverbrauch gibt es nicht mehr.

Neu geregelt hat der Gesetzgeber einige Vorgaben zur gesteigerten Energieeffizienz bzw. zu einem anteiligen Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien, die unter dem Begriff der „Green Conditionality“ zusammengefasst werden. Diese neuen Vorgaben beruhen auf Anforderungen, die die EU-Kommission in den KUEBLL für die Stromkostenentlastung energieintensiver Industrien aufgestellt hat. Konkret sind es drei Vorgaben, die alternativ, nicht kumulativ (vgl. „oder“ in § 30 Nr. 3 lit. b EnEFG), erfüllt werden müssen. Die Unternehmen müssen erstens entweder energieeffizient sein (vgl. § 30 Nr. 3 lit. a EnEFG) oder zweitens mindestens 30 % des Strombedarfs über ungeförderten Strom aus erneuerbaren Energien decken oder drittens Maßnahmen zur Verringerung von CO₂-Emissionen mittels Dekarbonisierung des Produktionsprozesses getroffen haben (vgl. § 30 Nr. 3 lit. c EnEFG).

Auch im Antragsverfahren gab es Änderungen. Da die Voraussetzung einer bestimmten Stromkostenintensität nicht mehr gilt, muss eine Wirtschaftsprüferbescheinigung nur noch eingereicht werden, wenn die Begrenzung der Umlage im erweiterten Verfahren mit Supercap-Begrenzung begehrt wird (vgl. § 32 Nr. 1 lit. c EnEFG). Eine Änderung im Antragsverfahren wird in der Gesetzesbegründung damit umschrieben, dass die „materielle Antragsfrist redaktionell neu“ gefasst werde.⁶⁴ Konkret bedeutet diese Neufassung aber die Abschaffung der materiellen Ausschlussfrist für die Antragsverfahren, in denen keine Umlagebegrenzung über das erweiterte Verfahren mit Supercap-Begrenzung begehrt wird. Die Antragsfrist selbst ist nunmehr (allein) eine formelle Frist, bei deren Versäumnis eine Wiedereinsetzung in den vorigen Stand beantragt werden kann. Lediglich

⁶³ BT-Drs. 20/7632 vom 05.07.2023, S. 4, 55.

⁶⁴ Gesetzesbegründung zu § 40 Abs. 1 EnUG, BT-Drs. 20/1630, 227.

die Wirtschaftsprüferbescheinigung bleibt eine Unterlage, die als solche unter die materielle Ausschlussfrist fällt; praktisch wirkt sich dies jedoch nur bei der erwähnten „Deckelung“ der Umlage über das erweiterte Verfahren mit Supercap-Begrenzung aus.

3.5.2. Auswirkungen der KUEBLL

Die Vorschriften für die Besondere Ausgleichsregelung wurden nicht nur neu im EnFG verortet, sondern änderten sich auch inhaltlich. Ein wesentlicher Grund dafür war die Anpassung an die neuen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen, die am 21.12.2021 von der EU-Kommission gebilligt wurden. Sie galten ab dem 01.01.2022, ihre Umsetzung in nationales Recht muss bis zum 31.12.2023 erfolgen.

In den bisherigen UEBLL wurden Wirtschaftszweige, die nach Ansicht der EU-Kommission dem Risiko einer Verschlechterung der Wettbewerbsstellung ausgesetzt sind, explizit im Anhang 3 aufgeführt. Bei der Auswahl wurden nach Angaben der EU-Kommission Mindestschwellen bezüglich der Handels- und Stromkostenintensität herangezogen und einige Wirtschaftszweige aufgrund qualitativer Kriterien eingeschlossen. Darüber hinaus hat die EU-Kommission es den Mitgliedstaaten freigestellt, weiteren Sektoren eine Stromabgabenermäßigung zu ermöglichen. Voraussetzung ist die Erfüllung einer Mindestschwelle bezüglich der Handelsintensität auf Wirtschaftszweig-Ebene und die Erfüllung einer Mindestschwelle bezüglich der Stromkostenintensität auf Unternehmensebene.

In der neuen Regelung (KUEBLL) sind hingegen zwei Gruppen im Anhang 1 festgelegt, solche, die ein Risiko der Standortverlagerung aufweisen, und solche, die ein erhebliches Risiko der Standortverlagerung aufweisen.

Beide Gruppen unterscheiden sich anhand der Kriterien Handelsintensität und Stromintensität. Für die Annahme eines erheblichen Risikos von Standortverlagerungen müssen die Handelsintensität und die Stromintensität auf Unionsebene jeweils für sich betrachtet mindestens 5 % erreichen und als Kombination multipliziert mindestens 2 % (sog. Liste-1-Branchen). Die hierunter fallenden 91 Wirtschaftszweige sind in der ersten Liste des Anhangs 1 der KUEBLL aufgeführt. Für die Annahme eines Wirtschaftszweigs mit dem Risiko einer Standortverlagerung ist eine Handelsintensität von mindestens 4 % und eine Stromkostenintensität von mindestens 5 % auf Unionsebene und als Kombination multipliziert mindestens 0,6 % erforderlich (sog. Liste-2-Branchen). Die dazu gehörenden 25 Wirtschaftszweige sind in einer zweiten Liste des Anhangs der KUEBLL benannt. Insgesamt werden in den KUEBLL 116 Branchen aufgeführt.

Den Mitgliedstaaten ist freigestellt nachzuweisen, dass weitere Wirtschaftszweige einem erhöhten Wettbewerbsrisiko ausgesetzt sind. Der Nachweis hat auf Unionsebene bzw. repräsentativ für die Unionsebene zu erfolgen. Entgegen der Vorgängerregelung ist jedoch der Nachweis des Überschreitens der Mindestschwellen hinsichtlich der Handels- und Stromkostenintensität nunmehr auf Wirtschaftszweig-Ebene, nicht auf Unternehmensebene erforderlich.

Diese Neuregelung hat für sich genommen bereits deutliche Auswirkungen. Eine bestimmte SKI-Anforderung auf Unternehmensebene ist nicht mehr erforderlich. Unternehmen, die bisher das erforderliche Verhältnis der maßgeblichen Stromkosten zum arithmetischen Mittel ihrer Bruttowertschöpfung (= Stromkostenintensität) nicht erreichten, können nunmehr auch von der Umlagebegrenzung profitieren. Außerdem wird es dadurch möglich, bei der nationalen Umsetzung das Antragsverfahren zu erleichtern und i. A. auf eine Wirtschaftsprüferbescheinigung zu verzichten. Eine

Wirtschaftsprüferbescheinigung ist künftig nur noch erforderlich, wenn Unternehmen von der Deckelung der Umlagebelastung über die Regelung zum erweiterten Verfahren mit Supercap-Begrenzung Gebrauch machen wollen.

Andererseits sind viele Wirtschaftszweige, die Deutschland in Umsetzung der UEBLL im EEG 2021 Anhang 4 aufgeführt hatte, im Anhang 1 der KUEBLL nicht mehr enthalten. Die folgende Tabelle gibt einen numerischen Überblick über die Änderungen. In den KUEBLL wurde gegenüber den Branchen des im EEG 2021 Anhang 4 zwar der Wirtschaftszweig *13.30 Veredlung von Textilien und Bekleidung* zusätzlich aufgenommen, gleichzeitig wurden 106 Wirtschaftszweige von den Listen 1 und 2 sowie vier weitere Branchen, die 2021 in Deutschland ohne Zugehörigkeit zu einer Liste durch die BesAR begrenzt wurden (*10.52 Herstellung von Speiseeis, 18.12 Drucken a. n. g., 23.61 Herstellung von Erzeugnissen aus Beton, Zement und Kalksandstein für den Bau und 25.62 Mechanik a. n. g.*), in den KUEBLL nicht mehr aufgeführt. Der Umfang der Branchenliste hat sich demnach in etwa halbiert.

Von den 1.990 begünstigten Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Begrenzungsjahr 2022 sind 1.785 Unternehmen (knapp 90 %) einer in den KUEBLL gelisteten Branche zugeordnet. Der Großteil der bislang begünstigten Unternehmen ist somit weiterhin antragsberechtigt.

Tabelle 3-32: Vergleich zwischen Anhang 4 EEG 2021 und KUEBLL Annex 1

Branchen EEG Anhang 4	Branchen KUEBLL Annex 1			
	gesamt	sign. risk	risk	(nicht aufgeführt)
Liste 1	68	59	4	5
Liste 2	153	31	21	101
zus. nicht Liste 1/ Liste 2, aber 2021 begrenzt	4	0	0	4
(nicht aufgeführt)		1		
Summe Branchen	221 (+4)	91	25	

Quelle: EEG 2021, KUEBLL

3.5.3. Ex-ante-Abschätzung der Kosten der Neuregelungen

Im Rahmen des Projektes wurde die Neuregelung der BesAR quantitativ untersucht. Dabei wurden Annahmen getroffen zu

- der Zahl der Antragsteller und Strommenge,
- den künftigen wälzbaren Kosten aus KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage und
- dem Letztabsatz insgesamt und dem Anteil von umlagebefreitem Stromverbrauch.

Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Untersuchung dargestellt.

3.5.3.1. Zahl der Antragstellenden und privilegierte Strommenge

Wie im vorigen Abschnitt in Tabelle 3-32 dargestellt, hat sich die Zahl der Wirtschaftszweige, die antragsberechtigt für die BesAR sind, von über 221 auf 116 reduziert. Die folgende Tabelle fasst eine Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes zusammen und untersucht dabei die Listen aus dem Anhang 1 EnFG. Sie korrespondiert somit zur Tabelle 3-4, welche die Listen aus Anhang 4 EEG 2021 untersucht. Demnach sind etwa 7.800 Betriebe (entspricht etwa Abnahmestellen) mit zusammen knapp 170 GWh Stromverbrauch grundsätzlich antragsberechtigt. Im Gegensatz zum EEG 2021 müssten diese Betriebe keinen Nachweis der Stromkostenintensität führen.

Tabelle 3-33: Charakterisierung der nach Anlage 2 EnFG antragsberechtigten Branchen

Wirtschaftszweig (WZ2008)	Insgesamt				Mit mehr als 1 GWh			
	Anzahl Betriebe		Stromverbrauch in GWh		Anzahl Betriebe		Stromverbrauch in GWh	
	Liste 1	Liste 2	Liste 1	Liste 2	Liste 1	Liste 2	Liste 1	Liste 2
0800 – Gew. von Steinen und Erden		448		1.120		208		1.042
1000 - Nahrungs- und Futtermittel	1.416	405	8.012	3.732	815	232	7.808	3.666
1100 – Getränke	167	37	832	172	123	31	811	168
1300 – Textilien		390		1.312		180		1.239
1600 - Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)		419		1.832		164		1.734
1700 - Papier, Pappe	206	238	308	16.906	85	197	263	16.889
1800 – Druckerzeugnisse		64		5.808		39		5.798
2000 - Chemische Erzeugnisse	67	1.052	127	48.809	27	701	111	48.694
2200 - Gummi- und Kunststoffwaren		2.480		11.791		1541		11.397
2300 - Glas / Keramik	157	1.009	1.249	10.222	128	478	1.241	9.990
2400 - Metallerzeugung	211	677	1.897	36.093	155	502	1.868	36.022
2500 - Herstellung von Metallerzeugnissen	93	2.414	492	6.228	58	1102	480	5.651
2600 - Datenverarbeitungsgeräten, elektronische und optische Erzeugnisse		283		2.596		127		2.557
2700 - Elektrische Ausrüstungen		688		1.533		179		1.416
2800 - Maschinenbau		378		1.981		193		1.908
2900 - Kraftwagen und Kraftwagenteilen	770		5.928		491		5.835	
Sonstige (bei weniger als 5 Unternehmen in einer WZ)		127		659		58		639
Summe	3.087	11.109	18.846	150.794	1882	5932	18.416	148.810

Quelle: Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes (Destatis D, 2023)
Berichtsstand der Daten: 2021

Die Höhe der Förderung ist aufgrund des Wegfalls der EEG-Umlage deutlich geringer, so dass für manche Antragstellende der administrative Aufwand höher als die Förderung sein würde. Zusammen mit dem kleineren Kreis der antragsberechtigten Wirtschaftszweige sind das Faktoren, die für einen Rückgang der Antragstellenden und der privilegierten Strommenge sprechen.

Andererseits ist durch das Wegfallen der Anforderung an die Stromkostenintensität zu erwarten, dass der administrative Aufwand in Relation zur Vorgängerregelung sinkt und dass sich der Kreis der potenziell Antragsberechtigten erhöht.

Um diesen Unsicherheiten bezüglich der Zahl der Antragstellenden und der privilegierten Strommenge Rechnung zu tragen, werden im Folgenden zwei Varianten gerechnet. In der statischen Variante bleibt der privilegierte Stromverbrauch auf dem Niveau wie im Mittel der Jahre 2019 bis 2023 beantragt. In der dynamischen Variante steigt der privilegierte Stromverbrauch mit konstanter Rate bis auf 130 TWh im Jahr 2030. Hinzu kommen etwa 12 TWh Stromverbrauch für Schienenbahnen, Landstrom und E-Busse.

3.5.3.2. Weitere Annahmen

Aufgrund der zunehmenden Stromnutzung in Deutschland wird der Stromverbrauch und auch der Letztabsatz aus dem Netz, auf den sich die Umlagen beziehen, steigen. Die folgenden Abschätzungen hierzu wurden der Studie "Klimaneutrales Stromsystem 2035 – Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann" entnommen (Prognos/Consentec, 2021)⁶⁵. Insbesondere wird ein Hochlauf von (umlagebefreiten) Elektrolyseuren auf 90 TWh im Jahr 2030 angenommen.

Hinsichtlich der wälzbaren Kosten wird angenommen, dass die wälzbaren Kosten der KWKG-Umlage bei einem Niveau von 1,8 Mrd. Euro ab 2025 gedeckelt sind. Die wälzbaren Kosten für die Offshore-Netzumlage hingegen steigen deutlich bis auf 5,2 Mrd. Euro im Jahr 2030.

Tabelle 3-34: Annahmen zur ex-ante Abschätzung der BesAR nach EnFG

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Letztverbrauch nicht privilegiert inkl. Selbstbehalt, [TWh]	337,3	338,9	341,7	348,0	360,3	368,7	383,1
umlagebefreit (Stromspeicher- verluste, Elektrolyseure) [TWh]	12,1	17,2	24,0	37,1	49,1	66,1	90,1
umwälzbare KWKG-Kosten [Mio. € nominal]	1.600	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
umwälzbare Kosten Offshore- Netzumlage [Mio. €]	2.400	2.700	3.000	3.350	3.750	4.400	5.200
Letztverbrauch privilegiert – statische Variante [TWh]	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1	111,1
Letztverbrauch privilegiert – dynamische Variante [TWh]	115,0	119,6	124,4	129,4	134,6	140,1	145,8

Quelle: (Prognos/Consentec, 2021), eigene Berechnungen

3.5.3.3. Entlastung der privilegierten Unternehmen

Ausgehend von den oben genannten Annahmen können die Höhe der Umlagen sowie die Entlastung der privilegierten Unternehmen in den beiden Varianten abgeschätzt werden. Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse dar.

Demnach werden die Umlagen sich von derzeit knapp einem Cent je Kilowattstunde bis zum Jahr 2030 fast verdoppeln auf etwa 1,8 Cent je Kilowattstunde. Diese Steigerung ist im Wesentlichen eine Folge der wachsenden Kosten für die Offshore-Netzumlage.

Die Entlastung der privilegierten Letztverbraucher des produzierenden Gewerbes wird 2024 zwischen 0,7 und 0,8 Mrd. Euro betragen und sich bis zum Jahr 2030 parallel zur Umlagehöhe nahezu verdoppeln. Die Unsicherheit beim Entlastungsvolumen aufgrund des geänderten Adressatenkreises liegt bei etwa 30 %.

Die Mehrbelastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher beträgt 0,3 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2024 und steigt auf etwa 0,6 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2030. Hierin enthalten sind auch die Wirkungen der Umlagebefreiung der Stromverbräuche für Elektrolyseure und Stromspeicher.

⁶⁵ <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>.

Tabelle 3-35: Berechnungsergebnisse für die ex-ante Abschätzung der BesAR nach EnFG

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Dynamische Variante							
Umlagenhöhe [ct/kWh]	1,154	1,293	1,368	1,443	1,503	1,642	1,786
davon KWKG-Umlage [ct/kWh]	0,459	0,514	0,509	0,5	0,482	0,47	0,451
davon Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	0,695	0,779	0,859	0,943	1,021	1,172	1,335
Entlastung aller priv. Letztverbraucher [Mio. Euro]	995,0	1.186,8	1.339,8	1.546,8	1.748,2	2.090,1	2.526,3
davon KWKG-Umlage [ct/kWh]	385,4	461,2	485,9	520,7	543,5	578,3	615,7
davon Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	609,6	725,6	853,9	1.026,1	1.204,7	1.511,8	1.910,6
Entlastung der priv. Letztverbraucher des prod. Gewerbes*	758,9	878,5	953,3	1.019,9	1.088,0	1.207,5	1.328,3
davon KWKG-Umlage [ct/kWh]	294,8	342,1	345,5	341,4	334,5	327,5	313,5
davon Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	464,1	536,4	607,8	678,5	753,5	880,0	1.014,8
Mehrbelastung nicht-priv. Letztverbraucher [ct/kWh]	0,29	0,35	0,39	0,44	0,48	0,57	0,65
davon KWKG-Umlage [ct/kWh]	0,11	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16
davon Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	0,18	0,21	0,25	0,29	0,33	0,41	0,49
Statische Variante							
Umlagenhöhe [ct/kWh]	1,155	1,297	1,374	1,449	1,509	1,65	1,797
davon KWKG-Umlage [ct/kWh]	0,459	0,516	0,512	0,503	0,485	0,474	0,457
davon Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	0,696	0,781	0,862	0,946	1,024	1,176	1,34
Entlastung aller priv. Letztverbraucher [Mio. Euro]	974,7	1.138,1	1.261,7	1.439,4	1.608,9	1.912,0	2.308,7
davon KWKG-Umlage [Mio. Euro]	377,7	442,7	458,5	486,3	503	533,5	569,4
davon Offshore-Netzumlage [Mio. Euro]	597	695,4	803,2	953,1	1.105,9	1.378,5	1.739,3
Entlastung der priv. Letztverbraucher des prod. Gewerbes*	736,5	824,3	864,4	892,9	918,8	982,6	1.039,3
davon KWKG-Umlage [Mio. Euro]	286,3	321,4	314,1	300,2	284,3	269,2	248,8
davon Offshore-Netzumlage [Mio. Euro]	450,2	502,9	550,3	592,7	634,5	713,4	790,5
Mehrbelastung nicht-priv. Letztverbraucher [ct/kWh]	0,28	0,33	0,36	0,41	0,44	0,51	0,6
davon KWKG-Umlage [ct/kWh]	0,11	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,15
davon Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	0,17	0,2	0,23	0,27	0,3	0,37	0,45

* ohne Schienenbahnen, ohne Kuppelgase, ohne Stromspeicher, ohne grünen Wasserstoff
Quelle: (Prognos/Consentec, 2021), eigene Berechnungen

Die folgende Tabelle geht von dem hypothetischen Fall aus, dass nur das Produzierende Gewerbe privilegiert wird und insbesondere Schienenbahnen und Elektrolyseure die Regelsätze für die KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage zahlen. In diesem Fall fällt die Mehrbelastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher geringer aus. Die steigende Strommenge bei Elektrolyseuren hat einen wesentlichen Einfluss auf die Mehrbelastung der nicht-privilegierten Letztverbraucher.

Tabelle 3-36: Mehrbelastung der nicht-priv. Letztverbraucher durch die BesAR im Prod. Gewerbe nach EnFG

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Dynamische Variante							
Mehrbelastung nicht-priv. Letztverbraucher [ct/kWh]	0,21	0,24	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27
davon KWKG-Umlage [ct/kWh]	0,08	0,09	0,09	0,09	0,08	0,07	0,06
davon Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	0,13	0,14	0,16	0,17	0,18	0,20	0,21
Statische Variante							
Mehrbelastung nicht-priv. Letztverbraucher [ct/kWh]	0,20	0,22	0,23	0,22	0,22	0,22	0,21
davon KWKG-Umlage [ct/kWh]	0,08	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05
davon Offshore-Netzumlage [ct/kWh]	0,12	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16

Quelle: (Prognos/Consentec, 2021), eigene Berechnungen

3.5.4. Analyse der Zugangsvoraussetzungen nach § 30 Nummer 3 EnFG

§ 30 Nummer 3 EnFG führt eine Reihe neuer Zugangsvoraussetzungen zur BesAR ein, von denen die Unternehmen mindestens eine erfüllen müssen. Damit sind die Vorgaben der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen, insbesondere Randziffer 365, zur sogenannten „green conditionality“ vorfristig umgesetzt. Um die BesAR in Anspruch nehmen zu können, müssen antragstellende Unternehmen nun nachweisen⁶⁶, dass sie entweder energieeffizient sind oder mindestens 30 % des Strombedarfs über ungefördersten Strom aus erneuerbaren Energien decken oder Maßnahmen zur Verringerung von CO₂-Emissionen mittels Dekarbonisierung des Produktionsprozesses getroffen haben. Diese Optionen werden in einem Merkblatt (BAFA 2023) weiter präzisiert.

Im Folgenden werden die drei Optionen genauer untersucht.

3.5.4.1. Energieeffizienz

Unternehmen können die Zugangsvoraussetzungen zur BesAR erfüllen, indem Maßnahmen aus dem Energiemanagementsystem umgesetzt werden.

Über die Maßnahmenpläne aus den Energiemanagement-Systemen liegen kaum Informationen vor. Eine Veröffentlichungspflicht besteht nur für das Ökoaudit-System EMAS und auch bei diesem System muss nicht zwingend über identifizierte Maßnahmen und den mit deren Umsetzung verbundene Kosten berichtet werden.

Gemäß § 8 Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) sind Unternehmen mit einem Energieverbrauch über einer Geringfügigkeitsschwelle zur Durchführung eines Energieaudits verpflichtet, sofern sie kein Energiemanagement-System betreiben. Informationen aus diesen Audits, einschließlich zu identifizierten Maßnahmen, sind beim BAFA einzureichen. Im Zeitraum 2019 bis 2022 sind über 20.000 Audits beim BAFA erfasst worden (BfEE 2023).

Auch wenn die Energieauditpflicht ausschließlich Unternehmen ohne Energiemanagement-System betrifft, und somit nur Unternehmen, die keinen Zugang zu der BesAR haben, können aus dem Datensatz grobe Einschätzungen zum Investitionsvolumen der Energieeffizienzmaßnahmen hergeleitet werden. Die im Folgenden betrachtete Grundgesamtheit sind 3.395 Energieaudits bei Unternehmen aus den Wirtschaftsbereichen B und C (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe).

Die neue Zugangsvoraussetzung kann nicht zu einer Überhitzung des Energieeffizienzmarktes führen, da explizit im § 30 EnFG der Zugang zur BesAR in dem Fall vorgesehen ist, dass keine Effizienzmaßnahme identifiziert wurde. Bei etwa einem Viertel der auditierten Unternehmen wurde keine Maßnahme identifiziert.

Die Maßnahmenkosten betragen bei der Hälfte der betrachteten Unternehmen weniger als 12.500 €, wenn die Umsetzung der Maßnahmen auf 4 Jahre verteilt wird. Ebenfalls bei etwa der Hälfte der Unternehmen liegen die Maßnahmenkosten über 200 % eines hypothetischen Begrenzungsbetrags

⁶⁶ Daneben wird die Zugehörigkeit zu einer Branche aus Anlage 2 EnFG, ein Mindeststromverbrauch und das Vorhandensein eines Energie- oder Umweltmanagementsystems gefordert.

nach BesAR⁶⁷, so dass für diesen Anteil die Verpflichtungserklärung für die Antragsjahre 2023 bis 2025 nach § 67 Abs. 4 S. 2 EnFG in Anwendung kommen könnte.

Insgesamt stehen in den Daten 156 Mio. € identifizierte Maßnahmenkosten einem Stromverbrauch von 83 TWh gegenüber. Das entspricht etwa 1,86 € Maßnahmenkosten je MWh Stromverbrauch. Wenn demnach alle privilegierten Unternehmen diese Erfüllungsoption zur BesAR wählen, dann sind damit 200 bis 250 Mio. Euro Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen jährlich verbunden. Dabei ist zu beachten, dass die identifizierten Effizienzmaßnahmen sich nicht auf Strom beziehen müssen, dass bereits derzeit Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden und es sich nicht um zusätzliche Kosten für die Unternehmen handelt.

3.5.4.2. Ungeförderter Strom aus erneuerbaren Energien

Die Zugangsvoraussetzungen der BesAR gelten auch als erfüllt, wenn 30 % des Stromverbrauchs des gesamten Unternehmens durch ungeförderten Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt wird. Der Strom kann aus dem Netz mit Herkunftsnachweis (HKN) bezogen werden oder selbst aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Im Folgenden wird sich auf den Fall der Herkunftsnachweise beschränkt.

Laut Monitoringbericht von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (BNetzA 2023a) war 15,3 % der im Jahr 2021 an Nicht-Haushalte abgegebenen Strommenge Ökostrom. Der Anteil der Marktlokationen, zu denen Ökostrom geliefert wurde, betrug 22,8 %. Dieser höhere Wert deutet darauf hin, dass eher kleinere Unternehmen Ökostrom beziehen. Grundlage dieser Zahlen ist eine Befragung von Stromlieferanten.

Die Preise von HKN hängen von vielen Faktoren ab, wie in einer Studie des Umweltbundesamts (UBA 2019) herausgearbeitet wurde. Insbesondere spielen das Herkunftsland, das Alter der Anlage und die zugrunde liegende EE-Technologie wichtige Rollen. Eine Preisprognose ist aufgrund dieser vielen Einflussfaktoren nur eingeschränkt belastbar.

Die Preise für Herkunftsnachweise sind in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. In einer weiteren Studie des Umweltbundesamtes (UBA 2023) wird für das Jahr 2023 ein mengengewichteter Preis von 3,8 €/MWh ausgewiesen. Erwartet wird demnach, dass sich dieser Wert bis 2030 jedoch rückläufig auf 2,2 €/MWh⁶⁸ entwickelt.

Wenn diese Erfüllungsoption von allen BesAR-Unternehmen gezogen wird, dann fallen als Kosten für den Erwerb der erforderlichen Menge HKN zwischen 70⁶⁹ und 165 Mio.⁷⁰ Euro an. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass ein Teil der Unternehmen bereits HKN bezieht und es sich daher nicht um zusätzliche Kosten handelt.

Die Nachfrage nach HKN kann durch diese Erfüllungsoption gestärkt werden. Ausgehend von einer privilegierten Strommenge zwischen 110 und 145 TWh, von der bereits 10 bis 15% als Ökostrom bezogen wird, beträgt die zusätzliche HKN-Strommenge zwischen 16 und 29 TWh.

⁶⁷ Strommenge über eine Gigawattstunde, bewertet mit 0,5 Cent/kWh.

⁶⁸ Referenz-Szenario A1.

⁶⁹ 110 TWh privilegierte Strommenge, 30 % mit HKN, 2,2 Euro / MWh.

⁷⁰ 145 TWh privilegierte Strommenge, 30 % mit HKN, 3.8 Euro / MWh.

3.5.4.3. Dekarbonisierung von Produktionsprozessen

Unternehmen können die Zugangsvoraussetzungen zur BesAR auch erfüllen, indem sie Investitionen in Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Produktionsprozesses tätigen. Diese Option steht allen Antragstellern offen. In dem besonderen Fall, dass das Unternehmen ein Produkt herstellt, für das in Anhang II der Delegierten Verordnung (EU) 2019/331 ein Benchmark besteht, müssen die Investitionen zusätzlich die Emissionen bei der Herstellung des Produkts unter diesen Produkt-Benchmark senken.

In zwei anderen Regelungen wird Bezug auf Produkt-Benchmarks nach Anhang II der Delegierten Verordnung (EU) 2019/331 genommen: die Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BECV) und die Richtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten (SPK).

Beihilfefähig im Sinne der BECV ist ein kleinerer Adressatenkreis von 48 WZ auf 4-Steller-Ebene sowie 13 Teilsektoren gemäß Anlage BECV. Für jeden dieser (Teil-)Sektoren liegt im Anhang der BECV eine Emissionsintensität in kg CO₂ je Euro Bruttowertschöpfung vor. In § 11 BECV werden – ähnlich wie in § 30 EnFG – Investitionen in Energieeffizienz oder in Dekarbonisierung der Produktion als weitere Zugangsvoraussetzung festgelegt.

Beihilfefähig im Sinne der SPK ist der kleinste Adressatenkreis von 10 Sektoren (WZ 4-Steller) und 5 Teilsektoren gemäß Anlage I der Leitlinien 2020/C 317/04 der EU-Kommission. Unter Punkt 4.2 der Förderrichtlinie werden – ähnlich wie in § 30 EnFG – Investitionen in Energieeffizienz oder in Dekarbonisierung der Produktion als weitere Zugangsvoraussetzung festgelegt. Unter Punkt 4.4 der Förderrichtlinie wird eine doppelte Anrechnung von Investitionen nach § 11 BECV und Punkt 4.2 der Förderrichtlinie ausgeschlossen.

Da die BesAR den größten Kreis von Zuwendungsempfängern adressiert (über 100 Wirtschaftszweige auf 4-Steller-Ebene), ist zu erwarten, dass es für einen Teil der Sektoren keine Produktbenchmarks oder Emissionsintensitäten gibt. Für diese Sektoren ist offen, was als „Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Produktionsprozesses“ im Sinne von § 30 EnFG gelten darf. Festgelegt ist lediglich, dass die Maßnahmen zu dokumentieren und zu melden sind. Hier wird empfohlen zu prüfen, ob eine Konkretisierung erforderlich ist.

Eine doppelte Anrechnung bei BECV und SPK ist ausgeschlossen. Dem Risiko einer mehrfachen Verwendung von Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen oder Dekarbonisierungsmaßnahmen begegnen § 32 Nr. 3 lit. c und e EnFG. Antragsteller müssen als Nachweis zur Erfüllung der Anspruchsvoraussetzungen der Begrenzung eine Eigenerklärung darüber erteilen, dass Investitionen in dem erforderlichen Umfang getätigt wurden und dass diese Investitionen nicht oder nicht in dem geltend gemachten Umfang zur Erfüllung der Voraussetzungen einer anderen Beihilfe als der Begrenzung nach § 29 EnFG geltend gemacht wurden.

4. Eigenversorgung

Die Evaluierung der gewerblichen Eigenversorgung betrachtet die Mengenentwicklung und die sich verändernde Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung des EEG.

Den verschiedenen Eigenversorgungskonzepten werden hierzu – soweit dies möglich ist – Mengenentwicklungen zugeordnet. Zurückgegriffen wird dabei auf die Daten des Projekts „Entwicklung des Investitionsumfelds im Bereich gewerblicher KWK-Eigenerzeugungsanlagen und Perspektiven für Förderstrategien“, welches ebenfalls für BMWK durchgeführt wurde. Ergänzt werden diese Daten durch die Ergebnisse einer Literaturrecherche zu statistischen Auswertungen, Forschungsvorhaben und Studien. Bei bestehenden Datenlücken werden Schätzungen durchgeführt.

In Abgrenzung zur gewerblichen Eigenversorgung (und insbesondere der industriellen Eigenversorgung) steht die Eigenversorgung im privaten Bereich nicht im Fokus dieses Erfahrungsberichts. Gleichwohl wird auch auf die Entwicklung der Eigenversorgung im privaten Bereich kurz eingegangen, beispielsweise bei der Darstellung der Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen wie auch bei der Übersicht der Strommengen in der Eigenversorgung.

Anders als in früheren Erfahrungsberichten wird in diesem Erfahrungsbericht ein stärkeres Augenmerk auf die Eigenversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien gelegt, auch und gerade in der Industrie und im gewerblichen Bereich.

4.1. Auswirkungen der Eigenverbrauchsregelungen im EEG 2017/2021

4.1.1. Rechtslage zur Eigenversorgung nach dem EEG 2017

Mit Inkrafttreten des EEG 2017 wurde die Regelungssystematik für die Reduzierung der EEG-Umlage für Eigenversorger aus dem EEG 2014 beibehalten und in §§ 61, 61a - 61e EEG 2017 geregelt. Im Grundsatz waren die Übertragungsnetzbetreiber somit weiterhin berechtigt und verpflichtet, die EEG-Umlage auch von Letztverbrauchern für eigenerzeugten Strom zu verlangen, § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017. Die Befreiung von der EEG-Umlage für Fälle des Kraftwerkseigenverbrauchs, Insellösungen, nicht-geförderte Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Bagatellfälle nach § 61 Abs. 2 EEG 2014 wurde unverändert übernommen und in § 61a EEG 2017 geregelt. Ebenso wurden die Regelungen für Bestandsanlagen (§ 61 Abs. 3 EEG 2014) und ältere Bestandsanlagen (§ 61 Abs. 4 EEG 2014) in den § 61 c und d EEG 2017 inhaltlich unverändert übernommen.

Darüber hinaus übernahm der Gesetzgeber auch die Reduzierung der EEG-Umlage auf 40 % für EEG-Anlagen und hocheffiziente KWK-Anlagen, § 61b EEG 2017 in § 61b Nr. 1 und 2 EEG 2017. Die EU-Kommission hat die Reduzierung der EEG-Umlage für (neue) KWK-Anlagen nach § 61b Nr. 2 EEG 2017 allerdings ausdrücklich von der am 19. Dezember 2017 erteilten beihilfenrechtlichen Genehmigung für die Eigenverbrauchsregelungen des EEG 2017 ausgenommen.⁷¹ Die vorherige beihilfenrechtliche Genehmigung für diese Reduzierung der EEG-Umlage bei der Eigenversorgung aus neuen KWK-

⁷¹ Entscheidung der Kommission vom 19. Dezember 2017, SA.46526, liegt zum Zeitpunkt 29. Januar 2018 noch nicht in der veröffentlichten Fassung vor.

Anlagen nach § 61 Abs. 1 EEG 2014⁷² war auf den Zeitraum bis zum 31. Dezember 2017 begrenzt. Eine Neuregelung zu diesem Eigenversorgungssegment erfolgte sodann durch das Energiesammelgesetz mit Wirkung zum 01.01.2018 (dazu sogleich).

Eine Neuregelung, die im EEG 2014 nicht enthalten war, wurde in § 61f EEG 2017 aufgenommen. Diese betrifft Fälle, in denen bei Bestandsanlagen die Personenidentität zwischen dem Betreiber zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme und dem aktuellen Betreiber nicht mehr gegeben war. Die Vorschrift erstreckte den Anwendungsbereich der bestandsgeschützten Eigenversorgung nach §§ 61 c und d EEG 2017 in bestimmten Konstellationen auch auf diese Fälle. Hiervon betroffen waren Fälle, in denen die bestandsgeschützte Betreiberstellung durch Erbfall vom ursprünglichen Letztverbraucher auf den aktuellen Letztverbraucher übergeht (§ 61f Nr. 1 lit. a EEG 2017), oder in denen der aktuelle Letztverbraucher vor dem 01.01.2017 im Wege der Rechtsnachfolge in die Rechtsposition des ursprünglichen Letztverbrauchers eintrat (§ 61f Nr. 1 lit. b EEG 2017). Dasselbe galt für Fälle, in denen der ursprüngliche Letztverbraucher lediglich über ein anteiliges vertragliches Nutzungsrecht an einer bestimmten Erzeugungskapazität der Stromerzeugungsanlage im Sinn des § 104 Absatz 4 Satz 2 EEG 2017 verfügte und der spätere Letztverbraucher ihn im Wege einer Rechtsnachfolge als Inhaber des anteiligen vertraglichen Nutzungsrechts, der Betreiberrolle und der Verbraucherstellung ablöste. Voraussetzung im letztgenannten Fall war, dass die Rechtsnachfolge vor dem 01.08. 2014 erfolgte und der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage damit spätestens seit dem 31. Juli 2014 selbst betrieb. Sämtliche Alternativen setzten voraus, dass die Stromerzeugungsanlage an demselben Standort und in demselben Eigenerzeugungskonzept wie vor der Rechtsnachfolge betrieben wurde, § 61f Nr. 2 und 3 EEG 2017.

Von erheblicher Bedeutung in der Praxis war schließlich die neu aufgenommene Regelung des § 104 Abs. 4 EEG 2017. Diese Regelung betraf diejenigen Fälle, in denen mehrere Unternehmen jeweils anteilige Nutzungsrechte an der Erzeugungskapazität eines Kraftwerks vertraglich vereinbart hatten (sog. „Kraftwerksscheibenpacht“) und davon ausgingen, die entsprechende Strommenge auch unter dem Tatbestand der Eigenerzeugung EEG-umlagefrei verbrauchen zu können. Die Zulässigkeit derartiger Modelle war unter dem Geltungsbereich EEG 2012 umstritten und mit Rechtsunsicherheiten behaftet⁷³. Problematisch war dabei insbesondere, ob und unter welchen Bedingungen im Einzelnen bei derartigen Modellen die erforderliche Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher vorlag. Ungeachtet dieser Rechtsunsicherheit erlangten Scheibenpachtmodelle in der Praxis der Eigenstromversorgung unter der Geltung des EEG 2012 erhebliche Verbreitung für Industrie, Körperschaften, Anstalten und Gewerbe. Mit der strikter gefassten Definition der Eigenversorgung in § 5 Nr. 12 EEG 2014, die sich ausdrücklich auf den Betrieb einer realen Stromerzeugungsanlage und nicht auf nur vertragliche Nutzungsrechte an einer Erzeugungsanlage bezog, wurde die Eigenversorgung aus anteiligen Pachtmodellen indes mit Wirkung ab dem 01.01.2014 ausgeschlossen.⁷⁴ Für derartige Fälle, in denen Unternehmen aufgrund der unklaren Rechtslage vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 davon ausgegangen waren, dass bei einem Verbrauch von Strom aus vertraglich gesicherten, anteilig genutzten Erzeugungskapazitäten keine umlagepflichtige Stromlieferung, sondern eine umlagebefreite Eigenerzeugung vorlag, führte

⁷² Europäische Kommission, Entscheidung vom 23. Juli 2014, SA.38632, C (2014) 5081 final, Seite 79.

⁷³ Salje, EEG 2017, § 61, Rn. 21f.

⁷⁴ BT-Drucksache 18/10668, Seite 172.

der Gesetzgeber durch § 104 Abs. 4 EEG 2017 einen Sondertatbestand im Sinne einer Amnestie ein wie folgt:

„Ausschließlich zur Bestimmung des Betreibers und der von ihm erzeugten Strommengen im Rahmen von Satz 1 Nummer 1 gilt ein anteiliges vertragliches Nutzungsrecht des Letztverbrauchers an einer bestimmten Erzeugungskapazität der Stromerzeugungsanlage als eigenständige Stromerzeugungsanlage, wenn und soweit der Letztverbraucher diese wie eine Stromerzeugungsanlage betrieben hat.“

Mit § 104 Abs. 4 EEG 2017 wurde eine Fiktion eingeführt, wonach ein anteiliges vertragliches Nutzungsrecht eines Letztverbrauchers an einer bestimmten Erzeugungskapazität einer Stromerzeugungsanlage als eigenständige Stromerzeugungsanlage galt, wenn und soweit der Letztverbraucher diese „Kraftwerksscheibe“ wie eine Stromerzeugungsanlage betrieben hat.⁷⁵ Sofern diese tatbestandlichen Voraussetzungen der Fiktion (*soweit der Letztverbraucher diese wie eine Stromerzeugungsanlage betrieben hat.*) bereits vor dem 01.08.2014 (Tag des Inkrafttretens des EEG 2014) vorlagen, konnten sich die betroffenen Akteure gemäß § 104 Abs. 4 Satz 1 EEG 2017 auf ein Zahlungsverweigerungsrecht bzgl. der EEG-Umlage gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber berufen, wenn die EEG-Umlagepflicht aufgrund der oben genannten Fiktion nicht entstanden wäre und die nach §§ 74 Abs. 1 Satz 1, 74a Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 zu tätigen Angaben dem Übertragungsnetzbetreiber fristgerecht mitgeteilt wurden. Folge dieses Leistungsverweigerungsrechts war, dass Eigenversorger aus Scheibenpachtmodellen, die bereits vor der Geltung des EEG 2014 vereinbart worden waren und seitdem praktiziert wurden, auch unter Geltung des EEG 2014 und des EEG 2017 keine EEG-Umlage zahlen mussten. Diese Befreiung für Bestandsfälle anteiliger Pacht an Erzeugungsanlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 etabliert wurden, galt unter dem EEG 2021 angepasst fort, dazu sogleich zum EEG 2021.

Anpassung der Eigenversorgungsregelungen durch das Energiesammelgesetz vom 17. Dezember 2018

Das bereits vorab erwähnte Energiesammelgesetz vom 17. 12.2018 brachte weitere Änderungen für einzelne Tatbestände der Eigenversorgung im EEG 2017 mit sich.

Hintergrund der Anpassungen war, dass zum 31.12. 2017 die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission für einige Privilegierungstatbestände des EEG 2017 auslief. Die EU-Kommission hatte die Vergünstigungen im Hinblick auf die EEG-Umlage für Eigenversorgung durch neue, hocheffiziente KWK-Anlagen im EEG 2017 nicht erneut genehmigt. Infolgedessen konnte § 61b Nr. 2 EEG 2017, der eine Reduzierung der EEG-Umlage für hocheffiziente KWK-Anlagen mit Inbetriebnahme seit dem 01.08. 2014 vorsieht, im Jahr 2018 nicht mehr angewendet werden. Für selbstverbrauchten Strom aus solchen Anlagen wurde im Jahr 2018 daher zunächst die volle EEG-Umlage gezahlt.

Der von der Bundesregierung mit der EU-Kommission erzielte Kompromiss zur Privilegierung der Eigenversorgung durch hocheffiziente KWK-Anlagen im Hinblick auf die EEG-Umlage wurde durch das Energiesammelgesetz in das EEG eingeführt. Das Anlagensegment bis zur elektrischen Leistung von 1 MW und über 10 MW durfte weiterhin die verringerte EEG-Umlage von 40 % auf die

⁷⁵ BT-Drucksache 18/10668, Seite 172.

Stromeigenversorgungsmengen beanspruchen. Für das Segment von 1 MW bis 10 MW wurde eine differenzierte Regelung vorgesehen:

Hier galt nur noch für die ersten 3.500 Vollbenutzungsstunden (Vbh) zur Eigenversorgung pro Jahr der reduzierte Umlagesatz von 40 %. Wurde dieser Wert in einem Jahr überschritten, so fiel die EEG-Umlage nicht nur für den die 3.500 Vbh übersteigenden Strommenge an, sondern auch für die Strommenge bis zur Schwelle von 3.500 Vbh in dem Maße, in welchem die tatsächlich erzeugte Strommenge den Wert von 3.500 Vbh überschreitet. Beispiel: Bei einer Anlagenauslastung von 3.800 Vollbenutzungsstunden/Jahr zur Eigenversorgung, wurde das Umlageprivileg nur für 3.200 Vollbenutzungsstunden/Jahr in der Eigenversorgung gewährt. Auf die übrigen 600 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung war die volle EEG-Umlage zu entrichten.⁷⁶

Die Regelung wurde von Übergangsvorschriften sowie einer Ausnahmeregelung für stromkostenintensive Unternehmen begleitet. So durften KWK-Anlagen, die von Unternehmen einer Branche der Liste 1 der Anlage 4 zum EEG 2017 betrieben werden, von der reduzierten EEG-Umlage ohne die genannte Vollbenutzungsstundengrenze profitieren.

Für Neuanlagen mit Inbetriebnahmedatum zwischen dem 31.07.2014 und dem 01.01.2018 griff der Schwellenwert und Anrechnungsmechanismus erst für den Stromeigenverbrauch ab dem 01.01.2019, für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum zwischen dem 31.12.2015 und dem 01.01.2018 für den Eigenverbrauch ab dem 01.01.2020 und für Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen dem 31.12.2016 und dem 01.01.2018 für den Eigenverbrauch ab dem 01.01.2021. Die entsprechenden Änderungen fanden sich in den durch das Energiesammelgesetz neu in das EEG 2017 aufgenommenen Regelungen der §§ 61 c und 61 d.

Gesetz zur Änderung des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen

Die Bundesregierung sah im Folgenden Anpassungsbedarf hinsichtlich dieser Regelungen, nachdem der Europäische Gerichtshof in seinem Urteil vom 28.03.2019 (Rs. C-406/16 P) entschieden hatte, dass das EEG 2012 keine Beihilfe im Sinne der Europäischen Verträge darstellte. Die vom Energiesammelgesetz noch unter den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen der Europäischen Kommission vorgenommenen Änderungen zu §§ 61c, 61d EEG 2017 entfielen mit Wirkung zum 01.01.2019 wieder. Die Umsetzung erfolgte durch Artikel 3 des Gesetzes zur Änderung des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen.

Dies basierte auf der Annahme, dass die Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs, die noch zum EEG 2012 ergangen ist, auch auf das wirkungsgleiche EEG 2017 übertragen werden konnte und die Regelung daher einer beihilferechtlichen Kontrolle nicht mehr bedarf. Die Sonderregelungen des § 61 Abs. 2 für das Anlagensegment von mehr als 1 MW bis einschließlich 10 MW wurden vom Gesetzgeber dabei nicht einfach gestrichen, um die einheitliche Wirkung des § 61 Abs. 1 für alle hocheffizienten KWK-Anlagen zu ermöglichen. Stattdessen wurden die Regelungen des § 61 Abs. 1 für die Anlagensegmente für entsprechend anwendbar erklärt. Dies führte im Ergebnis zu der beabsichtigten Gleichstellung aller hocheffizienten KWK-Anlagen, wahrte aber regelungstechnisch die Differenzierung der KWK-Größenklassen.

⁷⁶ Siehe im Einzelnen die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 19/5523, Seite 73 ff.

4.1.1.1. Änderungen der Rechtslage durch das EEG 2021

Die EEG-Novelle 2021 brachte nur wenige Änderungen für die Stromeigenversorgung mit sich. Eine wichtige Änderung war vor allem für Eigenversorgung aus PV-Anlagen bedeutsam.

Von der anteiligen EEG-Umlage auf Stromeigenverbrauch waren bis zum EEG 2021 EE-Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 10 kW und bis zu einer Eigenverbrauchsmenge von 10 MWh/a befreit. Durch die EEG-Novelle 2021 wurde durch § 61b EEG 2021 eine Befreiung für Anlagen bis 30 kW und für eine Strommenge bis 30 MWh/a aufgenommen. Damit wurde insbesondere die solare Eigenstromversorgung in Wohnhäusern, auch mit größeren Wärmepumpen und Elektroautos, vollständig EEG-umlagefrei realisierbar. Diese Befreiung gilt für Neu- und Bestandsanlagen. § 61c Abs. 2 EEG wurde durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften („EEG 2021“) vom 28.12.2020 rückwirkend zum 01.01.2019 erneut geändert. Diese Änderung führte dazu, dass der Claw-Back-Mechanismus ab dem 01.01.2019 erneut galt.

Grund war, dass der Finanzierungsmechanismus des EEG zum 01.01.2021 durch die teilweise Einbeziehung von Haushaltsmitteln in den EEG-Wälzungsmechanismus geändert wurde, was eine geänderte beihilferechtliche Bewertung des EEG-Wälzungsmechanismus erforderte. In Anbetracht dieser Änderung wurde der Privilegierungstatbestand in § 61c und § 61d EEG 2021 so angepasst, dass er dem Kompromiss mit der EU-Kommission Rechnung trug, der bereits zum EEG 2017 (umgesetzt durch das Energiesammelgesetz) gefunden worden war.

Schließlich ging es im EEG 2021 erneut um die vertraglich geregelte anteilige Pacht an Erzeugungsanlagen und vertragliche Kraftwerksnutzungsrechte und darauf beruhende Eigenversorgungsmodelle. Neu eingeführt wurde § 104 Abs. 5 EEG 2021, der einen Anspruch der in anteiligen Pachtverhältnissen an Erzeugungsanlagen beteiligten Akteure gegen den Übertragungsnetzbetreiber auf Abschluss eines Vergleichs zur Beilegung eines Streits über die Voraussetzungen des Bestehens eines Leistungsverweigerungsrechts nach § 104 Abs. 4 EEG 2017/2021 vorsah. Hintergrund für diese Regelung waren die erheblichen Streitigkeiten und zahlreichen Gerichtsverfahren gegen die Akteure, die Nutzungsverträge über Kraftwerkskapazitäten hielten. Die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme des Eigenerzeugungsprivilegs bzw. Leistungsverweigerungsrechts nach § 104 Abs. 4 EEG 2017 (siehe vorstehend) wurden von den Übertragungsnetzbetreibern häufig in der Praxis nicht anerkannt. § 104 Abs. 5 EEG 2021 sollte die hoch streitige Situation möglichst ohne hochkomplexe, langjährige Gerichtsverfahren über mehrere Instanzen beilegen. Inhaltlich musste ein solcher Vergleich regeln, dass für streitbefangene Strommengen entsprechend einer Mitteilung nach § 104 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EEG keine EEG-Umlage gezahlt werden muss, soweit es um Strommengen vor dem 01.01.2020 ging. Jedoch musste für die Strommengen, die nach dem 31.12. 2020 erzeugt und von den an den Pachtmodellen beteiligten Akteuren bezogen wurden, die reguläre, nicht verringerte EEG-Umlage gezahlt werden. Der Anspruch auf Abschluss des Vergleichs musste bis zum 30.06.2022 von den betroffenen Unternehmen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern geltend gemacht werden.

4.1.1.2. EEG 2023 und EnFG

Der Ausblick auf die Regelungen zum EEG 2023 und zum EnFG ist in Abschnitt 3.5 enthalten. Darauf wird hier Bezug genommen. Spezifisch zur Eigenstromversorgung ist zu sagen, dass die Eigenstromversorgung maßgeblich durch die Befreiung des eigenerzeugten und -verbrauchten Strom von der EEG-Umlage angereizt wurde. Mit dem Wegfall der EEG-Umlage auf den Strombezug zum Letztverbrauch seit dem 01.01.2023 durch das EEG 2023 ist der wesentliche Grund für die Etablierung von Eigenstromversorgungsmodellen entfallen.

4.1.2. Modelle der Eigenversorgung

Im Hinblick auf die Modelle der Eigenversorgung hat sich seit dem letzten EEG-Erfahrungsbericht nicht mehr viel geändert. Diese Aussage bezieht sich auf die Ausführungen im EEG-Erfahrungsbericht vom 28.06.2019, dort Seite 90 ff.⁷⁷

4.1.3. Strommengen in der Eigenversorgung

Die für die Eigenversorgung erzeugten Strommengen sind statistisch nicht erfasst und können deshalb nur anhand von Sekundärstatistiken ermittelt und in Teilen geschätzt werden. Für die Gesamt mengen der Eigenversorgung erfolgte dies bis 2021 im Rahmen der EEG-Mittelfristprognosen rückblickend in einem Top-down-Verfahren. Die Eigenversorgungsmengen wurden dann für die Folgejahre fortgeschrieben. In der aktuellen Mittelfristprognose⁷⁸ werden diese Strommengen ab 2022 nicht mehr in den Mittelfristprognosen fortgeschrieben, da die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien umgestellt wurde. Eine Berechnung des „nichtprivilegierten Letztverbrauchs“ als Grundlage für die Höhe der EEG-Umlage ist nicht mehr relevant.

Eine Unterteilung dieser Gesamtmenge auf einzelne Modelle der Eigenerzeugung und Eigenversorgung wurde für das Jahr 2014 im Rahmen einer sekundärstatistischen Analyse vorgenommen.⁷⁹ Diese Analyse zeigte für die Eigenversorgung im Jahr 2014, dass die in der Mittelfristprognose top-down berechnete Strommenge deutlich höher ist als die Summe der bottom-up ermittelbaren Einzelmengen aus der klassischen industriellen Eigenversorgung und der Nutzung von erneuerbaren Energien, vor allem bei den privaten Haushalten (PV). Auf der Grundlage dieser Arbeit wurde im vorangegangenen Erfahrungsbericht „Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung und der Umlagebefreiung von eigenerzeugtem und -genutztem Strom im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)“⁸⁰ eine Aufteilung der Eigenversorgungsmengen durchgeführt.

Im Jahr 2021 wurde der Endbericht des BMWK-Forschungsvorhabens „Entwicklung des Investitionsumfelds im Bereich gewerblicher KWK-Eigenerzeugungsanlagen und Perspektiven für Förderstrategien“ [Prognos et. al., 2021] vorgelegt, in dem der Ausbaustand und die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen im gewerblichen Bereich in ihren teils sehr unterschiedlichen Anwendungsbereichen detailliert untersucht wurden. Analysiert wurden verschiedene Datenerhebungen aus den Bereichen Elektrizitätswirtschaft, Unternehmensstatistik, Steuerrecht

⁷⁷ Veröffentlicht unter folgendem Link: [Informationsportal Erneuerbare Energien - Homepage \(erneuerbare-energien.de\)](https://www.informationsportal-erneuerbare-energien.de)

⁷⁸ RWTH Aachen University Lehrstuhl für Energiesystemökonomik, 2022.

⁷⁹ Prognos AG/Boos Hummel & Wegerich, 2015.

⁸⁰ Prognos AG/Boos Hummel & Wegerich, 2019.

und aus der Förderung von KWK-Anlagen sowie bestehende Datenbanken wie das Marktstammdatenregister.

Die Untersuchung kommt in dem bisher nicht veröffentlichten Forschungsbericht zu dem Schluss, dass eine belastbare Datenanalyse für die Eigenversorgung mit KWK-Anlagen bisher aufgrund der fehlenden statistischen Datengrundlagen bzw. der fehlenden Verfügbarkeit entsprechender Auswertungen vorhandener, aber nicht öffentlich zugänglicher Daten noch immer nicht möglich ist.

Für die Eigenversorgung insgesamt verweist die Studie als Obergrenze für die Eigenversorgung auf das für die Mittelfristprognosen verwendete Verfahren, bei dem die Eigenversorgung als Differenz zwischen der Nettostromerzeugung und der von den Energieversorgungsunternehmen gelieferten sowie der den sonstigen Letztverbrauch zuzurechnenden Strommenge berechnet wird:

Nettostrombedarf ohne Lieferungen an Pumpspeicher
– von EVU gelieferte Strommenge
– Sonstiger Letztverbrauch
= Eigenversorgung

Die im Forschungsvorhaben von Prognos et. al. über die verschiedenen Statistiken und Datenauswertungen ermittelten Eigenversorgungsmengen, die eine detailreichere Aufschlüsselung der Eigenversorgung nach Nutzern und Größenklassen ermöglichen könnten, unterschritten grundsätzlich diese Obergrenze, teilweise um über 50 %. Unabhängig von der Gesamthöhe der Eigenversorgung zeigte sich bei der Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen ein deutlicher Schwerpunkt bei der industriellen Kraftwirtschaft, also den Stromerzeugungsanlagen im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe. Daneben spielt die Eigenversorgung mit kleinen PV-Anlagen bereits heute in Privathaushalten und im Gewerbe eine Rolle. Deshalb werden diese Bereiche im Folgenden detaillierter dargestellt.

Die mit den Mittelfristprognosen beauftragten Institute kamen für die Jahre 2017 bis 2022 zu den in Tabelle 4-1 dargestellten Ergebnissen. Dabei beruhen die Werte für 2017 bis 2021 auf rückblickenden Berechnungen, für 2022 liegt mit Stand zum 30.03.2023 nur eine Trendfortschreibung der Daten aus dem Jahr 2020 vor. Für 2021 und 2022 wird dennoch der weiter untergliederte Prognosewert aus der Mittelfristprognose 2021 [Leipziger Institut für Energie GmbH 2021] dargestellt. Dies hat folgenden Grund: Für 2021 deckt sich der Prognosewert gut mit dem Gesamtwert aus der aktuellen Mittelfristprognose 2022 [RWTH Aachen University Lehrstuhl für Energiesystemökonomik, 2022], diese nimmt jedoch keine weitere Unterteilung der Eigenversorgung nach den Begrenzungstatbeständen nach EEG vor.

Für die Eigenversorgung im engeren Sinne, also den Verbrauch selbst erzeugten Stroms, ist nicht die gesamte Strommenge aus den Mittelfristprognosen zu berücksichtigen. Nicht dazu gehören der Verbrauch der Stromspeicher und auch nicht der sonstige Letztverbrauch (nicht durch Energieunternehmen gelieferte Strommengen). In der folgenden Tabelle 4-1 werden diese Werte deshalb herausgerechnet. Diese bereinigten Werte für die Eigenversorgung werden später in Kapitel 4.3.2 für die finanziellen Auswirkungen der Eigenverbrauchsregelungen verwendet.

Tabelle 4-1: Ergebnisse der Mittelfristprognosen zur Eigenversorgung

Angaben in TWh	2017 ⁸¹	2018 ⁸²	2019 ⁸³	2020 ⁸⁴	2021 ⁸⁵	2022
Grundlage der Darstellung EEG 2017						
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch, davon	74,10					
§ 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 100 % Umlage (sonstiger LV)	2,20					
§ 61 (1) Nr. 1 EEG 2017 - 100 % Umlage	0,04					
§ 61b Nr. 1 EEG 2017 - 40 % Umlage	0,24					
§ 61b Nr. 2 EEG 2017 - 40 % Umlage	1,90					
§ 61e (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage	0,00					
§ 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage	0,22					
§§ 61c, 61d, 61e (3), 61k (1) EEG 2017 (keine Umlage)	69,50					
davon § 61l (1) EEG 2017 (Verbrauch Speicher)	5,50					
Eigenversorgung ohne § 61 (1) Nr. 2/ § 61l (1)	66,40					
Grundlage der Darstellung EEG 2017 ab 2018						
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch, davon		73,84				
§ 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 – 100 % Umlage (sonstiger LV)		3,17				
§§ 61 (1) Nr. 1, 61c (2) EEG 2017 - 100 % Umlage		0,31				
§ 61c (2) EEG 2017 – 160 % Umlage		0,00				
§§ 61b, 61c (1) und (3), 61c (2), 61d EEG 2017 – 40 % Umlage		2,79				
§ 61g (1) und (2) EEG 2017 – 20 % Umlage		0,01				
§ 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage		0,64				
§ 61e, 61f, 61g (3), 61l (1) EEG 2017 - keine Umlage		66,92				
davon § 61l (1) EEG 2017 (Verbrauch Speicher)		5,74				
Eigenversorgung ohne § 61 (1) Nr. 2 / § 61l (1)		64,93				
Grundlage der Darstellung EEG 2017 ab 2019						
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch, davon			70,50			
§ 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 - 100 % Umlage (sonstiger LV)			3,44			
§§ 61 (1) Nr. 1, 61c (2) EEG 2017 - 100 % Umlage			0,38			
§ 61c (2) EEG 2017 – 160 % Umlage			0,00			
§§ 61b, 61c EEG 2017 - 40 % Umlage			4,03			
§ 61g (1) und (2) EEG 2017 - 20 % Umlage			0,03			
§ 61a Nr. 4 EEG 2017 - keine Umlage			0,56			
§ 61e, 61f, 61g (3), 61l (1) EEG 2017 - keine Umlage			62,06			
davon § 61l (1) EEG 2017 (Verbrauch Speicher)			5,83			
Eigenversorgung ohne § 61 (1) Nr. 2/ § 61l (1)			61,23			
Grundlage der Darstellung EEG 2021						
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch, davon				56,33	62,72	64,35
§ 61 (1) Nr. 2 EEG 2021 - 100 % Umlage (sonstiger LV)				4,41	4,56	4,69
§§ 61 (1) Nr. 1, 61c (2) EEG 2021 - 100 % Umlage				0,50	0,50	0,53
§ 61c (2) EEG 2021 - 160 % Umlage				0,31	0,52	0,54
§§ 61b, 61c (1) und (3), 61c (2), 61d EEG 2021 - 40 % Umlage				5,28	5,70	6,10
§ 61g (1) und (2) EEG 2021 - 20 % Umlage				0,11	0,27	0,52
§ 61a Nr. 4 EEG 2021 - keine Umlage				0,95	1,33	1,80
§ 61e, 61f, 61g (3) EEG 2021 - keine Umlage				44,77	49,84	50,16
zusätzlich § 61l (1) EEG 2021 (Verbrauch Speicher)				7,26	8,01	8,01
Eigenversorgung ohne § 61 (1) Nr. 2/ § 61l (1)				44,66	50,15	51,64
Eigenversorgung - Grundlage Mittelfristprognosen	66,40	64,93	61,23	44,66	50,15	51,64

Quelle: Mittelfristprognosen der Institute

⁸¹ Fraunhofer ISI, 2018

Im Rahmen dieses Erfahrungsberichts wurden die Berechnungsgrundlagen der Vorgängeruntersuchung⁸⁶ für die Jahre 2017 bis 2021 aktualisiert und entsprechende Berechnungen in den folgenden Unterkapiteln durchgeführt. Statistische Daten für 2022 lagen nur unvollständig vor.

Aus den Datenanalysen und Berechnungen zu den Einzelentwicklungen der Strommengen aus den verschiedenen Eigenversorgungskonzepten ergibt sich insgesamt ein Rückgang der Eigenversorgung zwischen den Jahren 2017 und 2021. Auffällig ist dabei, dass die Ergebnisse für das Jahr 2020 erstmals die entsprechenden Werte aus der aktuellen rückblickenden Analyse der Eigenversorgung übertreffen. Der starke Rückgang der Eigenversorgung aus der Mittelfristprognose für das Jahr 2020 mit starker Erhöhung des Prognosewerts für 2021, der einen Corona-bedingten Rückgang der Eigenversorgung im Jahr 2020 vermuten lässt, ist in den ausgewerteten Einzelstatistiken der Stromerzeugung nicht in diesem Umfang erkennbar. Im Jahr 2021 nähern sich die Werte wieder stark an und die Ergebnisse der Einzelanalyse liegen nur geringfügig über dem Wert aus der Mittelfristprognose.

Nicht berücksichtigt in der folgenden Übersicht ist der Eigenverbrauch der Braunkohletagebaue (geschätzt ca. 4 TWh/a), da er nicht eindeutig dem Kraftwerkseigenverbrauch oder der Eigenversorgung des Bergbaus zugeordnet werden kann. Unsicherheiten bestehen auch bei der statistischen Ausweisung der in der Industrie genutzten Scheibenpacht-Modelle nach §104 EEG 2017. Über die Höhe der Eigenversorgungsmengen aus Pachtmodellen gibt es bisher keine offiziellen Daten. Die Eigenversorgung der Jahre 2017 bis 2021 kann deshalb gegenüber den ausgewiesenen Strommengen in der folgenden Tabelle nach oben abweichen.

Tabelle 4-2: Strommengen in der Eigenversorgung 2014-2021

Eigenversorgung in TWh	2017	2018	2019	2020	2021
Erneuerbare Energien (erfasste Anlagen)	3,2	4,5	5,0	4,4	2,9
Kondensationskraftwerke und KWK-Anlagen im Kond.-Betrieb	11,7	13,4	12,3	11,6	12,1
Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, darunter	37,3	34,2	34,2	34,9	35,5
- <i>Allgemeine Versorgung</i>	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5
- <i>Industrielle Kraftwirtschaft ab 1 MW</i>	31,2	27,9	27,7	28,3	28,8
- <i>BHKW unter 1 MW</i>	3,8	4,0	4,2	4,4	4,4
- <i>Nicht erfasste biogene Anlagen</i>	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8
Summe Eigenversorgung bottom-up	52,2	52,1	51,7	50,9	50,5

Quellen: Öko-Institut, 2014, Öko-Institut, 2022, Destatis, BNetzA, Mittelfristprognosen der ÜNB.

Die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung wird in Kapitel 4.2 detailliert betrachtet. An dieser Stelle werden die Mengen in der Eigenversorgung zugeordnet. Die aktuellen Untersuchungen bestätigen die Einschätzungen aus dem vorangegangenen Erfahrungsbericht zur Verteilung der

⁸² Leipziger Institut für Energie GmbH 2019

⁸³ Fraunhofer ISI, 2020

⁸⁴ Leipziger Institut für Energie GmbH 2021, für 2021 und 2022 Prognosewert angesetzt, Eigenversorgung wird in aktueller Mittelfristprognose nicht mehr ausreichend untergliedert.

⁸⁵ RWTH Aachen University Lehrstuhl für Energiesystemökonomik, 2022 kommt für 2021 zu einem selbsterzeugten und sonst. Letztverbrauch sowie Lieferungen an Stromspeicher in Höhe von 58,5 TWh. Ohne Lieferungen an Stromspeicher (6,4 TWh) und sonstigen Letztverbrauch (2,0 TWh) verbleibt eine Eigenversorgung in Höhe von 50,1 TWh.

⁸⁶ Prognos AG/Boos Hummel & Wegerich, 2019.

Eigenversorgung. Der weit überwiegende Teil der Eigenversorgung findet nach wie vor mit industriellen Bestandsanlagen mit oder ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) statt.

Deutliche Zuwächse zeigen die kleinen KWK-Anlagen (unter 1 MW elektrische Leistung), die vornehmlich als Blockheizkraftwerke und in der Arealversorgung eingesetzt werden. Hier ermöglichte die Förderung über das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz den wirtschaftlichen Ausbau. Zugenommen hat entgegen dem allgemeinen Trend zumindest im Zeitraum zwischen 2017 und 2019 auch der Bestand der mittelgroßen KWK-Anlagen (bis 10 MW), die in der Industrie vorwiegend zur Eigenversorgung eingesetzt werden. Aufgrund einer Umstellung der Statistik werden die Angaben zu den Größenklassen ab 2020 nicht mehr ausgewiesen.

4.1.3.1. Strommengen aus erneuerbaren Energien

Die nach Erzeugungstechniken aufgeschlüsselten Daten zur Stromerzeugung und Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien wurden den Mittelfristprognosen entnommen (vgl. Tabelle 4-3), deren Prognosen jeweils auf einer detaillierten rückblickenden Analyse des Ausgangsjahrs beruhen. Diese Analysen differenzieren die Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien nach Erzeugungstechniken, aber nicht nach einzelnen Nutzergruppen (gewerbliche oder private Nutzung). Deshalb ist eine abschließende Aufteilung und separate Darstellung der Strommengen für die industrielle Eigenversorgung nicht möglich.

Bei der Auswertung der aktuellen, im Sommer 2022 erstellten Mittelfristprognose für die Jahre 2023 bis 2027 fällt auf, dass die rückblickenden Auswertungen zur Eigenversorgung im Jahr 2021 insbesondere bei den Energieträgern Wasserkraft und Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen (PV) deutliche Rückgänge aufweisen, die sich nicht durch einen Rückgang der Gesamterzeugung erklären lassen. Durch diese Neubewertung sinkt die Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2021 unter den Wert von 2017. Für 2022 liegen noch keine belastbaren Werte vor, hier wird in der folgenden Tabelle 4-3 als mögliche Entwicklung die Trendfortschreibung aus der aktuellen Mittelfristprognose 2023-2027 dargestellt. Die Strommenge zur Eigenversorgung auf der Grundlage erneuerbarer Energien stieg nach diesen Berechnungen von knapp 3,2 TWh (2017) zunächst bis auf 5,0 TWh (2019) und ging dann wieder bis auf 3,2 TWh (2021) zurück.

Seit dem Jahr 2012 ist die Eigenversorgung aus PV-Anlagen bei den Privathaushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen wirtschaftlich interessant, da ab diesem Zeitpunkt die Einspeisevergütungen unter dem jeweiligen Bezugspreis für Strom lagen. Aufgrund der niedrigeren Bezugspreise für Strom waren diese Konzepte für die Industrie – wenn überhaupt – erst seit Ende 2014 relevant und auch dann nur für kleinere Unternehmen, die nicht unter die Besondere Ausgleichsregelung fallen. In der aktuellen, krisenbedingten Hochpreisphase beim Strombezug stellt sich die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien deutlich günstiger dar. Insgesamt zeigt sich bei den (sonstigen) PV-Anlagen und auch beim Eigenverbrauch aus diesen Anlagen im Zeitraum von 2017 bis 2020 ein kontinuierlicher Zuwachs (vgl. Tabelle 4-3), auch weil in den letzten Jahren ein wirtschaftlicher Betrieb kleiner PV-Anlagen nur bei gleichzeitiger Eigenversorgung wirtschaftlich sinnvoll war. Der in der aktuellen Mittelfristprognose ausgewiesene Rückgang im Jahr 2021 entspricht nicht der Erwartung und ist ggf. auf eine geänderte Datengrundlage zurückzuführen. Der Anteil der Eigenversorgung an der Erzeugung stieg von 9,2 % (2017) bis auf 11,3 % (2020), 2021 ging er dann auf 8,4 % zurück. Die Eigenversorgung aus PV-Freiflächen-Anlagen hat bisher keine Relevanz.

Tabelle 4-3: Erzeugung von EE-Strom und Eigenversorgung 2017-2022

EE-Strommengen in GWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022*
Wasserkraft	6.413	5.443	6.215	5.167	5.600	5.550
Deponiegas	349	289	267	250	246	236
Klärgas	511	481	421	364	51**	53**
Grubengas	952	831	753	793	461	478
Energie aus Biomasse	41.036	40.506	40.200	40.999	40.180	40.268
Geothermie	239	207	234	197	210	210
Windenergie an Land	87.171	88.724	99.184	102.929	88.544	102.232
Windenergie auf See	17.414	19.179	24.379	26.903	24.015	26.229
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	27.495	30.923	31.788	33.948	32.247	35.351
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	10.949	13.243	2.162	14.913	14.762	16.652
EE-Strommengen insgesamt in GWh	192.529	199.826	205.603	226.463	206.317	227.259
Davon Eigenversorgung (EV)						
Wasserkraft	90	587	667	129	6	5
Deponiegas	0	3	3	0	5	6
Klärgas	455	428	374	319	15**	15**
Grubengas	0	0	0	0	0	0
Energie aus Biomasse	0	26	47	98	163	169
Geothermie	48	41	47	0	0	0
Windenergie an Land	17	14	16	18	23	45
Windenergie auf See	0	0	0	0	0	0
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	2.538	3.375	3.862	3.828	2.696	2.899
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	6	13	0	31	34	43
EE-EV insgesamt in GWh	3.154	4.487	5.016	4.423	2.941	3.181
Anteil Eigenversorgung	1,6%	2,2%	2,4%	2,0%	1,4%	1,4%
* Werte für 2022 aus Trendszenario der aktuellen Mittelfristprognose 2023-2027						
** Niedrigere Werte ab 2021 durch Annahme deutlich niedrigerer Volllaststunden (ca. 5.400 -> ca. 790 Vbh)						

Quelle: Mittelfristprognosen der ÜNB

Von den rund 1,8 TWh Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengasen im Jahr 2017 wurden knapp 0,5 TWh für Prozesse vor Ort direkt genutzt und fielen deshalb unter die Eigenversorgung. Hierbei handelte es sich 2017 noch ausschließlich um Strom aus Klärgas, dessen Produktion zwischen 2017 und 2020 rückläufig war und dann 2021 einbrach. Ein großer Teil des starken Rückgangs bei Strom aus Klärgas ab 2021 beruht auf deutlich niedriger angesetzten Volllaststunden für die installierte Leistung bei der Klärgasverstromung in der Berechnung der Mittelfristprognose (vgl. Tabelle 4-3). Der Eigenversorgungsanteil lag bei Strom aus Klärgas zwischen 2017 und 2020 mit 89 % bzw. 88 % sehr hoch. Im Jahr 2021 sank dieser Anteil dann auf knapp 30 %. Grubengas wurde nicht für die Eigenversorgung verstromt, bei Deponiegas lag der Anteil unter 3 %.

Bei der Wasserkraft waren die Strommengen in der Eigenversorgung trotz einer relativ konstanten Gesamterzeugung zwischen 2017 und 2021 mit Anteilen zwischen 10,8 % (2019) und 0,1 % (2021) stark schwankend und insgesamt rückläufig. Eine sehr geringer Eigenversorgungsanteil von unter 0,3 % zeigt sich in diesen Berechnungen bei der Verstromung biogener Stoffe. Hauptgrund hierfür ist, dass die in industriellen Kraftwerken eingesetzten biogenen Brennstoffe in dieser Erhebung nicht enthalten sind. Diese Biomassen werden beim Eigenverbrauch der Industrie mit bilanziert.

Bei der Geothermie zeigte sich in den Jahren 2017 bis 2019 noch ein weitgehend konstanter Eigenversorgungsanteil von 20 %. Nach den aktuellen Berechnungen wurde diese Eigenversorgung im Jahr 2020 eingestellt. Keine Relevanz hat die Eigenversorgung bisher bei den Erzeugungsarten Windenergie an Land und Windenergie auf See.

4.1.3.2. Strommengen aus industriellen Kraftwerken

Im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe hat die Stromerzeugung und Eigenversorgung eine lange Tradition. Bereits im Jahr 2010 verfügten knapp 370 Betriebe über eigene Stromerzeugungsanlagen mit einer Brutto-Engpassleistung von 1 MW oder mehr. Bis 2017 stieg die Anzahl auf knapp 550 Betriebe, im Jahr 2021 waren es bereits 585 Betriebe (vgl. Tabelle 4-4), Daten für 2022 liegen noch nicht vor. Betrachtet man die Entwicklung zwischen 2017 und 2019, zeigt sich ein leichter Rückgang in der Zahl der Betriebe mit größeren Anlagen (über 10 MW elektrischer Nettonennleistung), eine deutliche Zunahme weist hingegen die Zahl der Betriebe mit kleineren Anlagen (unter 10 MW) auf. Insbesondere diese kleinen Anlagen dienen der Deckung des Eigenbedarfs der Betriebe, eine Einspeisung erfolgt in der Regel nur, wenn die erzeugten Strommengen den Eigenbedarf (temporär) überschreiten.

Insgesamt und insbesondere im Verarbeitenden Gewerbe nahm auch die installierte Nettonennleistung der Anlagen zwischen 2010 und 2017 zu, der starke Rückgang zwischen 2010 und 2014 im Wirtschaftszweig 05 Kohlenbergbau begründet sich durch einen statistischen Effekt bei der Zuordnung der Bergbauverbundkraftwerke. Diese wurden ab 2012 nicht mehr zu den Industriekraftwerken gezählt, sondern zu den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung. Auffällig für den Zeitraum zwischen 2014 und 2017 ist der starke Zuwachs der installierten Leistung in den Betrieben der Branchen Metallerzeugung und -bearbeitung sowie in den nicht getrennt ausgewiesenen Branchen. Das Wachstum bei den bisher nicht getrennt ausgewiesenen Branchen deutet darauf hin, dass die Stromerzeugung zur Eigenversorgung seit 2014 auch außerhalb der klassischen Branchen für immer mehr Betriebe attraktiv wurde. Seit 2017 geht die Nettonennleistung insgesamt leicht zurück. Dies erklärt sich vor allem durch den Rückgang bei den größeren Anlagen, im Segment bis 10 MW stieg sie weiter kontinuierlich.

Durch eine in den letzten Jahren erfolgte Umstellung der statistischen Auswertung der Meldebögen durch das Statistische Bundesamt und der Einstellung der Publikation „Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4“ ab dem Jahr 2020 steht die Auswertung des Anlagenbestands im Bergbau und verarbeitenden Gewerbe nach Größenklassen nicht mehr zur Verfügung. Entsprechende Auswertungen auf der Grundlage anderer Datenbanken (Marktstammdatenregister etc.) sind bisher nicht möglich, sodass ab dem Jahr 2020 keine Aussagen zur weiteren Entwicklung nach Anlagengrößenklassen speziell im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe öffentlich verfügbar sind. Mit der Umstellung der statistischen Auswertung ab dem Jahr 2018 und der Bereitstellung von Detailergebnissen in der Genesis-Datenbank des Statistischen Bundesamtes stehen auf der anderen Seite umfangreichere Daten zur Verteilung der Anlagen, des Brennstoffeinsatzes und der Erzeugungsdaten auf die Branchen zur Verfügung. Diese erweiterte statistische Auswertung zeigt sich in den Auswertungstabellen durch die zusätzlich ausgewiesenen Branchenergebnisse ab dem Jahr 2018. Der große Anteil der nicht einzelnen Branchen zugeordneten Daten ging ab 2018 deutlich zurück.

Tabelle 4-4: Anzahl der Betriebe mit Stromerzeugungsanlagen und Leistung der Anlagen im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe 2010-2021

	2010	2014	2017	2018	2019	2020*	2021*
Anzahl der Betriebe mit Stromerzeugungsanlagen größer 1 MW Nettotonnenleistung							
Betriebe insgesamt	368	425	547	573	579	587	585
Anzahl Betriebe nach Größenklassen ihrer Anlagen							
unter 10 MW	214	267	375	415	426	k. A.	k. A.
10 MW - 50 MW	114	117	127	121	117	k. A.	k. A.
50 MW und mehr	40	41	45	37	36	k. A.	k. A.
Anzahl der Betriebe nach Wirtschafts-Abschnitten							
B Bergbau u. Gew. v. Steinen und Erden	21	17	20	19	17	16	14
davon 05 Kohlenbergbau**	7	3	6	5	4	4	4
C Verarbeitendes Gewerbe	347	408	527	554	562	571	570
Elektrische Nettotonnenleistung der Stromerzeugungsanlagen							
Insgesamt in MW	12.256	10.131	12.356	11.747	10.954	11.017	11.372
Nettonnenleistung nach Größenklassen der Anlagen							
unter 10 MW	806	979	1.253	1.331	1.373	k. A.	k. A.
10 MW - 50 MW	2.543	2.439	2.685	2.605	2.560	k. A.	k. A.
50 MW und mehr	8.906	6.713	8.419	7.802	7.021	k. A.	k. A.
Nettonnenleistung nach Wirtschafts-Abschnitten							
B Bergbau u. Gew. v. Steinen und Erden	2.889	197	556	270	236	203	206
davon 05 Kohlenbergbau ¹	2.803	148	504	215	183	.	.
C Verarbeitendes Gewerbe, davon	9.367	9.934	11.800	11.478	10.718	11.220	11.161
10 Herst. von Nahrungs- u. Futtermitteln	634	942	880	863	863	864	849
11 Getränkeherstellung	.	.	.	40	40	38	37
13 Herstellung von Textilien	22	37	8	7	7	8	8
16 H. v. Holz-, Flecht-/Korb-/Korkw. o. Möbel	671	552	560	317	309	307	308
17 H. v. Papier, Pappe und Waren daraus	1.480	1.522	1.673	1.275	1.265	1.316	1.325
18 H. v. Druckerzgn. Ton-, Bild-, Datenträger	.	.	.	65	64	64	56
19 Kokerei und Mineralölverarbeitung	1.378	1.446	1.226	1.017	1.110	1.124	1.123
20 H. v. chemischen Erzeugnissen	3.102	3.244	3.581	3.507	3.540	3.739	3.722
21 H. v. pharmazeutischen Erzeugnissen	.	.	.	63	66	66	66
22 H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	.	.	.	131	135	137	132
23 H. v. Glas/Glasw./Keramik, V. Steine/Erden	47	66	72	57	61	62	63
24 Metallherzeugung und -bearbeitung	1.603	1.506	2.226	3.077	2.150	2.183	2.197
28 Maschinenbau	.	.	.	94	109	109	106
29 H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen	.	.	.	832	858	863	1.009
30 Sonstiger Fahrzeugbau	.	.	.	28	34	41	41
Summe weitere Branchen Verarb. Gew. bzw. Einzelausweisung aus stat. Gründen gesperrt	430	619	1.574	105	107	299	119
. = Daten vorhanden, aber aus statistischen Gründen gesperrt							
* Die Statistik zur Verteilung der Stromerzeugungsanlagen auf Größenklassen wird seit 2020 nicht mehr fortgeführt. Entsprechende Auswertungen sind anhand des Marktstammdatenregisters nicht möglich.							
** seit dem 1. Januar 2012 zählen die Bergbauverbundkraftwerke statistisch nicht mehr zu den „Industriekraftwerken“, sondern zu den „Kraftwerken der allgemeinen Versorgung“							

Quelle: Statistisches Bundesamt 2010, Statistisches Bundesamt 2014, Statistisches Bundesamt 2017, Statistisches Bundesamt 2018, Statistisches Bundesamt 2019, Destatis B.

Bei der ausgewerteten Statistik ist zu beachten, dass deutliche Abgrenzungsprobleme zur Statistik der allgemeinen Stromversorgung bestehen. Die Meldung der Anlagen und der Strom- und zugehörigen Wärmeerzeugung für die Industriestatistik oder die allgemeine Versorgung erfolgt meist nach dem Selbstverständnis des Betreibers als Industriebetrieb oder als Energieversorgungsunternehmen. Darüber hinaus können Servicegesellschaften, die Strom und Wärme für einen Industriepark bereitstellen, auch dem Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen zugeordnet werden, sie tauchen dann nicht in dieser Statistik auf. Infolgedessen sind Aussagen über jährliche Veränderungen der industriellen Eigenversorgung auf der Grundlage dieser Statistik nicht belastbar, die Statistik gibt jedoch Auskunft über die Größenordnung und Verteilung auf die Branchen insgesamt. Bei der Betrachtung der Nettostromerzeugung hinsichtlich der Branchenverteilung zeigt sich die bereits bei der installierten Leistung erkennbare Dominanz der Branchen Chemie (20), Metallherzeugung (24) und Papier (17), auf die in Summe knapp zwei Drittel der industriellen Stromerzeugung entfallen.

Tabelle 4-5: Nettostromerzeugung im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe nach Branchen 2017-2021

	Nettostromerzeugung insgesamt in GWh					Veränderung 2017/2021	
	2017	2018	2019	2020*	2021*	abs.	relativ
Insgesamt	52.779	51.135	49.463	49.107	50.468	-2.311	-4,4%
Größenklassen Nettonennleistung [kW]							
unter 10 000	6.467	7.130	7.132	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
10 000 - 50 000	11.233	12.085	11.761	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
50 000 und mehr	35.079	31.921	30.571	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Ausgewählte Wirtschaftszweige							
B Bergbau/Gewinnung von Steinen/Erden	1.637	1.343	1.237	928	938	-699	-42,7%
05 Kohlenbergbau	1.383	1.080	1.007
08 Gew. v. Steinen/Erden, sonst. Bergbau	105	114	80
C Verarbeitendes Gewerbe	51.142	49.792	48.226	48.171	49.509	-1.633	-3,2%
10 Herstellung von Nahrungs-/ Futtermitteln	3.459	3.618	3.586	3.558	3.565	106	3,1%
11 Getränkeherstellung	.	200	188	186	185	.	.
13 Herstellung von Textilien	31	29	26	30	30	-1	-3,2%
16 H. v. Holz-/Flecht-/Korb-/Korkw. (o. Möbel)	1.863	1.847	1.844	1.920	1.861	-2	-0,1%
17 H. v. Papier, Pappe und Waren daraus	6.727	6.278	6.237	6.082	6.069	-658	-9,8%
18 H. v. Druckerzgn. Ton-, Bild-, Datenträger	.	332	326	316	245	.	.
19 Kokerei und Mineralölverarbeitung	4.797	5.173	4.815	4.672	4.427	-370	-7,7%
20 H. v. chemischen Erzeugnissen	16.455	15.864	14.968	16.487	16.849	394	2,4%
21 H. v. pharmazeutischen Erzeugnissen	.	315	363	352	357	.	.
22 H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	.	706	688	679	659	.	.
23 H. v. Glas/Glasw./Keramik, V. Steine/Erden	277	274	265	274	256	-21	-7,6%
24 Metallherzeugung und -bearbeitung	10.755	9.993	9.513	8.572	9.775	-980	-9,1%
28 Maschinenbau	.	299	374	350	363	.	.
29 H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen	.	4.090	4.247	3.937	4.036	.	.
30 Sonstiger Fahrzeugbau	.	166	183	207	200	.	.
Summe weitere Branchen Verarb. Gew. bzw. Einzelausweisung aus stat. Gründen gesperrt	6.778	608	603	549	632	-6.146	-90,7%
. = Daten vorhanden, aber aus statistischen Gründen gesperrt							
* Die Statistik zur Verteilung der Stromerzeugung auf die Größenklassen wird seit 2020 nicht mehr fortgeführt. Entsprechende Auswertungen sind anhand des Marktstammdatenregisters nicht möglich.							

Quelle: Statistisches Bundesamt 2017, Statistisches Bundesamt 2018, Statistisches Bundesamt 2019, Destatis B.

Bei den Stromerzeugungsanlagen der Industrie handelt es sich insbesondere bei den kleineren Anlagen fast ausschließlich um KWK-Anlagen. Lediglich unter den größeren Anlagen finden sich auch reine Kondensationskraftwerke und KWK-Anlagen, die zeitweise ohne Wärmeauskopplung im Kondensationsbetrieb gefahren werden. Bei diesen großen Anlagen zeigt sich seit 2017 ein Rückgang, sowohl bei der installierten Leistung als auch bei der Stromerzeugung, der durch die Zunahme bei den kleineren Anlagen nicht kompensiert wird.

Inwieweit es sich hierbei immer um die Außerbetriebnahme von Anlagen handelt, ist nicht eindeutig zu beantworten. Die größten Sprünge bei den ausgewiesenen Daten traten bei der Umstellung der Statistik zwischen 2017 und 2018 auf. Sprunghafte Rückgänge von in Summe über 1.100 MW verzeichneten zwischen 2017 und 2018 auch die installierten Leistungen in den Branchen Kohlenbergbau (05), Holz (16), Papier (17) und Kokerei und Mineralölverarbeitung (19). In den Jahren 2018 bis 2021 waren die Änderungen dann gering. Auf der anderen Seite stieg die installierte Leistung in der Branche Metallerzeugung und -bearbeitung (24) von 2017 auf 2018 um rund 800 MW, im Jahr 2019 ging diese um 700 MW zurück. Korrespondierend zu den Veränderungen bei der installierten Leistung zeigt sich bei der Stromerzeugung dieser Anlagen zwischen 2017 und 2020 ein stetiger Rückgang (vgl. Tabelle 4-6). Im Jahr 2021 stiegen sowohl die installierte Leistung als auch die Stromerzeugung leicht. Zwischen 2014 und 2017 legte die Stromerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe sowohl in Kraft-Wärme-Kopplung als auch ungekoppelt bzw. in Kondensationskraftwerken noch deutlich zu. Gegenüber 2017 zeigte sich bis 2021 ein Rückgang bei der gekoppelten Erzeugung, während die ungekoppelte Erzeugung im Jahr 2021 etwas über dem Niveau von 2017 lag.

Tabelle 4-6: Nettostromerzeugung im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe nach gekoppelter/ungekoppelter Erzeugung 2010-2021

	2010	2014	2017	2018	2019	2020	2021
Nettostromerzeugung in GWh							
Insgesamt B/C	48.937	42.178	52.779	51.135	49.463	49.107	50.468
Mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	29.795	29.711	37.134	33.205	33.009	33.687	34.326
Ohne KWK/ in Kondensationskraftwerken	19.142	12.467	15.645	17.930	16.454	15.420	16.142
B Bergbau und Gew. von Steinen/Erden¹							
Insgesamt	8.462	1.180	1.637	1.343	1.237	928	938
Mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	1.289	233	566	357	336	287	317
Ohne KWK/ in Kondensationskraftwerken	7.173	947	1.071	986	901	641	621
C Verarbeitendes Gewerbe							
Insgesamt	40.475	40.998	51.142	49.792	48.226	48.178	49.509
Mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	28.505	29.478	36.568	32.847	32.674	33.400	33.987
Ohne KWK/ in Kondensationskraftwerken	11.970	11.520	14.574	16.945	14.552	14.778	15.522
¹ Seit dem 1. Januar 2012 zählen die Bergbauverbundkraftwerke statistisch nicht mehr zu den „Industriekraftwerken“, sondern zu den „Kraftwerken der allgemeinen Versorgung“							

Quelle: Statistisches Bundesamt 2010, Statistisches Bundesamt 2014, Statistisches Bundesamt 2017, Destatis A, Destatis B.

Dominiert wird die industrielle Stromerzeugung nach wie vor von mit konventionellen Brennstoffen betriebenen KWK-Anlagen. Insgesamt stellen die Brennstoffe Kohle und Erdgas in industriellen Kraftwerken rund 60 % des Brennstoffeinsatzes zur Strom- und Wärmeerzeugung. Dabei stieg in den letzten Jahren der Einsatz von Erdgas auf rund 48 %, der von Braunkohle ging deutlich zurück. In der Industrie werden neben den klassischen Brennstoffen Kohle, Erdgas und Mineralölprodukte zusätzlich eine Vielzahl spezifischer Begleitgase, Koppelprodukte und Produktionsrückstände

genutzt. Zu nennen sind hier neben den unter den erneuerbaren Energien bereits aufgeführten Grubengasen aus dem stillgelegten Steinkohlenbergbau vor allem die in der Metallherzeugung genutzten Kuppelgase aus der Kokerei und Stahlerzeugung (Kokereigas und Hochofengas mit zusammen rund 12 %) sowie Reste der Papierherstellung und Altpapieraufbereitung (Spuckstoffe, Faser- und Deinkingschlämme etc.). In den Jahren 2017 bis 2021 betrug der Anteil von Hochofengas und Kokereigas an der gesamten Nettostromerzeugung der Branche Metallherzeugung in Summe rund 90 %. An erneuerbaren Energieträgern werden neben den festen biogenen Brennstoffen (rund 10 %) auch deutlich geringere Mengen flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe (Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegase) eingesetzt. Auch Rückstände und Reststoffe der Chemischen Industrie und der Mineralölverarbeitung oder der Holzindustrie werden zur Stromerzeugung genutzt. Diese Stoffe werden meist in größeren Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen) eingesetzt. Die folgende Tabelle 4-7 zeigt den Brennstoffeinsatz der industriellen Kraftwerke für die Jahre 2017 bis 2021, Tabelle 4-8 die daraus erzeugten Nettostrommengen. Bei der Nutzung der Brennstoffe in gekoppelter und ungekoppelter Stromerzeugung zeigen sich deutliche Unterschiede. Hochofengas und auch Kokereigas werden ausschließlich in der Metallherzeugung und dort wegen des Wärmeüberschusses in der Regel ohne Kraft-Wärme-Kopplung verstromt, Erdgas hingegen weist KWK-Anteile von über 90 % aus. Bei Stein- und Braunkohle sowie bei sonstigen hergestellten Gasen liegen die KWK-Anteile bei rund der Hälfte, alle anderen Energieträger zeigen Anteile zwischen zwei Dritteln und drei Vierteln der Stromerzeugung (vgl. Tabelle 4-9).

Tabelle 4-7: Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung im Bergbau und Verarb. Gewerbe 2017-2021

	Brennstoffeinsatz in TJ					Veränderung 2017/2021	
	2017	2018	2019	2020	2021	absolut	relativ
Insgesamt, davon	807.996	779.107	761.005	756.577	774.257	-33.739	-4,2%
in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	589.585	538.004	535.782	545.179	556.394	-33.191	-5,6%
ohne KWK/ in Kond.-kraftwerken	218.411	241.102	225.224	211.398	217.862	-549	-0,3%
Nach Energieträgern							
Stein- und Braunkohle							
Steinkohle	49.143	46.803	42.694	51.059	49.966	823	1,7%
Braunkohle	68.321	67.015	61.617	53.701	48.968	-19.353	-28,3%
Gase und Mineralölprodukte							
Erdgas, Erdölgas	359.590	351.459	348.450	358.342	369.150	9.560	2,7%
Kokereigas	28.221	28.476	25.760	24.774	22.428	-5.793	-20,5%
Hochofengas	78.024	72.309	69.395	60.270	71.415	-6.609	-8,5%
Sonstige hergestellte Gase	17.501	18.010	19.243	17.338	18.920	1.419	8,1%
Heizöle inkl. Dieselkraftstoff	19.397	17.782	19.850	17.089	18.829	-568	-2,9%
Raffineriegas	16.595	18.140	19.004	17.288	13.325	-3.270	-19,7%
Weitere Energieträger							
Feste biogene Stoffe	81.127	75.072	76.525	77.610	76.351	-4.776	-5,9%
Abfälle und Klärschlämme	23.971	24.512	24.349	25.931	29.306	5.335	22,3%
Andere Energieträger	66.106	59.529	54.118	53.175	55.599	-10.507	-15,9%

Quelle: Destatis A, Destatis B.

Der Brennstoffeinsatz ging zwischen 2017 und 2021 um über 33 Tsd. TJ zurück (-4,2 %). Auslöser waren insbesondere die Rückgänge in der Braunkohleverstromung und in der Verstromung von Kokerei- und Hochofengas. Der verringerte Brennstoffeinsatz zeigt sich auch in der Nettostromerzeugung dieser Anlagen (vgl. Tabelle 4-8).

Tabelle 4-8: Nettostromerzeugung im Bergbau und Verarb. Gewerbe nach Brennstoffen 2017-2021

	Nettostromerzeugung in GWh					Veränderung 2017/2020	
	2017	2018	2019	2020	2021	absolut	relativ
Insgesamt, davon	52.779	51.135	49.463	49.107	50.468	-2.311	-4,4%
in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	37.134	33.205	33.009	33.687	34.326	-2808	-7,6%
ohne KWK/ in Kond.-kraftwerken	15.645	17.930	16.454	15.420	16.143	498	3,2%
Nach Energieträgern							
Stein- und Braunkohle							
Steinkohle	3.653	2.832	2.579	3.194	3.041	-612	-16,8%
Braunkohle	2.694	2.382	2.226	1.730	1.589	-1.105	-41,0%
Gase und Mineralölprodukte							
Erdgas, Erdölgas	26.672	26.198	25.803	26.008	27.014	342	1,3%
Kokereigas	2.609	2.545	2.349	2.220	2.072	-537	-20,6%
Hochofengas	6.647	6.464	6.189	5.341	6.525	-122	-1,8%
Sonstige hergestellte Gase	710	873	942	853	855	145	20,4%
Heizöle inkl. Dieselkraftstoff	689	753	702	703	752	63	9,1%
Raffineriegas	577	755	719	696	548	-29	-5,0%
Weitere Energieträger							
Feste biogene Stoffe	3754	3.513	3.707	3.844	3.599	-155	-4,1%
Abfälle und Klärschlämme	800	776	768	928	1.007	207	25,9%
Andere Energieträger	3.974	4.044	3.479	3.590	3.468	-506	-12,7%

Quelle: Destatis A, Destatis B.

Tabelle 4-9: Umfang der KWK-Nettostromerzeugung und Anteile an der Gesamterzeugung nach Brennstoffen im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe 2017-2021

KWK-Nettostromerzeugung und Anteil KWK	2017		2018		2019		2020		2021	
	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil	GWh	Anteil
Stein- und Braunkohle										
Steinkohle	1.367	37%	1.210	43%	1.008	39%	1.586	50%	1.560	51%
Braunkohle	1.316	49%	1.268	53%	1.202	54%	855	49%	716	45%
Gase und Mineralölprod.										
Erdgas, Erdölgas	25.190	94%	24.232	92%	24.222	94%	24.234	93%	25.239	93%
Kokereigas	.	.	92	4%
Hochofengas	.	.	269	4%	385	6%	379	7%	428	7%
Sonst. hergestellte Gase	.	.	476	55%	447	47%	462	54%	460	54%
Heizöle inkl. Diesel	466	68%	475	63%	470	67%	461	66%	493	66%
Raffineriegas	346	60%	487	65%	459	64%	442	64%	348	64%
Weitere Energieträger										
Feste biogene Stoffe	2.950	79%	2.594	74%	2.891	78%	2.919	76%	2.704	75%
Abfälle u. Klärschlämme	660	83%	631	81%	547	71%	698	75%	769	76%
Andere/ stat. gesperrt*	4.840		1.472		1.380		1.651		1.610	

. = Daten vorhanden, aber aus statistischen Gründen gesperrt
* = Summe weitere Branchen bzw. Einzelausweisung aus statistischen Gründen gesperrt

Quelle: Destatis A, Destatis B.

4.1.3.3. Strommengen aus Kondensationskraftwerken und KWK-Anlagen im Kondensationsbetrieb

In Unternehmen oder Betriebsteilen mit hohem Strombedarf, in denen KWK-Wärme (Dampf bzw. Heißwasser) dauerhaft nicht genutzt und auch nicht an Dritte abgegeben werden kann, kommen auch ungekoppelte Erzeugungsanlagen zum Einsatz. Diese Eigenversorgung über die energetische Nutzung von Reststoffen und anderweitig nicht gleichwertig einsetzbaren Kuppelprodukten ist in

Bestandsanlagen in der Regel wirtschaftlich. Destillations- und Konversionsrückstände sowie energiereiche Reststoffe werden häufig in Kraftwerken der Mineralölverarbeitung und der Chemischen Industrie eingesetzt, Hochofengas und Kokereigas vor allem in der Metallherzeugung. Diese Einsatzstoffe werden in spezifisch an den jeweiligen Brennstoff und Einsatzort angepassten Kraftwerken eingesetzt. Sie entziehen sich deshalb – anders als das Gros der KWK-Anlagen einer typologischen Betrachtung (vgl. Kapitel 4.2.5.2).

Die ungekoppelte Stromerzeugung zur Eigenversorgung findet vor allem in der energieintensiven Industrie statt, insbesondere in den Branchen Metallherzeugung (24), in deutlich geringerem Umfang auch in der Kokerei und Mineralölverarbeitung (19), in der Chemischen Industrie (20) und bei der Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (29). Auf diese vier Branchen entfielen zwischen 2018 und 2021 in Summe jeweils über 90 % der ungekoppelten industriellen Stromerzeugung (vgl. Tabelle 4-10). Aufgrund des hohen Strombedarfs der genannten Branchen wurde und wird ein Großteil des erzeugten Stroms zur Eigenversorgung genutzt.

Tabelle 4-10: Ungekoppelte Stromerzeugung im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe 2017-2020

	Nettostromerzeugung ohne KWK/ in Kondensations-Kraftwerken in GWh					Veränderung 2017/2021	
	2017	2018	2019	2020*	2021*	abs.	relativ
Insgesamt	15.645	17.930	16.454	15.419	16.142	497	3,2%
Größenklassen Nettonennleistung [kW]							
unter 10 000	472	537	492	k. A.	k. A.	.	.
10 000 - 50 000	1.774	2.246	2.215	k. A.	k. A.	.	.
50 000 und mehr	13.398	15.148	13.747	k. A.	k. A.	.	.
Ausgewählte Wirtschaftszweige							
B Bergbau/Gewinnung von Steinen/Erden	1.071	986	901	641	621	-450	-42,0%
05 Kohlenbergbau	1.031	.	831
08 Gew. v. Steinen/Erden, sonst. Bergbau	1	3	2
C Verarbeitendes Gewerbe	14.574	16.945	15.552	14.771	15.522	948	6,5%
10 Herstellung von Nahrungs-/ Futtermitteln	73	9	11	5	4	-69	-94,5%
11 Getränkeherstellung	.	1	0	1	0	.	.
13 Herstellung von Textilien	0	0	0	0	0	0	.
16 H. v. Holz-/Flecht-/Korb-/Korkw. (o. Möbel)	474	511	540	592	593	119	25,1%
17 H. v. Papier, Pappe und Waren daraus	491	571	332	390	430	-61	-12,4%
18 H. v. Druckerzgn. Ton-, Bild-, Datenträger	.	11	20	21	0	.	.
19 Kokerei und Mineralölverarbeitung	1.997	2.328	2.045	2.047	1.856	-141	-7,1%
20 H. v. chemischen Erzeugnissen	1.511	1.550	1.387	1.709	1.638	127	8,4%
21 H. v. pharmazeutischen Erzeugnissen	.	0	1	1	5	.	.
22 H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	.	148	154	152	141	.	.
23 H. v. Glas/Glasw./Keramik, V. Steine/Erden	67	137	142	130	121	54	80,6%
24 Metallherzeugung und -bearbeitung	.	9.493	8.880	7.913	9.067	.	.
28 Maschinenbau	.	65	68	55	35	.	.
29 H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen	.	2.099	1.956	1.746	1.615	.	.
30 Sonstiger Fahrzeugbau	.	7	2	3	5	.	.
Summe weitere Branchen Verarb. Gew. bzw. Einzelausweisung aus stat. Gründen gesperrt	9.961	15	14	6	10	-9.951	-99,9%
. = Daten vorhanden, aber aus statistischen Gründen gesperrt							
* Die Statistik zur Verteilung der Stromerzeugung auf die Größenklassen wird seit 2020 nicht mehr fortgeführt. Entsprechende Auswertungen sind anhand des Marktstammdatenregisters nicht möglich.							

Quelle: Statistisches Bundesamt 2017, Statistisches Bundesamt 2018, Statistisches Bundesamt 2019, Destatis B.

Die Höhe der Eigenversorgung in der Industrie aus der ungekoppelten Stromerzeugung wird statistisch nicht erfasst und kann nur in der Größenordnung abgeschätzt werden: Grundsätzlich ist die Eigenversorgung für die Unternehmen kostengünstiger als der Bezug von Strom, deshalb wird der erzeugte Strom soweit möglich am Standort genutzt. Allerdings kann aufgrund von Schwankungen im Strombedarf der Unternehmen in der Regel nicht die gesamte erzeugte Strommenge selbst genutzt werden, so dass ein Teil des Stroms weiterverkauft wird. Unterstellt man über alle dargestellten Branchen für die ungekoppelte Stromerzeugung einen Eigenversorgungsanteil von im Mittel 75 %, ergibt sich für das Jahr 2017 in den Betrieben des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden sowie im Verarbeitenden Gewerbe eine Eigenversorgung ohne Nutzung der KWK in Höhe von insgesamt rund 11,7 TWh (75 % von 15,6 TWh). Nach einem Anstieg auf 13,4 TWh im Jahr 2018 sank sie 2019 auf rund 12,3 TWh und 2020 auf rund 11,6 TWh. Im Jahr 2021 stieg sie dann wieder leicht auf 12,1 TWh.

4.1.3.4. Strommengen aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung

Auch für die gekoppelte Stromerzeugung in KWK-Anlagen liegen keine belastbaren, differenzierten Statistiken zur Eigenversorgung im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe vor. Hinzu kommt, dass KWK-Anlagen zur Eigenversorgung auch außerhalb der Industrie von privaten oder gewerblichen Anwendern eingesetzt werden, die insbesondere hinsichtlich ihrer Erzeugungsdaten und Eigennutzungsquoten für den erzeugten Strom statistisch schlecht erfasst werden. Die Strommengen müssen deshalb anhand relevanter Studien abgeschätzt werden.

Die Eigenversorgung aus KWK-Anlagen wurde im Jahr 2014 vom Öko-Institut für den Datenstand 2012 detailliert analysiert und um statistisch nicht erfasste Kleinanlagen ergänzt.⁸⁷ Die Studie kommt für das Jahr 2012 zu dem Ergebnis einer Gesamt-Eigenversorgung aus KWK-Anlagen in Deutschland in Höhe von 28,6 TWh (vgl. Tabelle 4-11). Diese Strommenge basiert auf angenommenen Anteilen der Eigenversorgung an der Gesamtstromerzeugung in den verschiedenen Anwenderbranchen. Neben den öffentlichen Statistiken wurden hierfür interne Statistiken des Öko-Instituts zum Bestand an kleinen KWK-Anlagen insbesondere in der Objekt- und Arealversorgung herangezogen.

Tabelle 4-11: KWK-Eigenversorgung 2008-2012

	2008	2009	2010	2011	2012
Anteile der Eigenerzeugung					
Allgemeine Versorgung	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %
Industrielle Kraftwirtschaft	50 %	60 %	69 %	73 %	84 %
BHKW unter 1 MW elektrischer Leistung	60 %	60 %	60 %	60 %	60 %
Nicht erfasste biogene Anlagen	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
KWK-Eigenerzeugung in TWh					
Amtlich erfasst in	14,5	17,5	22,1	22,1	25,3
Allgemeine Versorgung	1,6	1,5	1,6	1,5	1,5
Industrielle Kraftwirtschaft	12,8	15,9	20,5	20,6	23,8
Nicht amtlich erfasst, da	1,9	2,2	2,5	2,8	3,3
BHKW unter 1 MW elektrischer Leistung	1,6	1,7	2	2,3	2,7
Nicht erfasste biogene Anlagen	0,3	0,5	0,5	0,5	0,6
Summe	16,4	19,7	24,6	25,0	28,6

Quelle: Öko-Institut, 2014.

⁸⁷ Öko-Institut, 2014.

Der Schwerpunkt der Eigenversorgung aus KWK-Anlagen liegt demnach in der Industrie und dort auf größeren Anlagen (GT-Anlagen, Dampfturbinen, GuD etc.), die vorwiegend in der energieintensiven Industrie mit gleichzeitig hohem Strom- und Wärmebedarf genutzt werden. Darüber hinaus wurden in den letzten Jahren vermehrt auch kleinere Anlagen (kleine bis mittlere BHKW) installiert.

Aus dem Forschungsbericht „Entwicklung des Investitionsumfelds im Bereich gewerblicher KWK-Eigenerzeugungsanlagen und Perspektiven für Förderstrategien“ (Prognos et. al., 2021) geht hervor, dass bei fossilen BHKW unter 1 MW_{el} ein Prozentsatz von 60 % für die Eigenversorgung nicht mehr die veränderten Förderverhältnisse nach der KWKG-Novelle 2016 widerspiegelt und deshalb niedriger anzusetzen sei. Da derzeit noch einige Bestandsanlagen in Betrieb sind, wird im Rahmen dieser Abschätzung ein Anteil von 50 % angesetzt.

Entwicklung der Eigenversorgung aus gekoppelter Stromerzeugung insgesamt

Auf der Grundlage der vom Öko-Institut 2014 ermittelten Eigenversorgungsanteile für das Jahr 2012, die mit Ausnahme der Anteile für kleine KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 1 MW für den Zeitraum 2012 bis 2021 als konstant angenommen werden, wurden die Strommengen in der Eigenversorgung für die Jahre 2017 bis 2020 mit den aktuellen Daten zur KWK-Stromerzeugung aktualisiert.

Im Ergebnis ging die KWK-Eigenversorgung insgesamt zwischen 2017 (37,3 TWh) und 2019 zunächst um rund 9 % zurück, stieg dann bis 2021 allerdings wieder um rund 4 % und erreichte im Jahr 2021 dann 35,5 TWh. Die Entwicklung in den einzelnen Segmenten wird im Folgenden ausgeführt. Aktuelle Datengrundlagen für Berechnungen der Eigenversorgung 2022 liegen noch nicht vollständig vor.

Tabelle 4-12: KWK-Eigenversorgung 2017-2021 nach Daten des Öko-Instituts 2021

Anteile der Eigenerzeugung		2017	2018	2019	2020	2021					
Allgemeine Versorgung		3 %	3 %	3 %	3 %	3 %					
Industrielle Kraftwirtschaft		84 %	84 %	84 %	84 %	84 %					
BHKW unter 1 MW elektrischer Leistung		50 %	50 %	50 %	50 %	50 %					
Grubengas-Einspeiser		0 %	0 %	0 %	0 %	0 %					
Nicht erfasste biogene Anlagen		5 %	5 %	5 %	5 %	5 %					
Erzeugung	Stromerzeugung insgesamt					Davon Eigenerzeugung					
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
in KWK in TWh, davon		110,3	108,2	107,3	106,1	109,9	37,3	34,2	34,2	34,9	35,5
Amtlich erfasst in		86,8	82,3	80,8	79,8	84,0	32,7	29,4	29,2	29,7	30,3
Allgemeine Versorgung		49,7	49,1	47,8	46,1	49,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5
Industrielle Kraftwirtschaft		37,1	33,2	33,0	33,7	34,3	31,2	27,9	27,7	28,3	28,8
Nicht amtlich erfasst, da		25,8	25,9	26,4	26,3	26,0	4,7	4,8	5,0	5,2	5,2
BHKW unter 1 MW*		7,6	7,9	8,3	8,7	8,7	3,8	4,0	4,2	4,4	4,4
Grubengas-Einspeiser		0,8	0,7	0,7	0,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nicht erfasste biogene Anlagen*		17,4	17,3	17,4	17,4	16,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8

* Daten des Öko-Instituts aus aktuellen Berechnungen zum KWK-Monitoring im Auftrag des BMWK

Quelle: Öko-Institut, 2022, Destatis A, Destatis B

Eigenversorgung mit größeren KWK-Anlagen in der Industrie

Die Stromerzeugung unter Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung in den Betrieben des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden sowie des Verarbeitenden Gewerbes – der industriellen Kraftwirtschaft – ging zwischen 2017 und 2021 um knapp 8 % von 37,1 TWh bis auf 34,3 TWh zurück

(vgl. Tabelle 4-12). Unterstellt man einen gleichbleibenden Anteil der Eigenversorgung an der Stromerzeugung, ging die Eigenversorgung im gleichen Zeitraum von 31,2 TWh auf 28,8 TWh zurück. Eine detaillierte Branchenzuweisung der Eigenversorgung anhand branchenspezifischer Eigenversorgungsquoten ist nicht möglich. Deshalb wird die Mengenentwicklung anhand der Nettostromerzeugung insgesamt diskutiert. Der Großteil des absoluten Rückgangs entfiel auf das Verarbeitende Gewerbe und hier insbesondere auf die Branche Papier (17). Rückgänge verzeichnen auch die Branchen Kokerei und Mineralölverarbeitung (19) sowie Holz (16). Eine weitere Branchenzuordnung ist nicht möglich, da die Daten vieler Branchen für das Ausgangsjahr 2017 aus statistischen Gründen gesperrt sind. Zuwächse verzeichneten die Branchen Nahrungs- und Futtermittel (10) sowie Chemie (20). Details zur zeitlichen Entwicklung und zur Branchenaufteilung sind Tabelle 4-13 zu entnehmen.

Tabelle 4-13: *KWK-Stromerzeugung im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe 2017-2021*

	Nettostromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung in GWh					Veränderung 2017/2021	
	2017	2018	2019	2020*	2021*	abs.	relativ
Insgesamt	37.134	33.205	33.009	33.687	34.326	-2.808	-7,6%
Größenklassen Nettonennleistung [kW]							
unter 10 000	5.995	6.593	6.640	k. A.	k. A.	.	.
10 000 - 50 000	9.459	9.839	9.546	k. A.	k. A.	.	.
50 000 und mehr	21.681	16.773	16.824	k. A.	k. A.	.	.
Ausgewählte Wirtschaftszweige							
B Bergbau/Gewinnung von Steinen/Erden	566	357	336	287	317	-249	-44,0%
05 Kohlenbergbau	352	.	176
08 Gew. v. Steinen/Erden, sonst. Bergbau	104	111	78
C Verarbeitendes Gewerbe	36.568	32.847	32.674	33.400	33.987	-2.581	-7,1%
10 Herstellung von Nahrungs-/ Futtermitteln	3.386	3.609	3.575	3.553	3.561	175	5,2%
11 Getränkeherstellung	.	199	188	185	185	.	.
13 Herstellung von Textilien	31	29	26	30	30	-1	-3,2%
16 H. v. Holz-/Flecht-/Korb-/Korkw. (o. Möbel)	1.389	1.336	1.304	1.328	1.268	-121	-8,7%
17 H. v. Papier, Pappe und Waren daraus	6.236	5.707	5.905	5.692	5.639	-597	-9,6%
18 H. v. Druckerzgn. Ton-, Bild-, Datenträger	.	321	306	295	245	.	.
19 Kokerei und Mineralölverarbeitung	2.800	2.845	2.770	2.625	2.571	-229	-8,2%
20 H. v. chemischen Erzeugnissen	14.944	14.314	13.581	14.778	15.211	267	1,8%
21 H. v. pharmazeutischen Erzeugnissen	.	315	362	351	352	.	.
22 H. v. Gummi- und Kunststoffwaren	.	558	534	527	518	.	.
23 H. v. Glas/Glasw./Keramik, V. Steine/Erden	210	137	123	144	135	-75	-35,7%
24 Metallerzeugung und -bearbeitung	.	500	633	659	708	.	.
28 Maschinenbau	.	234	306	295	328	.	.
29 H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen	.	1.991	2.291	2.191	2.421	.	.
30 Sonstiger Fahrzeugbau	.	159	181	204	195	.	.
Summe weitere Branchen Verarb. Gew. bzw. Einzelausweisung aus stat. Gründen gesperrt	7.572	593	589	543	622	-6.950	-91,8%
. = Daten vorhanden, aber aus statistischen Gründen gesperrt							
* Die Statistik zur Verteilung der Stromerzeugung auf die Größenklassen wird seit 2020 nicht mehr fortgeführt. Entsprechende Auswertungen sind anhand des Marktstammdatenregisters nicht möglich.							

Quelle: Statistisches Bundesamt 2017, Statistisches Bundesamt 2018, Statistisches Bundesamt 2019, Destatis B.

Eigenversorgung aus kleinen KWK-Anlagen und im Sektor GHD

Im Sektor GHD werden vor allem kleinere BHKW (<1 MW) für die Objekt- und Arealversorgung genutzt. Wesentliche Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit ist in diesem Bereich, in dem die Anlagen im Normalfall wärmegeführt gefahren werden, eine hohe Strom-Eigennutzungsquote. Ausgehend von den Berechnungen des Öko-Instituts ergibt sich für das Jahr 2017 eine Eigenversorgung aus BHKW mit einer Leistung von <1 MW in Höhe von rund 3,8 TWh. Durch den Zubau von BHKW in den Jahren 2017 bis 2021 stieg auch die zur Eigenversorgung genutzte Strommenge. Legt man den mittleren Eigenversorgungsanteil für die Stromerzeugung aus kleinen Anlagen in Höhe von 50 % zu Grunde, ergibt sich zwischen 2017 und 2021 eine Steigerung der Eigenversorgungsmenge um rund 14 % bis auf 4,4 TWh.

In größeren Betrieben des Sektors GHD kommen neben den kleinen BHKW auch Eigenversorgungsanlagen in Form vom größeren BHKW mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW zum Einsatz. Größere Betriebe außerhalb des Produzierenden Gewerbes (Industrie) weisen häufig einen gleichmäßigen und hohen Strom- und Wärmebedarf bzw. Kältebedarf auf, der den wirtschaftlichen Betrieb einer mittleren bis größeren KWK-Anlage ermöglicht. Zu diesen größeren Verbrauchern im Sektor GHD gehören beispielsweise größere Liegenschaften in der Wohnungswirtschaft (Quartiersversorgung) sowie Einzelobjekte wie Kühlhäuser, Krankenhäuser oder Flughäfen. Die in diesem Bereich installierten BHKW, die teilweise in Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung in Verbindungen mit Kältemaschinen ausgeführt sind, werden von den vorliegenden Statistiken nicht separat erfasst, ihr Beitrag zur Eigenversorgung ist deshalb nicht bekannt.

Auch die Stromerzeugungsunternehmen der öffentlichen Versorgung setzen vermehrt kleine und mittlere BHKW in ihren Versorgungsnetzen ein. Insbesondere bei Stadtwerken, die zusätzlich als Betreiber von öffentlichen Einrichtungen wie z. B. Bädern fungieren, wird der Strom dieser KWK-Anlagen teilweise auch zur Eigenversorgung genutzt. Das Öko-Institut beziffert den Anteil der Eigenversorgung an der KWK-Erzeugung der Allgemeinen Versorgung in ihrer Studie aus dem Jahr 2012 mit 3 %, neuere Daten liegen bisher nicht vor. Setzt man diesen Anteil wegen fehlender aktueller Daten als konstant an, ergibt sich aus der Gesamtstromerzeugung in KWK in Höhe von 49,7 TWh im Jahr 2017 eine Eigenversorgung von rund 1,5 TWh. Die Erzeugungsmenge von KWK-Anlagen in der Allgemeinen Versorgung blieb nach einem zwischenzeitlichen leichten Rückgang zwischen 2017 und 2021 annähernd konstant.

Sonstige Eigenversorgung in der Industrie

Bei der Schätzung der Strommengen der industriellen Eigenversorgung besteht Unklarheit darüber, inwieweit weitere Mengen der industriellen Eigenversorgung zugeordnet werden sollten. Zum Eigenverbrauch zu zählen sind nach Energy Brainpool⁸⁸ zusätzlich noch der Stromverbrauch der Braunkohletagebaue für die Kohleförderung in den deutschen Braunkohlerevieren in einer Größenordnung von schätzungsweise 4 TWh. Es ist unklar, ob diese Menge dem Eigenverbrauch der Kraftwerke zugerechnet werden sollte oder der Eigenversorgung des Bergbaus. Da die in unmittelbarer Nähe der Tagebaue angesiedelten Kraftwerke über die Kohleaufbereitung hinaus keine Wärme nutzen, wäre diese Strommenge den Kondensationskraftwerken zuzurechnen.

⁸⁸ Energy Brainpool, 2014.

Zusätzlich zu den klassischen Eigenversorgungs­lösungen der Industrie bestehen nach wie vor Pachtmodelle zwischen Industrieunternehmen und Unternehmen der Allgemeinen Versorgung. In diesen Pachtmodellen werden Anlagen der Allgemeinen Versorgung ganz oder teilweise („Kraftwerksscheiben“) an räumlich in der Nähe angesiedelte Industrieunternehmen verpachtet, die diese Anlagen dann entsprechend als Eigenerzeugungsanlagen geltend machen. Zumeist werden diese Anlagen über eigene Leitungen angebunden, so dass das öffentliche Stromnetz nicht genutzt wird. Es ist unklar, ob diese Anlagen statistisch dann als Industriekraftwerke gemeldet werden und in der Industriestromstatistik auftauchen, oder ob sie weiterhin als Anlagen der allgemeinen Versorgung gelten und in deren Statistik gemeldet werden. Hieraus ergibt sich eine statistische Unsicherheit, die Größenordnung dieser Pachtmodelle ist nicht bezifferbar.

Klarheit schaffen wird zukünftig eine Datenerhebung und Auswertung auf der Grundlage der Umsetzung der „Amnestie-Regelungen“ für Scheibenpacht-Modelle, die die Bundesnetzagentur erstmals im „Hinweis zur EEG-Umlagepflicht für Stromlieferungen in Scheibenpacht-Modellen und ähnlichen Mehrpersonen-Konstellationen und zum Leistungsverweigerungsrecht nach der „Amnestie-Regelung“ des § 104 Abs. 4 EEG 2017“ am 26. Januar 2017 veröffentlichte.⁸⁹ Die „Amnestie-Regelung“ räumt den an bestehenden Scheibenpacht-Modellen Beteiligten Erzeugern und Nutzern des Stroms ein Leistungsverweigerungsrecht für die Zahlung der EEG-Umlage ein. Sie setzt allerdings unter anderem voraus, dass der tatsächliche Betreiber der Stromerzeugungsanlage mitteilen muss, seit wann er welche Letztverbraucher (Scheibenpächter) aus welcher Stromerzeugungsanlage (mit Angabe der jeweiligen installierten Leistung) beliefert hat. Die gesetzliche Frist für diese Mitteilungen war zunächst der 31. Mai 2017. Diese Frist wurde allerdings immer wieder verlängert und fand auch Eingang in die Übergangsregelungen des §104 EEG 2021. Die Auswertung der eingegangenen Daten ist noch nicht abgeschlossen.

4.2. Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung

4.2.1. Einleitung

Eigenversorgung ist von den meisten Abgaben und Umlagen teilweise bis vollkommen befreit, was ihr eine privilegierte Stellung gegenüber anderen Versorgungsoptionen bzw. Geschäftsmodellen einbringt. Eine Neuerung des EEG 2014 gegenüber dem EEG 2012 war der grundsätzliche Einbezug von Eigenversorgung in die Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien. In Bezug auf die EEG-Umlage war die Eigenversorgung nach EEG 2012 bis zum 01. August 2014 vollständig befreit, seit der EEG-Novelle 2014 wurde sie nach § 61 EEG 2014 unter Berücksichtigung eines Bestandsschutzes und einer Mindestgröße der Anlage an der EEG-Umlage anteilig belastet. Bestandsanlagen und Kleinstanlagen mit einer elektrischen Leistung von unter 10 kW und mit einer Erzeugung von weniger als 10 MWh waren nach EEG 2014 von der Belastung mit der EEG-Umlage ausgenommen.

Diese Regelungen des EEG 2014 waren von der Europäischen Kommission zunächst bis 2017 befristet genehmigt, um eine umfassende Evaluierung zu ermöglichen. Im Ergebnis wurde der § 61 des EEG 2014 im Jahr 2018 überarbeitet und in den neuen §§ 61c und 61d EEG 2017 (Stand 2018) angepasste Regelungen zur EEG-Begrenzung für den Neubau von hocheffizienten KWK-Anlagen mit einer

⁸⁹ BNetzA, 2017.

elektrischen Leistung von mehr als 1 MW bis einschließlich 10 MW aufgenommen. Die Details hierzu sind Kapitel 4.2.6.5 zu entnehmen.

Die Analyse basiert auf einem typologischen Ansatz und der Betrachtung standardisierter Abnahme- bzw. Eigenversorgungsfälle. Die Analysen zur Eigenversorgung sind eng verzahnt mit den Berechnungen, die von der Prognos AG in den letzten Jahren im Rahmen des KWK-Monitorings durchgeführt wurden. Sämtliche Eingangsparameter, wie Strom- oder Gasbezugskosten, Investitions- und Betriebskosten von KWK-Anlagen und auch die Definition typischer Anlagenkonfigurationen entsprechen denen aus dem KWK-Monitoring. Diese einheitliche Vorgehensweise stellt eine konsistente Betrachtung der unterschiedlichen Einsatzorte und Betriebsweisen von KWK-Anlagen sicher.

Für Eigenversorgungslösungen wird die Wirtschaftlichkeit der Errichtung einer Neuanlage auf der Grundlage der Ende 2018 gültigen Regelungen (EEG 2017) untersucht. Diese Regelungen sind für KWK-Anlagen das Ergebnis der Abstimmungen mit der Europäischen Kommission zu einer Anpassung der EEG-Belastung für Neuanlagen aus dem EEG 2014. Die Betrachtung der ungekoppelten Stromerzeugung auf der Basis von Erdgas wird anhand von zwei Beispielfällen vorgenommen, allerdings werden hier ausschließlich die Stromerzeugungskosten ohne Wärmeerlöse betrachtet. Auch bei der ausschließlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (PV) gehen nur die Strombezugskosten und die Grenzkosten der Stromerzeugung für die Eigenversorgung ein.

Die zentrale Eingangsgröße für die Berechnungen sind die Strombezugskosten (Endkundenstrompreise) der Jahre 2019 bis 2023, da sie als Vergleichsgröße in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen eingehen. Die in Kapitel 4.2.6.6 dargestellten Endkundenstrompreise berücksichtigen in den verschiedenen Abnahmefällen nicht nur die Abhängigkeit der Strompreise von den Abnahmemengen, sondern auch die besonderen Regelungen, die für die einzelnen Verbrauchsgruppen bei den Umlagen, Entgelten und Abgaben sowie bei der Stromsteuer gelten. Hierzu gehören neben Regelungen der BesAR für die EEG-Umlage auch die jeweiligen Netzentgelte nach Abnahmeebene, die bei großen und sehr großen industriellen Verbrauchern nach § 19 StromNEV als reduzierte individuelle Netzentgelte angenommen werden. Eingang in die Strompreise findet auch die unterschiedliche Höhe der Konzessionsabgabe und der KWKG-Umlage sowie ggf. die Regelungen zum Stromsteuernachlass, -spitzenausgleich und bei den großen und sehr großen Industriefällen auch die Strompreiskompensation für die Abnahmegruppen. Die Parameter wurden für die einzelnen Abnahmefälle im Rahmen des KWK-Monitorings festgelegt und für den Zeitraum bis zum Jahr 2040 fortgeschrieben. Sie werden für die Berechnungen dieses EEG-Erfahrungsberichts sowohl für die Analyse des Anlagenbestands als auch insbesondere für die Bewertung von Neuanlagen übernommen.

4.2.2. Kosten und Potenziale für Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien, insbesondere in der Industrie

In den letzten Jahren gingen die Erzeugungskosten für Strom aus erneuerbaren Quellen kontinuierlich zurück. Heute ist abzusehen, dass konventionell erzeugter Strom als Bezug aus dem Netz, aber auch in der Eigenversorgung durch die zunehmende Belastung mit CO₂-Kosten über den ETS oder das BEHG immer teurer werden wird. Darüber hinaus wird von der derzeitigen Bundesregierung ein schneller Umstieg auf eine vollständig CO₂-freie Stromerzeugung angestrebt. Vor diesem Hintergrund prüfen immer mehr Unternehmen, ob sich Eigenversorgungslösungen auf

der Grundlage erneuerbarer Energien für sie anbieten. Alternativ hierzu wären auch Stromlieferverträge für ausschließlich erneuerbar erzeugten Strom (PPA) möglich.

Für die Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien kommen unterschiedliche Erzeugungstechnologien infrage, die sich jedoch nicht uneingeschränkt auf oder in direkter Nähe der industriellen Verbrauchsstandorte realisieren lassen. Eine Restriktion ist neben den Erzeugungskosten des Stroms insbesondere die Verfügbarkeit ausreichender Flächen zur Errichtung der Erzeugungsanlagen. Zusätzlich muss bei Erzeugung aus intermittierenden Quellen wie Photovoltaik oder Wind ggf. ein zusätzlicher Stromspeicher vorgesehen werden, um einen konstanten Versorgungsanteil für die eigene Produktion zu gewährleisten.

Eine Eigenversorgung über Biomasse oder Biogas benötigt gegenüber einer konventionellen Stromerzeugung aus Erdgas den geringsten (Lagerfläche für Biomasse) bzw. keinen zusätzlichen Flächenbedarf. Die Verfügbarkeit dieser Energieträger ist jedoch mit regionalen Ausnahmen stark begrenzt, sodass nur wenige Unternehmen diesen Weg gehen können.

Auch die Installation von PV-Anlagen auf Dachflächen kommt ohne zusätzlichen Flächenbedarf aus, allerdings ist hier der Energieertrag deutlich geringer als bei Biomasse/Biogas. Deshalb kommt diese Erzeugungstechnik nur für Betriebe mit geringerem Strombedarf und ausreichenden Dachflächen infrage, beispielsweise für Lager oder den (größeren) Einzelhandel in Gewerbegebieten.

Größere Strommengen lassen sich nur über PV-Freiflächenanlagen sowie Windenergieanlagen erzeugen, die in jedem Falle zusätzliche Flächen benötigen, meist außerhalb des eigentlichen Produktionsgeländes. Dabei hat eine Freiflächen-PV-Anlage oder eine auf flachen Dächern errichtete aufgeständerte PV-Anlage für die Erzeugung der gleichen Strommenge einen ungefähr doppelt so hohen Platzbedarf wie eine PV-Dachanlage, und eine Windenergieanlage benötigt durch die einzuhaltenden Anlagenabstände noch einmal mehr Platz.

Tabelle 4-14 zeigt den mittleren Flächenbedarf der drei Technologien für eine jährliche Erzeugungleistung von jeweils einer Gigawattstunde (GWh).

Tabelle 4-14: Mittlerer Flächenbedarf für die Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien

Technologie	Flächenbedarf [Hektar/GWh*a]
PV-Dach (nicht aufgeständert)	0,55
PV-Freifläche oder aufgeständert	1,02
Wind (onshore)	1,24

Quelle: Fraunhofer ISE A; Deutsche Windguard 2020; eigene Berechnungen.

Um die Dimension des Flächenbedarfs aufzuzeigen, die allein die unter die BesAR fallenden stromkostenintensiven Betriebe des Produzierenden Gewerbes in Deutschland benötigen würden (rund 100 TWh im Jahr 2021), kann anhand der Werte aus Tabelle 4-14 ein Gesamtflächenbedarf für die Erreichung eines bestimmten Anteils an der gesamten von der BesAR umfassten Strommenge abgeschätzt werden. Tabelle 4-15 zeigt beispielhaft die Ergebnisse für einen Eigenversorgungsanteil von 5 %, 10 %, 20 % und 30 % für die benötigte Gesamtfläche absolut und zur besseren Einordnung anteilig an der gesamten Industrie- und Gewerbefläche in Deutschland⁹⁰. Außerdem ist der

⁹⁰ Es wird eine Industrie- und Gewerbefläche von insgesamt 338.800 Hektar angenommen (Destatis C, 2021). Die Fläche der Industriebetriebe ist kleiner, wird jedoch in der offiziellen Statistik nicht gesondert ausgewiesen.

durchschnittliche Flächenbedarf pro Abnahmestelle bei angenommenen 2.672 Abnahmestellen im Produzierenden Gewerbe 2021 ausgewiesen. Benötigte Flächen für möglicherweise notwendige Hilfstechneik (Batterien, Schaltanlagen, etc.) sind dabei nicht inbegriffen.

Die Übersicht zeigt, dass relevante Eigenversorgungsanteile sowohl insgesamt als auch für jedes Unternehmen zu einem hohen Flächenbedarf führen. Diese Flächen sind nur in den wenigsten Fällen an den Industriestandorten vorhanden.

Tabelle 4-15: Flächenbedarf zur Erreichung verschiedener Eigenversorgungsanteile mit Strom aus erneuerbaren Energien, Berechnungen für 2021

Anteil EE-Eigenversorgung	5 %	10 %	20 %	30 %
Erzeugung mit PV-Dach (nicht aufgeständert)				
gesamt [Hektar]	2.750	5.500	11.000	16.500
Anteil an Industrie- und Gewerbefläche	0,7 %	1,4 %	2,9 %	4,3 %
Spezifisch pro Abnahmestelle [Hektar]	1,0	2,1	4,1	6,2
Erzeugung mit PV-Freifläche oder aufgeständert				
gesamt [Hektar]	5.102	10.204	20.408	30.612
Anteil an Industrie- und Gewerbefläche	1,3 %	2,7 %	5,3 %	8,0 %
Spezifisch pro Abnahmestelle [Hektar]	1,9	3,8	7,6	11,5
Erzeugung mit Wind (onshore)				
gesamt [Hektar]	6.216	12.431	24.863	37.294
Anteil an Industrie- und Gewerbefläche	1,6 %	3,2 %	6,5 %	9,7 %
Spezifisch pro Abnahmestelle [Hektar]	2,3	4,7	9,3	14,0

Quelle: Eigene Berechnungen auf der Grundlage von Fraunhofer ISE A, 2021; Deutsche Windguard 2020; Destatis C.

Neben der Flächenverfügbarkeit sind für die Machbarkeit der Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien die Kosten der Stromerzeugung entscheidend. Eine Übersicht über die aktuellen Stromgestehungskosten für unterschiedliche Erneuerbare-Energien-Technologien bietet die Untersuchung des Instituts Fraunhofer ISE⁹¹. Tabelle 4-16 zeigt die Bandbreiten der Stromgestehungskosten sowie die Mittelwerte mit Stand 2021⁹².

Tabelle 4-16: Stromgestehungskosten für die Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien

Erzeugungsart	Stromgestehungskosten [Cent/kWh]		
	Min	Max	Mittelwert
Wind-Onshore	4,0	6,2	5,1
PV Dach groß	4,7	9,8	7,3
PV Dach groß mit Batteriespeicher	6,7	14,2	10,5
PV Freifläche	3,8	5,7	4,8
PV Freifläche mit Batteriespeicher	5,2	9,8	7,5
Biogas	8,2	17,2	12,7
Feste Biomasse	7,2	15,3	11,3

Quelle: Fraunhofer ISE B, 2021.

⁹¹ Fraunhofer ISE B, 2021.

⁹² Am aktuellen Rand (2022) sind die Stromgestehungskosten erstmals seit längerem wieder gestiegen. Als Treiber gelten, neben Material- und Lieferengpässen, auch die aufgrund der höheren Zinsen gestiegenen Kapitalkosten.

Zur Erreichung eines hohen Anteils erneuerbarer Energien am Gesamtstromverbrauch aus Eigenversorgung ist in der Regel bei einem Mehrschichtbetrieb ein Mix aus unterschiedlichen Erzeugungstechnologien sowie die Verwendung von Batteriespeichern notwendig. Die genaue Optimierung der Kapazitäten hängt dabei insbesondere vom individuellen Lastprofil, der Flexibilität, sowie vom Standort der Industrieanlage ab.

Es ist in den überwiegenden Fällen davon auszugehen, dass ein hoher Eigenerzeugungsanteil nicht auf Basis einer einzigen Erzeugungstechnologie erreicht werden kann. Eine Ausnahme bildet hier nur die Verbrennung von Biogas oder fester Biomasse, welche zwar technisch zur Deckung des gesamten Eigenanteils verwendet werden könnte, jedoch auch die höchsten Stromgestehungskosten aufweist. Vor diesem Hintergrund muss sowohl bei den Gestehungskosten als auch beim Flächenbedarf zunächst von über die Technologien gemittelten Werten ausgegangen werden.

Diesen Erzeugungskosten stehen die Strombezugskosten der Industrie gegenüber. Die Bundesnetzagentur weist in ihrem Monitoringbericht für das Jahr 2021 für Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von Strom in Höhe von 24 GWh ohne Nutzung möglicher Reduktionen (BesAR, reduzierte Netzentgelte etc.) einen mittleren Industriestrompreis in Höhe von knapp 17 Cent/kWh aus (vgl. Tabelle 4-17). Die Strompreise kleinerer Industriebetriebe liegen tendenziell darüber. Bei diesen Strompreisen wären industrielle Eigenversorgungskonzepte bei ausreichender Flächenverfügbarkeit am Standort bereits wirtschaftlich. In den Jahren 2022 und 2023 folgten die Endkundenstrompreise den krisenbedingt stark gestiegenen Großhandelspreisen (vgl. Tabelle 4-25 in Kapitel 4.2.6.6). Der Monitoringbericht 2022 weist für den gleichen Abnahmefall zum 01.04.2022 bereits 22,5 Cent/kWh aus. Dementsprechend verbesserte sich die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien deutlich.

Gerade größere Unternehmen werden jedoch häufig bei den Netzentgelten entlastet, über die BesAR können die Umlagen begrenzt werden und auch bei der Stromsteuer sind Entlastungen möglich. Diese Begünstigungen können dazu führen, dass Industrieunternehmen ihren Strom im Jahr 2021 noch zu Kosten von weniger als 6 Cent/kWh beziehen konnten. Eine Eigenversorgung über biogene Brennstoffe scheidet dann aus Kostengründen von vorneherein aus. Die Strompreise vieler größerer Industriebetriebe lagen 2021 zwischen den beiden dargestellten Werten.

Im Jahr 2022 griffen die möglichen Entlastungen aufgrund der niedrigeren EEG-Umlage in etwas geringerer Höhe, es verblieben für die Unternehmen dann nach einer Auswertung der Bundesnetzagentur im Monitoringbericht 2022 immer noch Stromkosten von rund 13,7 Cent/kWh (siehe folgende Tabelle 4-17). Dies verbesserte die Wirtschaftlichkeit einer Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien auf kurze Sicht deutlich. Kurz- bis mittelfristig wird jedoch wieder mit einem spürbaren Rückgang der Börsen- und somit auch der Endkundenstrompreise gerechnet.

Tabelle 4-17: Industriestrompreise zum 01.04.2021 und 01.04.2022 sowie mögliche Entlastungen

Industriestrompreis [Cent/kWh] bei Abnahme von 24 GWh/a	Mittelwert (arithmetischer)		Mögliche Reduktion		Verbleibender Betrag	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
<i>Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile</i>						
Nettonetzentgelt	2,66	2,94	-2,13	-2,35	0,53	0,59
Messung, Messstellenbetrieb	0,01	0,02			0,01	0,02
Konzessionsabgabe	0,11	0,14	-0,11	-0,14	0,00	0,00
EEG-Umlage	6,50	3,72	-6,18	-3,51	0,32	0,21
weitere Umlagen*	0,72	0,87	-0,59	-0,73	0,13	0,13
Stromsteuer	2,05	2,05	-2,05	-2,05	0,00	0,00
<i>Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)</i>	<i>4,88</i>	<i>12,77</i>			<i>4,88</i>	<i>12,77</i>
Summe (ohne Umsatzsteuer)	16,94	22,51	-11,06	-8,79	5,87	13,72
* Umlage nach KWKG (2021: 0,254 ct/kWh/ 2022: 0,378 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (2021 und 2022: 0,066 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (2021: 0,009 ct/kWh/ 2022: 0,003 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (2021: 0,395 ct/kWh/ 2022: 0,419 ct/kWh)						

Quelle: BNetzA, 2022; BNetzA, 2023.

Die dargestellten Restriktionen bei der Brennstoffverfügbarkeit (Biomasse/Biogas) und dem Flächenbedarf (Wind und PV) sind die wesentlichen Hemmnisse für eine Eigenversorgung auf der Grundlage von erneuerbaren Energien. Sie kann unter günstigen Voraussetzungen in Nischen realisiert werden. Die Wirtschaftlichkeit einer erneuerbaren Eigenversorgung war im Jahr 2022 gegeben, nach Abklingen der krisenbedingt hohen Strompreise wird sie sich – auch durch den Wegfall der EEG-Umlage ab 2023 – wieder verschlechtern.

4.2.3. Industrielle Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien

Aus verschiedenen Hintergrundgesprächen mit großen, industriellen Stromverbrauchern, die im Rahmen des Projektauftrags geführt worden sind, ging hervor, dass das Potenzial grüner Eigenversorgung bei Industrieunternehmen durch einige Faktoren begrenzt ist. Ein Aspekt sind die oftmals sehr limitierte Flächen an Werkstandorten, die für den Aufbau von PV oder Wind-Anlagen zur Verfügung stehen. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln. Aufgrund der Volatilität der EE-Erzeugung gegenüber der Lastkurven sind größere Anteile der Energieversorgung durch die EE-Eigenversorgung durch mangelnde Flexibilität begrenzt.

EE-Strombezug durch Industrieunternehmen wird oftmals auch über off-site PPAs abgebildet, z. B. über Investition in EE-Anlagen durch ein Tochterunternehmen und anschließende vertragliche Abbildung über einen PPA. Obwohl dieses Konstrukt aus Unternehmenssicht eine sehr umfassende Rolle in der Energieversorgung darstellt (inkl. Investitionen in EE-Erzeugungskapazitäten), ist dies von der Eigenversorgung im Sinne des EEG abzugrenzen, da keine räumliche Nähe und keine Personeneinheit gegeben sind. Bei dieser Form des Strombezugs muss das Unternehmen ggf. Überschussmengen, die nicht im Unternehmen verbraucht werden können, anderweitig vermarkten, was Implikationen hinsichtlich der Bilanzierung mit sich bringen kann (siehe auch Kapitel 5.1.2).

4.2.4. Rahmenbedingungen für die industrielle Eigenversorgung mit fossilen Energieträgern

Der wirtschaftliche Anreiz zur industriellen Eigenversorgung insbesondere mit neu errichteten KWK-Anlagen liegt in der Reduzierung der Kosten für die betriebliche Strom- und Wärmeversorgung. Für Strom aus der Eigenversorgung fielen netzseitige Belastungen bis zum Jahr 2022 mit Ausnahme der (anteiligen) EEG-Umlage nicht an, da der Strom nicht aus dem Netz bezogen wird. Seit dem Wegfall der EEG-Umlage ab dem 01.01.2023 verbleibt nur noch die Zahlung der Stromsteuer, soweit die Eigenversorgung aus Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mindestens 2 Megawatt stammt. Der Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung wird hingegen neben der Stromsteuer mit Netzentgelten, Konzessionsabgaben und Umlagen (KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage, §19 StromNEV-Umlage, Abschaltbare Lasten-Umlage) belastet.

Ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit bleiben die bei einer Eigenversorgung eingesparten Netzentgelte für den Strombezug. Diese weisen regional hohe Unterschiede auf.

Die Entlastungen der Eigenversorgung bei der EEG-Umlage wurden nach den Beschränkungen im EEG 2014 mit dem EEG 2017 nochmals reduziert, dennoch wurde die Eigenversorgung aus den meisten industriellen KWK-Anlagen gegenüber dem Strombezug bis Ende 2022 weiterhin begünstigt. Mit dem Wegfall der EEG-Umlage endete diese Begünstigung im Jahr 2023.

Dominant sind in der industriellen Eigenversorgung KWK-Anlagen in der Größenordnung von 500 kW bis 20 MW elektrischer Leistung, von denen ein geringer Teil nach dem KWKG gefördert wird. So erhielten Betreiber von hocheffizienten Neuanlagen, deren Abnahmestellen nicht unter die BesAR fallen, nach dem KWKG 2016 lediglich für die Stromeinspeisung aus Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 1 MW. Im KWKG 2020 wurde diese Grenze auf maximal 500 kW gesenkt. Das KWKG sieht, abweichend von den Regelungen Betreiber ohne BesAR, nach §6 Absatz 3 Nr.3 KWKG 2016 und KWKG 2020 Zuschläge für den eigenverbrauchten Strom auch für Anlagen >100 kW vor. Hierdurch wird die Eigenversorgung in der BesAR bessergestellt.

Begünstigt wurden und werden KWK-Neuanlagen auch nach 2023 über die Befreiungen von der Energiesteuer für das eingesetzte Gas. Auf der Grundlage des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) wurden die Zahlungen für vermiedene Netzentgelte auch für die nicht-volatile Einspeisung in den letzten Jahren begrenzt, Anlagen, die ab dem 01.01.2023 in Betrieb gehen, erhalten keine Zahlungen mehr.

Diesen Kostenvorteilen der Eigenversorgung stehen die Investitions- und Betriebskosten der KWK-Anlagen sowie die zusätzlichen Kosten für den Brennstoff gegenüber.

Der Einsatz der Anlagen zur Eigenversorgung orientiert sich in dieser einzelbetriebswirtschaftlichen Optimierung am Strom- und Wärmebedarf am Standort der Anlage. In der Regel werden in der Industrie hohe Strom-Eigennutzungsquoten von 80 bis 100 % angestrebt, da die Kostenvorteile gegenüber dem Strombezug einen größeren Beitrag zur Refinanzierung der KWK-Anlage leisten als die eingesparten Wärmekosten. Zur besseren Einbindung der Anlagen in die Wärmeversorgung und zur Reduzierung von Anfahrkosten streben die Anlagenbetreiber gleichzeitig einen gleichmäßigen Einsatz an. Dieser betriebsoptimierte Einsatz erfolgt weitgehend unabhängig von der jeweiligen Situation im Stromnetz.

4.2.4.1. Abgaben und Umlagen beim Strombezug aus dem Netz

Der Strombezug wurde in den letzten Jahren mit an den Netzbezug gekoppelten Bezugskosten (ohne Netzentgelte) in einer Höhe von mehr als 7 Cent/kWh belastet, seit 2022 ging der Betrag durch die Reduzierung bzw. den Wegfall der EEG-Umlage deutlich zurück. Die folgende Tabelle 4-18 gibt einen Überblick über die Entwicklung der regulären EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage (bis 2018 Offshore-Haftungsumlage), §19 StromNEV-Umlage, Abschaltbare Lasten-Umlage sowie die Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden in den Jahren 2017 bis 2023.

Tabelle 4-18: Entwicklung der netzseitigen Umlagen/Abgaben für den Strombezug in Cent/kWh

Angaben in Cent/kWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
EEG-Umlage	6,880	6,792	6,405	6,756	6,500	3,723	0,000
KWKG-Umlage	0,438	0,345	0,280	0,226	0,254	0,378	0,357
§19 StromNEV-Umlage	0,388	0,370	0,305	0,358	0,432	0,437	0,417
Offshore-Netzumlage*	-0,028	0,037	0,416	0,416	0,395	0,419	0,591
Konzessionsabgabe**	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
Abschaltbare Lasten-Umlage	0,006	0,011	0,005	0,007	0,009	0,003	0,000
Summe Umlagen/Abgaben	7,794	7,665	7,521	7,873	7,700	5,070	1,475
* bis 2018 Offshore-Haftungsumlage							
** Sondervertragskunden							

Quelle: www.Netztransparenz.de, Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung)

4.2.4.2. Netzentgelte

Zusätzliche wesentliche Kostenkomponenten zu den Großhandelspreisen stellen sowohl für den Strom- als auch für den Erdgasbezug die jeweiligen Netzentgelte dar. Nach Auswertungen der BNetzA zeigten diese den letzten Jahren eine steigende Tendenz.

Tabelle 4-19: Mittlere Netzentgelte Strom und Gas für Industriekunden

Angaben in Cent/kWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Strom Industriekunde*	2,26	2,36	2,33	2,70	2,67	2,96
Gas Industriekunde**	0,28	0,33	0,32	0,37	0,32	0,44
* Strom-Abnahmefall (24 GWh Verbrauch, 4.000 kW Spitzenlast, 6.000 h/a)						
** Gas-Abnahmefall (116 GWh Verbrauch, 4.000 h/a)						

Quelle: Monitoringbericht 2022

Die von der BNetzA im ihrem Monitoringbericht 2022 dargestellten Netzentgelte beziehen sich auf folgende definierte industrielle Abnahmefälle, sowohl hinsichtlich der Leistung als auch auf die Abnahmestruktur (Vollbenutzungstunden):

- Strom: Industriekunde mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh, einer Spitzenlast von 4.000 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden. Versorgung in der Mittelspannung (10 oder 20 kV), Leistungsmessung, ohne Berücksichtigung von Vergünstigungen nach §19 StromNEV (individuelle Netzentgelte).
- Gas: Industrieller Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh und einer Jahresnutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden).

Die Netzentgelte variieren einerseits in Abhängigkeit von der Netzebene der Stromentnahme und der jährlichen Nutzungsdauer. So ist die Abnahme aus der Hochspannungsebene (Strom) bzw. der Ferngasebene (Gas) günstiger als aus der Mittelspannungsebene bzw. Verteilernetzebene, hohe

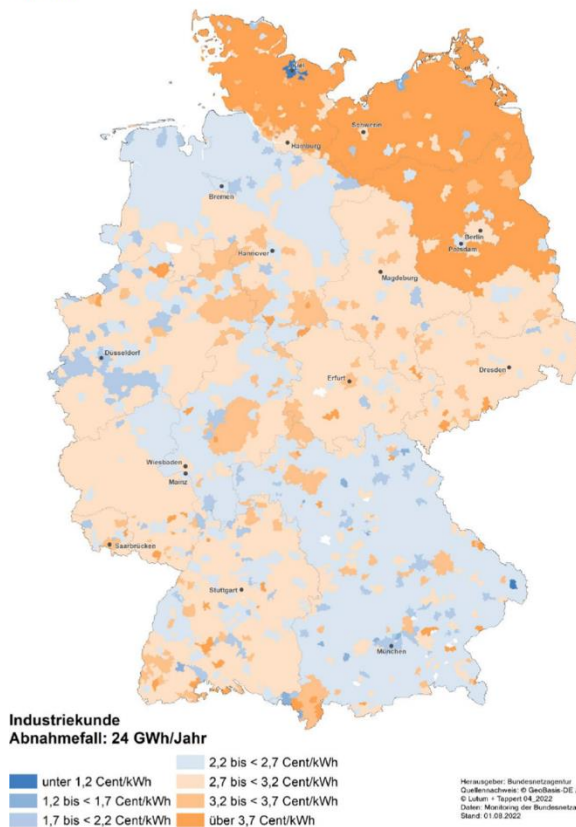
Nutzungsdauern, die zu einer gleichmäßigeren Auslastung des Netzes führen, senken ebenfalls die pro Verbrauchseinheit zu zahlenden Netzentgelte. Darüber hinaus sind die Netzentgelte zwar auf Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzebene, nicht jedoch auf Verteilernetzebene bundesweit einheitlich. Die Verteilernetzentgelte weisen vielmehr deutliche regionale Unterschiede auf. Der Grund hierfür sind die unterschiedlichen Kosten der einzelnen Verteilernetzbetreiber, die über die Netzentgelte umgelegt werden. In der folgenden Abbildung 4-1 sind die regionalen Abweichungen bei den Verteilernetzentgelten für Strom (links) und Erdgas (rechts) für die standardisierten Abnahmefälle aus der Industrie (Verbrauch von 24 GWh Strom und 116 GWh Gas pro Jahr) für das Jahr 2022 dargestellt.

Der Monitoringbericht 2022 zeigt, dass beim Strom die Spanne zwischen Netzgebieten mit den günstigsten Strom-Netzentgelten für den Standardfall (0,74 Cent/kWh) und der teuersten Region (5,73 Cent/kWh) beträchtlich ist. Die über die Ausspeisungsmengen gemittelten Spannen der Verteilernetzentgelte nach Bundesländern lagen 2022 mit 2,41 bis 3,35 Cent/kWh jedoch deutlich dichter beieinander. Die Karte zeigt auch, dass die Spannen in industrialisierten Gebieten geringer sind und sich eher an den unteren Werten orientieren.

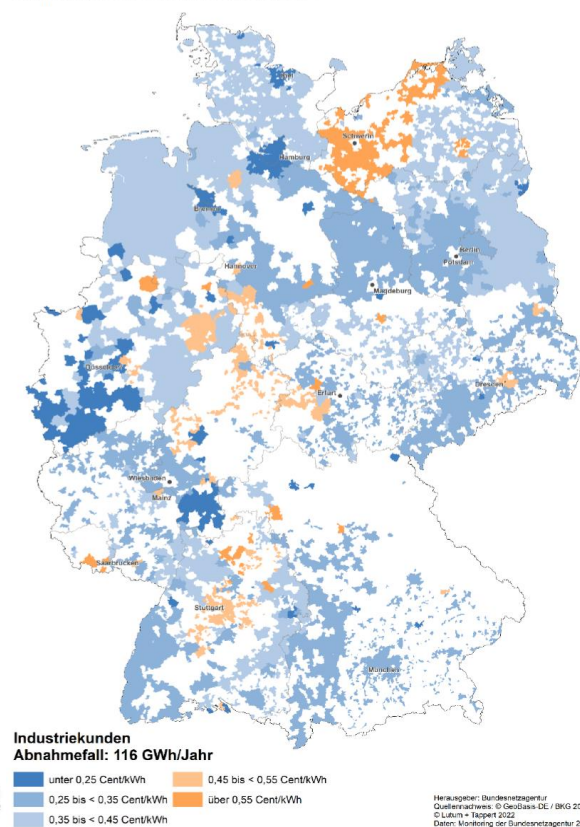
Auch beim Gas ist die Spanne zwischen den Netzbetreiber-Entgelten für den betrachteten Standard-Industriefall beträchtlich. Hier liegen die Netzentgelte zwischen 0,05 und 0,92 Cent/kWh. Wie beim Strom liegen die nach Ausspeisemengen gewichteten Netzentgelte nach Bundesländern mit 0,25 bis 0,52 Cent/kWh deutlich enger beisammen.

Abbildung 4-1: Regionale Netzentgelte für Industriekunden bei Strom und Gas

Elektrizität: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2022



Gas: Verteilung der Nettonetzentgelte für Industriekunden (Abnahmefall 116 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2022



Quelle: Monitoringbericht 2022

Der für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen verwendete typologische Ansatz beinhaltet sowohl Abnahmefälle mit einem niedrigeren als auch mit einem höheren Strom- und Gasbezug als die Standardfälle der BNetzA. Auch die Vollbenutzungsstunden des Netzbezugs sowie die Netzebenen der Entnahme und die gewährten Begrenzungen der Entgelte weichen im typologischen Ansatz von den industriellen Standardfällen der BNetzA ab. Diese Abweichungen führen zu höheren oder niedrigeren Entgelten. Eine regionale Differenzierung wurde aufgrund der hohen Komplexität nicht vorgenommen.

4.2.4.3. Energiesteuer, KWKG-Zuschläge, vermiedene Netzentgelte

Ein weiterer Vorteil für die Eigenversorgung ergibt sich aus der Befreiung von der Energiesteuer für das in hocheffizienten KWK-Anlagen eingesetzte Gas. Das Gas für die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärme ist also kostenseitig bessergestellt als für eine Wärmeerzeugung über einen Kessel.

Eine direkte Förderung der Eigenversorgung über feste Zuschläge für die Stromeinspeisung nach KWKG für Neuanlagen ist für die hier betrachtete industrielle Erdgas-KWK in der Eigenversorgung im Zeitraum zwischen 2019 und 2023 im elektrischen Leistungsbereich von 500 kW bis 20 MW nach §5 KWKG 2016 (Stand 2019) nur für BHKW mit einer elektrischen Leistung von weniger als 1 MW möglich, im KWKG 2020 wurde diese Grenze auf höchstens 500 kW gesenkt. Für den Leistungsbereich von 1 MW bis 50 MW sieht das KWKG bereits seit 2019 Ausschreibungen zur Ermittlung der Zuschlagsätze vor (im KWKG 2020 ab 500 kW). Da für Anlagen, die an diesen Ausschreibungen teilnehmen, die Eigenversorgung nach §8a (2) Nr.2 KWKG 2016 (Stand 2019) und KWKG 2020 ausgeschlossen ist, nehmen die Anlagen zur Eigenversorgung nicht an diesen Ausschreibungen teil und verzichten auf eine direkte Förderung über Zuschläge für die Stromeinspeisung.

Die industriellen Eigenversorger, deren Strombezug nicht unter die Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen des EEG fällt, haben in dem betrachteten Leistungssegment nach dem KWKG 2020 keinen Anspruch auf eine direkte Förderung durch Zuschläge für den selbst genutzten Strom. Zu den Besonderheiten der Eigenversorgung in stromkostenintensiven Unternehmen siehe Kapitel 4.2.4.4.

Dezentrale Erzeugungsanlagen in der industriellen Eigenversorgung speisen ihren nicht als Eigenverbrauch genutzten Strom aufgrund ihrer geringen Anlagengröße nicht in die Hoch-/Höchstspannungsebene des Stromnetzes ein, sondern in untere Netzebenen (Mittel-, Nieder- oder Umspannungsebene). Hierdurch entlasten sie nach Ansicht der Kraftwerksbetreiber die Hoch-/Höchstspannungsebene, reduzieren deren Ausbaubedarf und senken die Ausbaurkosten. Dieser Effekt trägt dazu bei, zusätzliche Netzentgelte durch Ausbaumaßnahmen zu vermeiden.

In der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) war deshalb in der Vergangenheit ein finanzieller Ausgleich für diese ‚Dienstleistung‘ der vermiedenen Netzentgelte vorgesehen. Dieser wurde jedoch durch das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz – NEMoG) 2017 ab dem Jahr 2018 deutlich eingeschränkt. Ausgenommen wurde bereits ab dem Jahr 2018 die volatile Einspeisung, und für die nicht volatile Erzeugung wurde eine zeitliche Begrenzung eingeführt. Auf der Grundlage von §120 EnWG legt die aktuelle StromNEV in §18 fest, dass nur noch diejenigen Betreiber von dezentralen, nicht volatilen Anlagen, die vor dem 01.01.2023 in Betrieb gegangen sind, für die Einspeisung von Strom in das Elektrizitätsverteilernetz gegen den

Netzbetreiber einen Anspruch auf ein Entgelt für „vermiedene Netzentgelte“ haben. Zu diesen nicht-volatilen Anlagen gehören auch die in der Eigenversorgung genutzten KWK-Anlagen und Kondensationskraftwerke. Die Höhe des Entgelts wurde individuell für die vermiedenen gewälzten Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen ermittelt und für die gesamte Betriebsdauer der Anlage gezahlt. Für Bestandsanlagen mit volatiler Erzeugung zum Stichtag 01.01.2018 sieht § 120 Abs. 3 S. 1 EnWG die Befristung für Entgeltzahlungen zum 01.01.2020 vor. Der Abbau der Entgelte für die dezentrale Einspeisung erfolgt stufenweise, indem gemäß § 18 Abs. 5 StromNEV die vermiedenen Netzentgelte für Anlagen mit volatiler Erzeugung ab dem 01.01.2018 schrittweise jährlich jeweils um einen Betrag von einem Drittel des ursprünglichen Ausgangswertes abgesenkt werden. Anlagen, die ab dem 01.01.2023 in Betrieb gegangen sind, erhalten keine Zahlungen mehr. Aufgrund der hohen Eigennutzungsquoten in der industriellen Eigenversorgung haben die zusätzlichen Einnahmen aus den vermiedenen Netzentgelten bei der Einspeisung (20 bis null Prozent der Erzeugung) nur eine geringe Relevanz für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen.

4.2.4.4. Eigenversorgung speziell in stromkostenintensiven Unternehmen

Hinsichtlich der Kosten und Erlöse der Eigenversorgung bilden die stromkostenintensiven Unternehmen bei der industriellen Eigenversorgung einen Sonderfall, da für sie beim Strombezug und auch bei der Eigenversorgung eigene Entlastungs-/Fördertatbestände greifen. Beim Strombezug profitieren stromkostenintensive Unternehmen generell von niedrigen individuellen Netzentgelten. Darüber hinaus können sie von der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) profitieren, die sich für den aus dem Netz bezogenen Strom reduzierend auf die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage auswirkt. Bis zu ihrem Wegfall im Jahr 2023 ergaben sich die größten Reduktionen bei der EEG-Umlage. Häufig sind sie auch nach §2 Absatz 4 der Konzessionsabgabenverordnung von der Konzessionsabgabe befreit.

Stromkostenintensiven Unternehmen aus Branchen nach Anlage 4 EEG 2021 konnte bis einschließlich 2022 nach § 64 in Verbindung mit §103 Absatz 3 oder Absatz 4 des EEG 2021 die EEG-Belastung für den Stromverbrauch oberhalb einer Gigawattstunde auf höchstens 15 % (§64) bzw. 20 % (§103) der regulären Umlage begrenzt werden. Lagen weitere Voraussetzungen vor, war nach §64 eine weitere Reduzierung auf eine EEG-Belastung von 0,1 Cent/kWh möglich, für Unternehmen der Erzeugung und ersten Bearbeitung von Aluminium, Blei, Zink, Zinn oder Kupfer sogar bis auf 0,05 Cent/kWh. Ab dem Jahr 2023 entfällt aufgrund der Umstellung der Finanzierung der EEG-Kosten die EEG-Umlage. Die BesAR ist hier nicht mehr relevant.

Im KWKG wurde die KWKG-Umlage für Unternehmen in der BesAR bis Ende 2022 (nach §64 EEG 2021) im gleichen Umfang begrenzt wie bei der EEG-Umlage, allerdings lag hier die Mindestbelastung der stromkostenintensiven Unternehmen bei 0,03 Cent/kWh. Für die Offshore-Netzumlage gilt nach §17f Absatz 5 EnWG die gleiche Begrenzung wie für die KWKG-Umlage.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen (Energiefinanzierungsgesetz - EnFG) im Jahr 2022 ging die BesAR in das EnFG über. Für die industrielle Eigenversorgung wurden die Regelungen und Entlastungstatbestände für die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage weitgehend übernommen. Eine wesentliche Änderung besteht darin, dass diese beiden Umlagen jetzt in Summe betrachtet werden und die gemeinsame Mindestumlage auf 0,05 Cent/kWh festgelegt ist.

Bis zum Jahr 2022 wurde die Stromerzeugung zur Eigenversorgung von stromkostenintensiven Unternehmen in der BesAR im EEG und im KWKG direkt gefördert. Im EEG 2019 und EEG 2021 war in §64 festgelegt, dass die EEG-Belastung des Stromverbrauchs einer Abnahmestelle, also sowohl für den Bezug als auch auf die Stromerzeugung zur Eigenversorgung an dieser Abnahmestelle auf die im Begrenzungsbescheid zur BesAR für den Strombezug festgelegte Belastung reduziert wird. Dies stellt Strombezug und -erzeugung bei der EEG-Belastung gleich. Vorteile gegenüber dem Strombezug entstehen für diese Unternehmen nicht – anders als in Unternehmen ohne BesAR, bei denen die Eigenversorgung gegenüber dem Strombezug in der EEG-Belastung in der Regel begünstigt wird. Mit dem Wegfall der EEG-Umlage im Jahr 2023 entfiel die Grundlage für diese Regelung.

Das KWKG sieht nach wie vor, abweichend von den Regelungen für industrielle Betreiber ohne BesAR, nach §6 Absatz 3 Nr.3 Zuschläge für den eigenverbrauchten Strom auch für Anlagen >100 kW vor. Hierdurch wird die Eigenversorgung in der BesAR bessergestellt als an Abnahmestellen, die nicht unter die BesAR fallen.

4.2.5. Typologischer Ansatz für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Aufgrund der Vielfalt der Anlagenkonzepte und Einsatzbereiche wird die Wirtschaftlichkeit der industriellen Eigenversorgung im Folgenden anhand eines typologischen Ansatzes untersucht, der ein breites Spektrum von Anlagen-Nutzer-Konstellationen abdeckt. Dabei werden die wesentlichen Einflussgrößen mit ihrer Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit dargestellt. Die Berechnungen erfolgten mit dem in mehreren Projekten für das BMWK (KWK-Monitoring, EEG-Erfahrungsbericht) bewährten KWK-Wirtschaftstool von Prognos.

4.2.5.1. KWK-Anlagen

Von den mit konventionellen Brennstoffen betriebenen KWK-Anlagen werden bis auf große Steinkohle-KWK-Anlagen, deren Einsatzschwerpunkt in der Industrie liegt, die meisten Anlagen mit Erdgas betrieben (vgl. Tabelle 4-9 in Kapitel 4.1.3.2). Bei der Nutzung der Brennstoffe in gekoppelter und ungekoppelter Stromerzeugung zeigen sich deutliche Unterschiede. Hochofengas und auch Kokereigas werden ausschließlich in der Metallerzeugung und dort wegen des Wärmeüberschusses in der Regel ohne Kraft-Wärme-Kopplung verstromt, Erdgas hingegen weist KWK-Anteile von über 90 % aus (vgl. Tabelle 4-8 in Kapitel 4.1.3.2). Bei Stein- und Braunkohle sowie bei sonstigen hergestellten Gasen liegen die KWK-Anteile bei rund der Hälfte, alle anderen Energieträger zeigen Anteile zwischen zwei Dritteln und drei Vierteln der Stromerzeugung. Eine Neuerrichtung von mit Kohle befeuerten KWK-Anlagen ist vor dem Hintergrund des geplanten Kohleausstiegs in Deutschland aus heutiger Sicht ausgeschlossen und wird deshalb in den folgenden Untersuchungen nicht betrachtet. Neben diesen konventionellen Brennstoffen werden auch größere Mengen Kuppelgase und Produktionsreststoffe eingesetzt. KWK-Anlagen für die Nutzung von Produktionsreststoffen werden nicht explizit untersucht, da sie in die unterschiedlichen Produktionsprozesse der Unternehmen vor Ort integriert sind und sich somit einer Typologisierung entziehen. Ihre Wirtschaftlichkeit ist aufgrund der geringen Brennstoffkosten sowohl im Bestand als auch bei einer Neuerrichtung grundsätzlich vorteilhafter einzuschätzen als die einer mit Erdgas befeuerten Anlage. Gleiches gilt für die Eigenversorgung mit Kuppelgasen.

Die Unternehmen orientieren sich bei der Anlagenauswahl an einer Optimierung ihrer Eigennutzungsquoten für den erzeugten Strom bei einer gleichzeitigen Minimierung des Strombezugs. Eine Analyse der spezifischen Investitionskosten zeigt, dass größere Anlagen,

insbesondere BHKW, tendenziell kostengünstiger sind als kleinere. In größeren Industriebetrieben werden deshalb tendenziell auch größere Anlagen eingesetzt.

Die Wahl des Anlagentyps (BHKW oder Dampfturbine/Gasturbine) orientiert sich auch am Wärmebedarf des Standorts. BHKW erlauben mit hohen elektrischen Brennstoffnutzungsgraden meist eine höhere Stromausbeute, Dampfturbinen hingegen stellen mehr Prozesswärme bereit. Beide Anlagentypen sind auch für die Auskopplung von Prozessdampf geeignet, bei BHKW ist die Dampfauskopplung jedoch eher die Ausnahme. Tabelle 4-20 zeigt die getroffene Auswahl für die weitere Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen. Die typische Auslastung dieser Anlagen (Angabe in Vollbenutzungsstunden) wurde hinzugefügt. Die Zuordnung entspricht der im Projekt „Entwicklung des Investitionsumfelds im Bereich gewerblicher KWK-Eigenerzeugungsanlagen und Perspektiven für Förderstrategien“ (Prognos et. al., 2021) für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit getroffene Auswahl von KWK-Anlagen. Diese Auswahl und auch deren Zuordnung zu den Anlage-Nutzer-Konstellationen (Abnahmefällen) wurde in den vergangenen Jahren bereits in den Abstimmungen mit der Europäischen Kommission verwendet, die Berechnungen sind also anschlussfähig. Die Anlagenparameter wurden vor einer Neuberechnung entsprechend dem technischen Fortschritt und der Kostenentwicklung aktualisiert.

Tabelle 4-20: Technische und wirtschaftliche Parameter industrieller KWK-Anlagen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

KWK-Typ/ Brennstoff	Brennstoffnutzungsgrad			Leistung el.	Auslastung in h/a	Betriebskosten		Investition* in €/kW _{el}
	el.	th.	gesamt			fix ¹	variabel ²	
BHKW A / Gas	40%	50%	90%	500 kW	5.000	40	15	1.875
BHKW B / Gas	43%	46%	89%	2 MW	4.500-8.000	12	11	1.180
BHKW C / Gas	46%	43%	89%	10 MW	5.500-6.000	10	8	1.1015
DT / Gas	25%	60%	85%	5 MW	5.500-6.000	12	9	1.640
GT / Gas	30%	55%	85%	10 MW	5.500-6.000	17	9	930
GuD / Gas	35%	53%	88%	20 MW	5.000-6.000	20	4	1.500
* Inkl. Planung, Einbindung, Abgasbehandlung, Gutachter etc.								
¹ in €/kW _{el} , a								
² in €/MWh _{el}								

Quelle: BHKW Consult, Prognos AG

Bei den Investitions- und Betriebskosten ist der Stand aus dem Jahr 2022 abgebildet. Diese Werte stellen Mittelwerte für Inbetriebnahmen im Jahr 2023 dar, von denen in der Praxis der einzelnen Anlagenrealisierungen nach oben und unten abgewichen wird. Zu beachten ist auch, dass sich diese Mittelwerte aufgrund von technischen Weiterentwicklungen, neuen Maßnahmen zur Emissionsbegrenzung aber auch durch Markteffekte (Stahlpreisentwicklung, Konkurrenzsituation der Hersteller etc.) ständig verändern. So sind die spezifischen Investitionskosten seit 2019 nicht nur inflationsbedingt deutlich gestiegen. Dementsprechend werden die Berechnungen für Anlagen, die bereits im Jahr 2019 in Betrieb gegangen sind, mit den damals gültigen (niedrigeren) Werten durchgeführt.

Bereits in Vorgängeruntersuchungen für das damalige BMWi (jetzt BMWK) wurden die verbreiteten Anlagenarten und Anlagengrößen mit typischen Einsatzorten (Betriebsgrößen) zu Abnahmefällen kombiniert. Das Spektrum reicht dabei von kleinen Industriebetrieben beispielsweise des Maschinenbaus mit einem kleinen BHKW bis hin zu sehr großen Industrieanlagen wie Chemie- oder Stahlwerken, für die sich die Errichtung eines kleineren GuD-Kraftwerks anbietet.

Die Betriebsgrößen haben über ihren Strom- und Gasverbrauch Einfluss auf jeweiligen Bezugskosten für Strom und Gas. Folgende Betriebsgrößen aus beispielhaften Branchen wurden für die Berechnungen verwendet:

Tabelle 4-21: Im typologischen Ansatz verwendete Betriebsgrößen

Betriebsgröße Strom	Beispielbranche	Verbrauch, Netzebene ¹ , Begrenzung ²
klein	Maschinenbau	1 GWh/a, MS
mittel	Autozulieferer	10 GWh/a, MS, Stromsteuernachlass, Spitzenausgleich
mittelgroß	Automobilwerk	100 GWh/a, HS, Stromsteuernachlass, Spitzenausgleich
groß	Papierindustrie	100 GWh/a, HS, Stromsteuernachlass, Spitzenausgleich, SPK
sehr groß	Stahl/Chemie	1.000 GWh/a, HS, Stromsteuernachlass, Spitzenausgleich, SPK
Betriebsgröße Gas		
klein	Maschinenbau	< 27,8 GWh/a
mittel	Autozulieferer	< 278 GWh/a
mittelgroß/ groß	Automobilwerk/Papierindustrie	< 1.111 GWh/a
sehr groß	Stahl/Chemie	> 1.111 GWh/a
¹ Netzebenen (Entnahme): MS = Mittelspannung, HS = Höchst-/Hochspannung		
² Begrenzung (Entnahme): Spitzenausgleich nach §10 StromStG, SPK = Strompreiskompensation		

Quelle: Prognos AG

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden folgende 13 Abnahmefälle als Kombination aus Betriebsgröße und KWK-Anlage eingehender untersucht:

Tabelle 4-22: Typologischer Ansatz für die Untersuchung der industriellen KWK

Abnahmefall Fall-Nr. - Betriebsgröße	KWK-Anlage		Einsatz		KWK-Erzeugung	
	KWK-Typ	Leistung elektrisch	Einsatz pro Jahr	ENQ*	Strom	Wärme
1 – klein	BHKW A	0,50 MW	5.000 h	80%	2,5 GWh	3,3 GWh
2 - mittel	BHKW A	0,50 MW	5.000 h	90%	2,5 GWh	3,3 GWh
3 - mittel	BHKW B	2,0 MW	4.500 h	50%	9,0 GWh	10 GWh
4 - mittelgroß	BHKW B	2,0 MW	8.000 h/ 7.000 h	100%	16 GWh/ 14 GWh	18 GWh/16 GWh
5 - mittelgroß	DT	5,0 MW	5.500 h	100%	28 GWh	66 GWh
6 - mittelgroß	GT	10 MW	5.500 h	100%	55 GWh	101 GWh
7 - mittelgroß	BHKW C	10 MW	5.500 h	100%	55 GWh	50 GWh
8 - mittelgroß	GuD	20 MW	5.000 h	80%	100 GWh	151 GWh
9 - groß	DT	5,0 MW	6.000 h	90%	30 GWh	72 GWh
10 - groß	GT	10 MW	6.000 h	90%	60 GWh	110 GWh
11 - groß	BHKW C	10 MW	6.000 h	90%	60 GWh	55 GWh
12 - groß	GuD	20 MW	5.000 h	80%	100 GWh	151 GWh
13 - sehr groß	GuD	20 MW	6.000 h	90%	120 GWh	182 GWh
* Eigennutzungsquote des erzeugten KWK-Stroms						

Quelle: Prognos AG

Darüber hinaus werden auch Abnahmefälle untersucht, deren Betreiber unter die Besondere Ausgleichsregelung und die Strompreiskompensation fallen. Es handelt sich hierbei in der Regel um größere Unternehmen mit hohem Strom- und Wärmebedarf, die den Kategorien „Industrie groß“ und „Industrie sehr groß“ zugeordnet werden können.

4.2.5.2. Anlagen zur ungekoppelten Stromerzeugung

Eine Neuerrichtung von Kraftwerken zur ungekoppelten Stromerzeugung wird im typologischen Ansatz nicht betrachtet. Im Investitionsumfeld der letzten Jahre wurden in Deutschland weder Kohlekraftwerke neu errichtet, noch bestehen derzeit veröffentlichte Planungen. Auch für die Neuerrichtung von Erdgaskraftwerken ohne Wärmeauskopplung ist die Datenbasis aus der Industrie für die Ableitung von typischen Kosten- und Betriebsparametern zu gering, um aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen. Insgesamt besteht derzeit eine große Zurückhaltung bei Investitionen in neue Erdgaskraftwerke ohne Wärmeauskopplung.

Wie in Kapitel 4.1.3.3 dargestellt, findet die Nutzung von Kuppelgasen oft ohne Kraft-Wärme-Kopplung statt, insbesondere in der Metallerzeugung (Hochofengas, Kokereigas), in geringem Maße auch in der Mineralölverarbeitung und der Chemischen Industrie (Destillations- und Konversionsrückstände). Die Kuppelgase fallen heute in der Metallerzeugung als Koppelprodukte des Hauptprozesses (z. B. Eisenerzeugung aus Erzen im Hochofen) prozessbedingt an und sind deshalb deutlich günstiger als die fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Gas, da keine zusätzlichen Rohstoffe (Kohle) für die Gewinnung eingesetzt werden müssen. Diese Kuppelgase werden häufig in Kondensationskraftwerken ohne Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Diese Kraftwerke wurden an die spezifischen Anforderungen der jeweiligen Industrieprozesse angepasst und entziehen sich deshalb einer Typisierung.

4.2.6. Eingangsdaten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

4.2.6.1. Strom- und Gaspreise im Großhandel

Wichtige Ausgangspunkte für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind die Preise im Großhandel für Strom und Erdgas. Sie bilden die einheitlichen Eingangsgrößen für die Endverbraucherpreise der verschiedenen Abnehmer. Grundsätzlich günstig für die Wirtschaftlichkeit der industriellen Eigenversorgung ist bei einem gegebenen Anlagenkonzept eine Marktentwicklung mit hohen Strombezugspreisen und niedrigen Gaspreisen. Bei niedrigen Gaspreisen lässt sich der Strom in der Eigenversorgung kostengünstig produzieren. Hohe, durch die Eigenversorgung vermiedene, Strombezugskosten verbessern die ‚Einnahmenseite‘ der Eigenversorgung. Für die langfristige Wirtschaftlichkeit ist deshalb das Verhältnis dieser Preise zueinander ein wichtiger Parameter.

Die folgende Tabelle 4-23 zeigt die historische Preisentwicklung und die weitere Entwicklung nach dem Szenario von *Energy Brainpool*, dass für die Erfahrungsberichte in den Berechnungen anzusetzen ist. Deutlich erkennbar sind einerseits die kurzfristigen Effekte der COVID-19-Pandemie in Form von Verbrauchs- und Preisrückgängen im Sommer 2020, wie auch der Effekt der wirtschaftlichen Erholung im Jahr 2021. Andererseits zeigen die extrem hohen Großhandelspreise im Jahr 2022 die Effekte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine mit den starken Einschränkungen für die deutsche Gasversorgung, die auch auf die Strompreise durchschlug. Für die Zukunft erwartet Energy Brainpool wieder einen deutlichen Rückgang der Großhandelspreise für Gas und Strom (inflationsbereinigt, also in realen Preisen mit Preisbasis 2021).

Tabelle 4-23: Preisentwicklung für Strom und Erdgas im Großhandel in realen Preisen (Preisbasis 2021)

Preise in Euro ₂₀₂₁ /MWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045
Strom Baseload	40	31	97	228	126	113	99	60	51	47	55
Erdgas (Ho)	16	12	25	120	59	49	40	16	16	16	16

Quelle: EEX, Energy Brainpool

4.2.6.2. Betrachtung weiterer Brennstoffe für die KWK

Bei der Erdgasversorgung zeigt die Übersicht des Monitoringberichts 2022 in Abbildung 4-1, dass es Regionen in Deutschland gibt, die noch nicht vollständig mit Gas erschlossen sind. Für den Betrieb einer KWK-Anlage zur Eigenversorgung müsste dort auf andere Brennstoffe als Erdgas zurückgegriffen werden. Für den industriellen Endverbraucher sind Heizöl EL und insbesondere auch Palmöl teure Brennstoffe. Auch Flüssiggas ist teurer als Erdgas. Anders als bei kleinen Abnahmestellen im häuslichen und gewerblichen Bereich, bei denen die Kosten der Heizöl- oder Flüssiggasversorgung mit denen von Erdgas auf einem vergleichbaren Niveau liegen, sind die Kosten für über das Netz bereitgestelltes Erdgas für Großabnehmer in der Industrie deutlich niedriger als für die gleiche Energiemenge in Heizöl oder in Flüssiggas. Die Netzentgelte für Erdgas sinken bei großen Abnahmemengen um mehr als die Hälfte, eine vergleichbare Kostendegression für größere Heizöl- oder Flüssiggaslieferungen ist nicht vorhanden, zumal bei diesen beiden Brennstoffen noch die Vorhaltung von Lagertanks Kosten verursacht. Vergleichsrechnungen zwischen Erdgas- und Öl-KWK zeigen eine deutlich geringere Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung mit einer Öl-KWK. Besteht also ein Anschluss an das Gasnetz, wird die Erdgas-KWK von der Industrie bevorzugt eingesetzt.

4.2.6.3. Netzentgelte für den Strom- und Gasbezug

Für die Berechnung wurden die anzusetzenden mittleren Entgelte für die Abnahmefälle anhand der gesetzlichen Regelungen und weiterer Daten aus dem Monitoringbericht der BNetzA 2022 sowie aus öffentlichen Preisblättern der Strom- und Gasnetzbetreiber entsprechend angepasst. Sie orientieren sich im zeitlichen Verlauf an den dargestellten Netzentgelten der Standard-Industriefälle der BNetzA aus Tabelle 4-19.

In den Berechnungen für die Inbetriebnahmejahre 2019 und 2023 wurden für das Jahr 2019 Strom-Netzentgelte zwischen 3,2 Cent/kWh für den Fall „1-klein“ und 0,15 Cent/kWh für den Fall „13-sehr groß“ – bei individuellen Netzentgelten nach §19 StromNEV – angesetzt. Diese Netzentgelte werden für den Strom aus der Eigenversorgung eingespart. Langfristig wurde für die Berechnungen eine kontinuierliche Steigerung der Strom-Netzentgelte aufgrund der zusätzlichen Kosten für die Integration der erneuerbaren Energien unterstellt.

Die für 2019 und 2023 angesetzten Netzentgelte für den Gasbezug betragen für 2019 zwischen 0,6 Cent/kWh für den Fall „1-klein“ und – bei Versorgung des Betriebs mit 7.000 Volllaststunden aus der Ferngasebene – 0,15 Cent/kWh für den Fall „13-sehr groß“. Auch für die Gas-Netzentgelte wurde eine kontinuierliche Steigerung berücksichtigt.

4.2.6.4. Vermiedene Netzentgelte

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung des Jahres 2019 wurde für die Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 10 MW für die vermiedenen Netzentgelte über ihre gesamte Lebensdauer ein mittlerer Wert in Höhe von 1,75 Cent/kWh eingespeisten Stroms angesetzt. Für die GuD-Anlagen mit 20 MW elektrischer Leistung ein Wert von 1,5 Cent/kWh. In den Berechnungen für das Jahr 2023 wurden für

die Anlagen aufgrund der Neuregelungen des NEMoG keine vermiedenen Netzentgelte mehr angesetzt.

4.2.6.5. EEG-Umlage und Kosten für CO₂

Die industrielle Eigenversorgung in neu errichteten hocheffizienten KWK-Anlagen wurde bis zu ihrem Wegfall bei der EEG-Umlage entlastet. Im EEG 2014 betrug die EEG-Belastung für die Eigenversorgung aus neu errichteten hocheffizienten Erdgas-KWK-Anlagen in dem für die industrielle Eigenversorgung sinnvollen Leistungsbereich einheitlich 40 % der regulären EEG-Umlage. Mit dem EEG 2017 wurde in Abstimmung mit der Europäischen Kommission eine Neuregelung für die Reduzierung der EEG-Belastung des KWK-Neubaus mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW bis einschließlich 10 MW eingeführt. Der § 61c EEG 2017, in dem die EEG-Entlastung bei hocheffizienten KWK-Anlagen geregelt wird, erhielt in Absatz 2 folgende Einschränkung für neue KWK-Anlagen dieser Größenklasse, die ab dem 1. Januar 2018 zur Eigenversorgung genutzt werden:

„Für Strom aus KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung [...] von mehr als 1 Megawatt und bis einschließlich 10 Megawatt entfällt die Privilegierung nach Absatz 1 [Anmerkung: 40 % der EEG-Umlage], soweit die KWK-Anlage in einem Kalenderjahr eine Auslastung von mehr als 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung aufweist. In diesen Fällen entfällt die Privilegierung auch für die ersten 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung eines Kalenderjahres in dem Umfang, in dem die Auslastung der KWK-Anlage den Wert von 3.500 Vollbenutzungsstunden zur Eigenversorgung in diesem Kalenderjahr übersteigt.“

Dies bedeutet, dass für die ab dem Stichtag 01.01.2018 neu für die Eigenversorgung genutzten Anlagen der genannten Leistungsklasse eine (sinkende) Reduzierung der EEG-Belastung nur bis zu einer Auslastung von 7.000 Volllaststunden gewährt wurde. Die Eigenversorgung aus Anlagen mit höherer Auslastung als 7.000 Volllaststunden trug die volle EEG-Belastung. Ausgenommen hiervon waren Anlagen, deren Betreiber ein Unternehmen einer Branche nach Anlage 4 Liste 1 EEG 2017 ist, dessen EEG-Belastung also grundsätzlich von der BesAR begrenzt werden kann.

Diese Neuregelung des EEG 2017, der sog. Claw-Back-Mechanismus, galt bis zur Novellierung des EEG 2017 im November 2019, in der diese Regelung aus dem EEG gestrichen wurde. Mit dem EEG 2021 wurde die Regelung bis zum Wegfall der EEG-Umlage im Jahr 2023 wieder in Kraft gesetzt. Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit hocheffizienter KWK-Anlagen wird die Claw-back-Regelung deshalb für das Jahr 2019 berücksichtigt, für das Jahr 2023 ist sie wegen des Wegfalls der EEG-Umlage ohne Belang.

Gleichzeitig wird die Belastung der Brennstoffe mit CO₂-Kosten durch das BEHG mittelfristig deutlich stärker steigen als in der allgemeinen Versorgung (und in Großbetrieben), die am ETS teilnehmen. Diese Neuerung betrifft insbesondere Betriebe mit kleinen und mittelgroßen KWK-Anlagen, die aufgrund ihrer geringen Feuerungswärmeleistung am Standort (< 20 MW) bisher nicht unter den ETS fielen.

Für diese Anlagen kommen nun CO₂-Kosten als zusätzliche Anlagenkosten hinzu. Anzusetzen sind für die Anlagenbetreiber bei BEHG-Kosten in Höhe von 25 Euro/t CO₂ (2021) zusätzliche Kosten in Höhe von 0,51 Cent/kWh Gas. Dies führt zu einer deutlichen Senkung der Wirtschaftlichkeit der betroffenen KWK-Anlagen, da diese Kostenerhöhung im Strombezug nicht in gleicher Weise erfolgt. Die öffentliche Versorgung unterliegt dem ETS, dessen Kosten sich bereits seit vielen Jahren im

Strompreis abbilden. Nicht betroffen sind von den Kostensteigerungen durch das BEHG sind größere KWK-Anlagen, deren Brennstoffe bisher bereits dem ETS unterlagen.

Stromseitig bleiben zwar die Vorteile bei den meisten netzseitigen Belastungen erhalten, ohne die in den vergangenen Jahren dominante EEG-Umlage verringert sich der Wert des gewährten Vorteils jedoch deutlich. Dies betrifft die gesamte industrielle Eigenversorgung, soweit die Betriebe nicht unter die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) fallen. Da in diesen Fällen die EEG-Belastung der Eigenversorgung mit der EEG-Belastung des Strombezugs an der begrenzten Abnahmestelle gleichgestellt war, treten hier keine Effekte der sinkenden EEG-Umlage auf die Wirtschaftlichkeit der KWK (im Verhältnis zum externen Strombezug) auf.

Tabelle 4-24: Kosteneinflussfaktoren EEG-Umlage und CO₂-Preis für ETS und BEHG in realen Preisen (Preisbasis 2021)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045
CO ₂ - BEHG [Euro ₂₀₂₁ /t]	0	0	25	29	27	30	37	108	157	196	227
CO ₂ - ETS [Euro ₂₀₂₁ /t]	25	25	59	82	71	71	73	99	120	140	153
EEG-Umlage [Cent ₂₀₂₁ /kWh]	6,72	6,96	6,50	1,81	0	0	0	0	0	0	0

Quelle: EEX, Energy Brainpool, BEHG, Projektionsbericht 2021

4.2.6.6. Endverbraucherpreise Strom und Gas

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der industriellen KWK wurden mittlere Endkundenpreise angesetzt. Die im typologischen Ansatz verwendeten Strom- und Gaspreise für die betrachteten Betriebsgrößen sind der folgenden Tabelle 4-25 zu entnehmen. Dabei stehen die Endverbraucherkategorien „klein“ bis „sehr groß“ für die in Tabelle 4-21 dargestellten Betriebsgrößen mit ihren Abnahmemengen, Netzebenen und Begrenzungen aus Kapitel 4.2.5.1.

In den Strom- und Gaspreisen in Tabelle 4-25 ist die derzeit noch über den sogenannten Spitzenausgleich unternehmensindividuelle Strom- bzw. Energiesteuer enthalten. Wenngleich eine Fortführung des Spitzenausgleichs nach §10 StromStG bzw. bei Gas nach §55 Energiesteuergesetz über das Jahr 2023 hinaus nicht gesichert ist, wird er in den Berechnungen für alle Abnahmefälle der Spitzenausgleich berücksichtigt, da er die derzeitige Rechtslage (Stand Mai 2023) abbildet. Dies führt in der Kombination der Regelungen für den gleichzeitigen Strom- und Gasbezug zu einer Spanne der Stromsteuerbelastung von 1,47 Cent/kWh und 0,18 Cent/kWh zwischen den Betriebsgrößen „klein“ und „sehr groß“. Beim Gas für Heizzwecke wird in der alternativen Wärmeerzeugung (nicht KWK) nach §55 Energiesteuergesetz eine Spanne zwischen „klein“ und „sehr groß“ von 0,40 Cent/kWh und 0,23 Cent/kWh angesetzt. Für den Einsatz von Gas in KWK-Anlagen wird unterstellt, dass die Steuerbefreiung nach §53a Energiesteuergesetz ebenfalls Bestand hat.

Die in den Jahren 2023 und 2024 geltende „Strom- und Gaspreisbremse“ wurde in den für den typologischen Ansatz verwendeten Preisen wie folgt berücksichtigt: Die Strompreisbremse wurde beim Strombezug in voller Höhe berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass durch die Inbetriebnahme einer neuen KWK-Anlage der Strombezug deutlich sinkt und somit in der Regel weniger als 70% des Vorjahresverbrauchs aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen wird, für den die Strompreisbremse angewendet wird. Die Gaspreisbremse hingegen wird bei den Gaspreisen nicht berücksichtigt, da durch die Inbetriebnahme der KWK-Anlage der Gasbezug gegenüber der ausschließlichen Wärmeerzeugung zunimmt. Dies erschwert in der Regel die Reduktion des Gasverbrauchs unter 70% des Vorjahresverbrauchs.

In den Gaspreisen nicht enthalten sind die CO₂-Kosten, da sie sich in Abhängigkeit vom Einsatzort (Betrieb) unterscheiden. Fällt der Standort unter den ETS, sind die CO₂-Kosten für ETS-Zertifikate relevant, sonst greifen die entsprechenden Regelungen/Kosten für Brennstoffe nach dem BEHG (vgl. Tabelle 4-24).

Für die Netzkosten werden, ausgehend von heute repräsentativen Werten, langfristige Steigerungen sowohl für den Strom- als auch für Gasbezug unterstellt. Auslöser sind einerseits der Ausbau der Stromnetze und andererseits der Umbau der Gasinfrastruktur mit geringerem Absatz von Erdgas. Nicht abgebildet sind mögliche weitere Kosten für die Umstellung auf Wasserstoff.

Bei der Konzessionsabgabe werden alle Betriebe als Sondervertragskunden eingestuft. Für die Betriebsgrößen „klein“ bis „sehr groß“ werden dann die maximalen Abgaben für Sondervertragskunden nach der Konzessionsabgabenverordnung angesetzt. Dies sind bei Strom für die Betriebsgrößen „klein“ bis „mittelgroß“ 0,11 Cent/kWh, ab der Betriebsgröße „groß“ werden keine Konzessionsabgaben mehr angesetzt. Bei Gas werden 0,03 Cent/kWh lediglich für die Betriebsgröße „klein“ angesetzt, alle größeren Abnehmer sind von Konzessionsabgaben befreit.

Für die §19-StromNEV-Umlage werden die für die jeweiligen Abnahmemengen geltenden Regelungen für energieintensive/nicht energieintensive Abnehmer in den Endkundenpreisen berücksichtigt. Es wird unterstellt, dass die Höhe der Umlage (in realen Preisen, Preisbasis 2021) langfristig konstant bleibt, die Mindestumlagen bleiben nominal konstant.

Die Abschätzungen in Kapitel 3.5.3 zeigen, dass die Offshore-Netzumlage durch den starken Ausbau der Offshore-Windkraft langfristig steigen wird, die erwartete KWKG-Umlage steigt aufgrund der im KWKG festgelegten Maximalkosten nur leicht. Diese Kostenentwicklung wird bei den Strompreisen für die Betriebsgrößen „klein“ bis „sehr groß“ berücksichtigt. Auch hier wird unterstellt, dass die Mindestumlagen nominal konstant bleiben.

Berücksichtigung der BesAR und der Strompreiskompensation

Durch die Entlastungen der BesAR bei der EEG-Umlage (bis Ende 2022), der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage sowie durch die Strompreiskompensation sinken die Strombezugskosten der energieintensiven Unternehmen gegenüber den anderen Unternehmen gleicher Größenordnung deutlich. Auch bei der §19 StromNEV-Umlage werden energieintensive Unternehmen etwas stärker entlastet. Im Umfeld der energieintensiven Industrie sind die Vergleichskosten aus dem Strombezug für die Eigenversorgung deshalb deutlich niedriger als in nicht energieintensiven Betrieben. In der Folge sinkt die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung mit fossilen KWK-Anlagen, deren Kosten gleichbleiben. Der typologische Ansatz unterscheidet deshalb bei den großen Abnahmefällen zwischen diesen beiden Einsatzbereichen. In den Betriebsgrößen „groß“ und „sehr groß“ werden die Abnahmefälle mit relativ höheren Strombezugskosten ohne weitere Entlastungen betrachtet, in den Betriebsgrößen „groß BesAR/SPK“ und „sehr groß BesAR/SPK“ werden die Fälle untersucht, die sowohl von der BesAR als auch von der Strompreiskompensation und der weiteren Entlastung bei der §19 StromNEV-Umlage profitieren. Bei der BesAR werden die jeweils größten Entlastungen angesetzt. Aus der typologischen Betrachtung der höchsten und niedrigsten Vergleichsstrompreise für die Eigenversorgung zeigt sich die Spanne der Wirtschaftlichkeit in diesen Abnahmefällen.

Auch nach dem Wegfall der EEG-Umlage zum 01.01.2023 gelten nach der Besonderen Ausgleichsregelung im EnFG weiterhin Reduzierungen für stromkostenintensive Unternehmen bei der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage. Die Begrenzungen der BesAR weisen eine mögliche Spanne der Kostenbelastung für den Strombezug oberhalb einer GWh von maximal 15 % der regulären Umlage bis hin zur Mindestumlage auf, die für beide Umlagen zusammen 0,05 Cent/kWh beträgt. Diese Reduzierungen der Strombezugskosten sind in der folgenden Tabelle 4-25 werden in den Berechnungen für die Betriebsgrößen „groß BesAR/SPK“ und „sehr groß BesAR/SPK“ berücksichtigt und die Ergebnisse gesondert ausgewiesen.

Beim Strom können die beiden repräsentativen Betriebsgrößen „groß“ und „sehr groß“ mit ihren Beispielbranchen Papier und Stahl/Chemie im typologischen Ansatz unter die Regelungen der Strompreiskompensation fallen. Mit diesen Beihilfen für emissionshandelsbedingte indirekte CO₂-Kosten aus der Stromerzeugung werden die Stromkosten dieser im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen – nach derzeitigem Stand – bis 2030 gesenkt. Diese Stromkostenvorteile werden in den Berechnungen in den Abnahmefällen „groß BesAR/SPK“ und „sehr groß BesAR/SPK“ berücksichtigt.

Die Wirtschaftlichkeit der industriellen KWK zur Eigenversorgung wird begünstigt durch hohe Strombezugskosten der Unternehmen im Verhältnis zu den Kosten des in der KWK eingesetzten Brennstoffs. Es ist abzusehen, dass sich dieses Verhältnis in der Zukunft umkehren wird: Die Strombezugskosten sinken bis zum Jahr 2030 spürbar, zunächst durch den Abbau der EEG-Umlage, dann durch die sinkenden Großhandelspreise. Gleichzeitig wird auf längere Sicht der Einsatz fossiler Energieträger teurer, sowohl durch steigende Gaspreise für die Endverbraucher als auch durch steigende Kosten für CO₂-Emissionen. In der Tabelle 4-25 sind die zusätzlichen Kosten für CO₂ aus dem EU ETS bzw. dem BEHG beim Gas noch nicht berücksichtigt. In den Strompreisen werden sie über den Emissionshandel seit vielen Jahren bereits abgebildet. Insgesamt stellt sich die Kostenentwicklung für die Eigenversorgung demnach ungünstig dar.

Tabelle 4-25: Endkundenpreise Strom/ Erdgas für industrielle Verbraucher in realen Preisen (Preisbasis 2021)

Strom in Cent₂₀₂₁/kWh nach Betriebsgröße¹	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045
"klein"	17,7	17,6	19,7	25,2	19,6	18,4	17,5	14,1	13,1	12,8	13,5
"mittel"	15,8	15,6	17,6	23,1	17,6	16,4	15,5	12,0	11,1	10,7	11,4
"mittelgroß"	14,5	14,0	16,3	21,8	16,5	15,6	14,2	10,6	9,7	9,3	10,0
"groß"	12,1	11,5	17,2	25,0	13,6	11,5	10,9	7,7	6,9	6,3	6,9
"sehr groß"	11,7	11,1	16,8	24,6	13,2	11,1	10,4	7,2	6,4	5,8	6,4
„groß BesAR/SPK“	4,0	2,9	7,6	19,1	9,4	7,9	7,3	4,1	5,6	5,1	5,7
„sehr groß BesAR/SPK“	3,6	2,4	7,1	18,6	8,9	7,4	6,8	3,6	5,1	4,6	5,2
Erdgas in Cent₂₀₂₁/kWh_{Ho} nach Betriebsgröße²											
"klein"	3,2	3,0	3,1	7,1	8,9	7,4	6,3	3,3	3,2	3,3	3,4
"mittel"	2,6	2,3	2,9	7,5	8,0	6,2	5,3	2,7	2,6	2,6	2,7
"mittelgroß/groß"	2,3	1,8	3,3	9,4	8,1	6,0	5,0	2,5	2,4	2,4	2,4
"sehr groß"	2,2	1,7	3,8	10,7	7,6	5,8	4,8	2,3	2,2	2,2	2,2
¹ Inklusive regulärer EEG-Umlage, ohne Stromsteuer, netto, für 2023/2024 mit Strompreisbremse											
² Ohne Energiesteuer, ohne CO ₂ -Kosten nach BEHG, netto, für 2023/2024 ohne Gaspreisbremse											

Quelle: eigene Berechnungen

4.2.6.7. Zuschläge nach dem KWKG

Die im typologischen Ansatz betrachteten KWK-Anlagen erhalten nur in einem Einzelfall eine Förderung nach dem KWKG. Bereits nach dem KWKG 2016 mit Stand 2019 wurde die Stromeinspeisung ins Netz in Form von festen Zuschlägen nach § 5 (1) nur noch für KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis einschließlich 1 MW oder mehr als 50 MW gefördert. Im KWKG 2023 liegt die untere Grenze bei 500 kW. Für den Leistungsbereich zwischen 1 MW/500 kW und 50 MW wurden und werden die Zuschlagssätze nach KWKG 2016 (Stand 2019) und KWKG 2023 in Ausschreibungen ermittelt. Ausschlusskriterium für die Teilnahme der hier betrachteten KWK-Anlagen an den Ausschreibungen nach § 8a ist jedoch, dass der gesamte erzeugte Strom ins Netz eingespeist werden muss, also nicht zur Eigenversorgung genutzt werden kann. In den niedrigen Leistungsbereich ohne Ausschreibung fällt ausschließlich das BHKW A mit einer Leistung von 500 kW (0,5 MW). Für alle anderen Anlagen des typologischen Ansatzes werden deshalb keine Zahlungen nach dem KWKG angesetzt, für das BHKW-A werden sie berücksichtigt.

Nach § 6 (3) Nr.3 KWKG 2016 (Stand 2019) und KWKG 2023 erhalten Anlagen, die in stromkostenintensiven Unternehmen eingesetzt werden und deren Strom von diesen Unternehmen selbst verbraucht wird, zwar Zuschlagzahlungen für den selbst genutzten Strom. Allerdings gilt auch hier die Beschränkung nach §5 (1), nach der die Zuschläge im Leistungsbereich zwischen 1 MW/500 kW und 50 MW in Ausschreibungen ermittelt werden, die eine Eigenversorgung ausschließen. Zuschläge für die Eigenversorgung werden deshalb in den Berechnungen nicht angesetzt.

Die Höhe der Zuschlagssätze für hocheffiziente KWK-Anlagen im Leistungssegment bis einschließlich 500 kW haben sich für die Einspeisung in das öffentliche Netz zwischen 2019 und 2023 nicht verändert. Zusätzlich zu diesen Zuschlagssätzen können verschiedene Boni hinzukommen (Kohleersatzbonus, im KWKG 2023 auch Bonus für innovative erneuerbare Wärme oder für elektrische Wärmeerzeuger) die im typologischen Ansatz nicht berücksichtigt werden, da von „Standardfällen“ einer Neuerrichtung hocheffizienter Erdgas-KWK-Anlagen ausgegangen wird. In den Berechnungen berücksichtigt wird jedoch der nach dem KWKG 2016 (Stand 2019) noch gewährte Zuschlag für Anlagen, die am ETS teilnehmen in Höhe von 0,3 Cent/kWh für den eingespeisten Strom. Nach dem KWKG 2023 wird dieser Zuschlag nicht mehr gewährt. Der im KWKG 2023 enthaltene zeitlich gestaffelte Rückgang der jährlich maximal geförderten Volllaststunden wird berücksichtigt.

Tabelle 4-26: Zuschläge nach dem KWKG 2016/ KWKG 2023 für die Anlage BHKW A aus dem typologischen Ansatz

Anlage: BHKW A, 500 kW Leistungsanteile	KWKG-Zuschläge Einspeisung in Cent/kWh*		Förderzeitraum
	2019	2023	Vollbenutzungsstunden
≤0,05 MW _{el}	8,0	8,0	30.000
> 0,05 und ≤0,1 MW _{el}	6,0	6,0	30.000
> 0,1 und ≤0,25 MW _{el}	5,0	5,0	30.000
> 0,25 und ≤0,5 MW _{el}	4,4	4,4	30.000
* Seit Dezember 2017 werden die Zuschlagssätze für Anlagen zwischen 1 und 50 MW elektrischer Leistung über Ausschreibungen ermittelt			

Quelle: KWKG 2016 (Stand 2019), KWKG 2023.

4.2.7. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen

4.2.7.1. Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen zur Eigenversorgung

In der folgenden Tabelle 4-27 ist die Wirtschaftlichkeit industrieller KWK-Anlagen in den oben beschriebenen Abnahmefällen dargestellt.

Als Kennziffer für die Wirtschaftlichkeit wird in den folgenden Tabellen der (reale) interne Zinsfuß der Investition verwendet. Er gibt Auskunft darüber, mit welcher jährlichen Verzinsung die Investitionssumme maximal belastet werden darf, damit die Investitionskosten sich über die Lebenszeit der Anlage (Kalkulationsdauer) refinanzieren. Refinanzierung bedeutet hier, dass die Summe der abgezinsten Einnahmen und Ausgaben im Anlagenbetrieb über die Kalkulationsdauer bei diesem Zinssatz so hoch ist wie die Kosten der Investition (der Nettobarwert ist also gleich null. Gebräuchlich in der Kommunikation – aber irreführend – ist der Begriff „Projektrendite“, der in der Klammer mit aufgeführt wird. Negative Werte für den internen Zinsfuß bedeuten, dass eine Refinanzierung über den Anlagenbetrieb in der Kalkulationsdauer nicht möglich ist. Als Kalkulationsdauern werden für GuD-Anlagen 20 Jahre, für das kleinere BHKW A nur 10 Jahre und für alle anderen KWK-Anlagen 15 Jahre angesetzt.

Die Berechnungen zeigen die Heterogenität der wirtschaftlichen Kennzahlen bei der industriellen Eigenversorgung mit neu errichteten Erdgas-KWK-Anlagen. Die gleiche Anlage kann – je nach betrachtetem Abnahmefall – mehr oder weniger wirtschaftlich sein. Ausschlaggebend sind dabei die jeweiligen Bedingungen vor Ort. Eine gute Wirtschaftlichkeit wird grundsätzlich durch eine Kombination von hohen Endkundenstrompreisen der Betreiber in Verbindung mit einer hohen Auslastung kostengünstiger Anlagen und hohen Eigennutzungsquoten erreicht. Die wesentliche Einflussgröße auf die Wirtschaftlichkeit sind die Strombezugskosten. So zeigen die Berechnungen, dass ein wirtschaftlicher Einsatz vor allem in den Abnahmefällen „klein“ bis „mittelgroß“ möglich ist. Diese Abnahmefälle profitieren in dem gewählten typologischen Ansatz nicht von den möglichen Reduzierungen der Strombezugskosten, wie individuellen Netzentgelten, Strompreiskompensation oder den Begünstigungen durch die BesAR. Der Effekt dieser Reduzierungen zeigt sich bei den Abnahmefällen „groß“ und „sehr groß“, bei denen (niedrigere) individuelle Netzentgelte unterstellt werden und stärker noch bei Abnahmefällen, die die Strompreiskompensation nutzen können und unter die BesAR fallen. Eine hohe Auslastung der Anlage mit hoher Eigennutzungsquote begünstigt ebenfalls die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung, dies kann den Einfluss der Strombezugskosten aber nicht annähernd ausgleichen.

Zwischen den Zeitpunkten der Inbetriebnahme 2019 und 2023 zeigt sich – mit Ausnahme des Falls 4 – über alle Abnahmefälle ein Rückgang der Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung. Ausgelöst wurde dieser Rückgang vor allem durch den Wegfall der EEG-Kosten für die Endverbraucher. Die Strombezugskosten sanken dabei für Unternehmen außerhalb der BesAR um die volle EEG-Umlage und damit stärker als die Kosten der Eigenversorgung, die bei Inbetriebnahmen zwischen 2019 und bis 2022 in der Regel nur mit einem Teil der regulären EEG-Umlage belastet wurde. Dieser Effekt überwiegt zusammen mit dem Wegfall der vermiedenen Netzentgelte für die Anlagenbetreiber ab dem Inbetriebnahmejahr 2023 bei den meisten Abnahmefällen die Kostenentwicklung der Neuanlagen. Anders ist die Situation im Abnahmefall 4, der aufgrund der weit überdurchschnittlichen jährlichen Einsatzzeit der Anlage bereits seit 2019 über den Claw-back-Mechanismus mit der vollen EEG-Umlage belastet wurde. Insbesondere bei diesem Abnahmefall zeigt sich auch der Einfluss der

Auslastung der Anlage. Mit 8.000 Vollbenutzungsstunden wurde das eingesetzte kostengünstige BHKW im typologischen Ansatz bei hohen Strombezugskosten als „Best Case“ für die Wirtschaftlichkeit betrachtet. Sie erreicht den höchsten internen Zinsfuß aller Abnahmefälle. Die Alternativrechnung für diesen Abnahmefall mit weit realistischeren 7.000 Vollbenutzungsstunden und der Einsatz der gleichen Anlage im Abnahmefall 3 mit nur 4.500 Vollbenutzungsstunden zeigen die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von den Einsatzzeiten der Anlagen.

Tabelle 4-27: Wirtschaftlichkeit der industriellen KWK, Inbetriebnahme 2019/2023

Typologischer Ansatz		EEG-Belastung		Interner Zinsfuß ("Projektrendite")			
Unternehmen ohne BesAR/SPK		2019	2023	2019		2023	
Fall-Nr. - Betriebsgröße	KWK-Anlage/ el. Leistung/ Vollbenutzungsstunden in h/a	Anteil	Keine	CO ₂ -Kosten	Zinsfuß real	CO ₂ -Kosten	Zinsfuß real
1 – klein	BHKW A/ 0,5 MW/ 5.000	40%	-	BEHG	20,1%	BEHG	8,5%
2 - mittel	BHKW A/ 0,5 MW/ 5.000	40%	-	BEHG	16,0%	BEHG	5,8%
3 - mittel	BHKW B/ 2 MW/ 4.500	67% ¹	-	BEHG	17,8%	BEHG	0,8%
4 - mittelgroß	BHKW B/ 2 MW/ 8.000 Alternativ bei nur 7.000 Vbh	100% ¹	-	ETS	25,4%	ETS	29,3%
		100% ¹	-	ETS	21,9%	ETS	24,9%
5 - mittelgroß	DT/ 5 MW/ 5.500	84% ¹	-	ETS	9,2%	ETS	7,2%
6 - mittelgroß	GT/ 10 MW/ 5.500 h	84% ¹	-	ETS	22,7%	ETS	20,4%
7 - mittelgroß	BHKW C/ 10 MW/ 5.500	84% ¹	-	ETS	25,3%	ETS	24,7%
8 - mittelgroß	GUD/ 20 MW/ 5.000	40%	-	ETS	13,6%	ETS	9,3%
9 - groß	DT/ 5 MW/ 6.000	90% ¹	-	ETS	-3,4%	ETS	k. Ref. ²
10 - groß	GT/ 10 MW/ 6.000	90% ¹	-	ETS	9,0%	ETS	-17,9%
11 - groß	BHKW C/ 10 MW/ 6.000	90% ¹	-	ETS	14,9%	ETS	3,9%
12 - groß	GUD/ 20 MW/ 5.000	40%	-	ETS	8,7%	ETS	k. Ref. ²
13 - sehr groß	GUD/ 20 MW/ 6.000	40%	-	ETS	11,9%	ETS	k. Ref. ²
		EEG-Belastung		Interner Zinsfuß ("Projektrendite")			
Unternehmen mit BesAR/SPK		2019	2023	2019		2023	
Fall-Nr. - Betriebsgröße	KWK-Anlage/ el. Leistung/ Vollbenutzungsstunden in h/a	Anteil	Keine	CO ₂ -Kosten	Zinsfuß real	CO ₂ -Kosten	Zinsfuß real
9 - groß BesAR/SPK	DT/ 5 MW/ 6.000	Strombezug ³	-	ETS	k. Ref. ²	ETS	k. Ref. ²
10 - groß BesAR/SPK	GT/ 10 MW/ 6.000	Strombezug ³	-	ETS	k. Ref. ²	ETS	k. Ref. ²
11 - groß BesAR/SPK	BHKW C/ 10 MW/ 6.000	Strombezug ³	-	ETS	k. Ref. ²	ETS	k. Ref. ²
12 - groß BesAR/SPK	GUD/ 20 MW/ 5.000	Strombezug ³	-	ETS	k. Ref. ²	ETS	k. Ref. ²
13 - sehr groß BesAR/SPK	GUD/ 20 MW/ 6.000	Strombezug ³	-	ETS	k. Ref. ²	ETS	k. Ref. ²
¹ Die Belastung des Eigenverbrauchs (prozentualer Anteil an regulärer Umlage) variiert für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 1 MW bis einschließlich 10 MW anlagenspezifisch durch die erreichten Vollbenutzungsstunden (Berechnungsvorschrift in §61 c EEG 2017). ² Keine Refinanzierung der Investition über die Kalkulationsdauer möglich. Ein interner Zinsfuß wird von der verwendeten Formel nicht ausgewiesen. ³ Bei Unternehmen, die unter die BesAR fallen, wurde für die Eigenversorgung im EEG 2019 die gleiche EEG-Belastung angesetzt wie für den Strombezug.							

Quelle: Eigene Berechnungen

Wie im Kapitel 4.2.6.6 dargelegt, ist für die Wirtschaftlichkeit der industriellen Eigenversorgung mit Erdgas-KWK-Anlagen neben den Strombezugskosten, der Auslastung und den Eigennutzungsquoten der Anlagen langfristig vor allem das Verhältnis zwischen den Strom- und Gasbezugskosten der Unternehmen relevant. Da sich dieses Verhältnis nach den diesen Berechnungen zugrunde gelegten Prognosen insbesondere durch die steigenden CO₂-Kosten für Brennstoffe nach dem BEHG und auch im ETS langfristig ungünstig, also in Richtung sinkender Strompreise bei gleichzeitig steigenden Gaspreisen verschieben wird, ist mit einer weiter rückläufigen Wirtschaftlichkeit der fossilen Eigenversorgung zu rechnen.

4.2.7.2. Wirtschaftlichkeit von Kondensationskraftwerken zur Eigenversorgung

In den meisten Industriebetrieben, die eine Eigenversorgung betreiben, erfolgt die Stromerzeugung auf der Grundlage der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Nur dort, wo Wärmesenken nicht vorhanden oder nicht erschlossen sind, werden verschiedene Gase, Produktionsrückstände und zum Teil auch noch Kohle ohne gleichzeitige Wärmenutzung (ungekoppelt) verstromt. Dies erfolgt in größeren Bestandsanlagen in großen Industrieunternehmen. Neben Kuppelgasen wurden zwischen 2017 und 2021 auch Erdgas und Steinkohle in industriellen Kondensationskraftwerken ohne Wärmeauskopplung verstromt. Die Eigenversorgung aus vor dem 01.08.2014 errichteten Bestandsanlagen war zwischen 2014 und 2022 im EEG von der EEG-Umlage befreit. Hinzu kam die Befreiung der Eigenversorgung von sämtlichen über den Strombezug aus dem Netz umgelegten Entgelten, Abgaben und Umlagen. Diese alten Anlagen unterliegen seit dem EEG 2017 einem an Anlage, Standort und Betreiber gebundenen Bestandsschutz. Ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Bestandsanlagen kann im Zeitraum zwischen 2019 und 2022 vorausgesetzt werden – zumindest für die abbeschriebenen Anlagen, die keine Kapitalkosten mehr erwirtschaften müssen.

Ab dem Jahr 2023 hat sich die Wirtschaftlichkeit dieser von der EEG-Umlage befreiten Bestandsanlagen mit dem Wegfall der EEG-Umlage deutlich verschlechtert. In der internen Kostenkalkulation der Betreiber müssen seit dem 01.01.2023 keine EEG-Kosten mehr für den Strombezug angesetzt werden. Der Kostenvorteil der Eigenversorgung nimmt dementsprechend ab.

4.2.8. Fazit zur Wirtschaftlichkeit der industriellen Eigenversorgung

In den letzten Jahren verschlechterten sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die industrielle Eigenversorgung mit fossilen Brennstoffen. Früher gewährte Vorteile wie Zahlungen für vermiedene Netzentgelte wurden für neu errichtete hocheffiziente KWK-Anlagen abgeschafft, der Gasbezug für nicht am ETS teilnehmende Unternehmen wurde über das BEHG mit CO₂-Kosten belastet und der Wegfall der EEG-Umlage stellte den Strombezug stärker mit der Eigenversorgung gleich. Dies hat zur Folge, dass die Eigenversorgung sich für große Stromverbraucher, die keine Koppelprodukte oder Produktionsreststoffe in ihren Anlagen einsetzen, immer weniger wirtschaftlich darstellt. Es ist anzunehmen, dass Bestandsanlagen weiter betrieben werden, Neubauten sind in diesem Einsatzbereich jedoch nur noch in Nischen zu erwarten. Anders ist die Situation in kleineren und mittleren Unternehmen, die nicht von den nach Wegfall des EEG-Umlage-Privilegs noch verbleibenden Begünstigungen beim Strombezug profitieren (Begrenzung von KWK- und Offshore-Netzzulage im Rahmen der BesAR). Hier ist die Wirtschaftlichkeit einer fossilen Eigenversorgung mit kostengünstigen Anlagen immer noch gegeben, vor allem durch die Einsparung der Netzentgelte.

Die industrielle Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien beschränkt sich heute noch vorwiegend auf kleinere Unternehmen, die einen Teil ihres Strombedarfs vorwiegend über PV-Anlagen decken.

Wie in Kapitel 4.1.3.1 gezeigt, ist die Gesamtstrommenge zur Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien noch gering und oft in Nischen anzutreffen. Während die Eigenversorgung im Gewerbe, beispielsweise über PV-Dachanlagen bereits weit verbreitet und wirtschaftlich ist, stehen für größere Industriebetriebe kaum Lösungen für einen substanziellen Einsatz bereit. Einen relevanten Beitrag konnten die Erneuerbaren in Unternehmen mit hohem Strombedarf bisher aufgrund der Flächenrestriktionen der Unternehmen nicht leisten (vgl. Kapitel 4.2.2). Der steigende EE-Strombezug von Industrieunternehmen ist in der Regel von der Eigenversorgung im Sinne des EEG abzugrenzen, da keine räumliche Nähe und keine Personeneinheit gegeben sind.

4.3. Auswirkungen der Privilegierung des Letztverbrauchs für die Eigenversorgung auf die Umlageeinnahme, die Differenzkosten und die nichtbegünstigten Verbraucher

4.3.1. Ermittlung der Beiträge der gängigen Eigenversorgungsmodelle im Sektor GHD und Industrie zu Steuern, Abgaben und Umlagen, insbesondere der EEG-Umlage, sowie den Netzentgelten

Betrachtet werden an dieser Stelle die tatsächlich von den Eigenversorgern geleisteten Zahlungen zur Finanzierung der Kosten des Ausbaus und des Erhalts der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG) und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG), der Anbindungskosten für die Offshore-Windkraft (Offshore-Netzumlage), des Stromnetzes (Netzentgelte), der Sicherstellung eines flexiblen Stromsystems (AbLaV-Umlage), der Vergünstigungen für die besondere Nutzung des Stromnetzes (§19 StromNEV-Umlage) und der Nutzung öffentlichen Straßenlands für die Stromleitungen (Konzessionsabgabe).

4.3.1.1. EEG-Umlage

Durch §61 (1) Nr. 1 EEG 2017 und EEG 2021 waren die Netzbetreiber bis zum 01.01.2023 berechtigt und verpflichtet, die EEG-Umlage von Letztverbrauchern die Eigenversorgung zu verlangen. Nach § 61 (2) EEG 2017 in der ursprünglichen Fassung aus dem Jahr 2016 (Stand 22.12.2016) entfiel oder verringerte sich der Anspruch nach Absatz 1 nach den §§ 61a bis 61e und § 61k EEG 2017. Seit der Fassung des EEG 2017 aus dem Jahr 2019 (Stand 20.11.2019) verwies Absatz 2 auf die §§ 61a bis 61g und 61l EEG 2017. In diesen Paragraphen wurde geregelt, unter welchen Vorgaben und mit welchem Anteil an der regulären EEG-Umlage die vor bzw. nach dem Stichtag 1. August 2014 in Betrieb gegangenen Eigenversorgungsanlagen belastet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen und veröffentlichen jährliche Abrechnungen zu den EEG-Zahlungen und -Einnahmen. Diese Abrechnungen erscheinen in der Regel Ende Juni/ Anfang August für das jeweilige Vorjahr, aktueller Stand ist das Jahr 2022. Strommengen, deren EEG-Belastung entfällt, werden in diesen Abrechnungen nicht aufgeführt, da sie keinen Beitrag zur Finanzierung der EEG-Kosten leisten. Diese EEG-Jahresabrechnungen geben einen Überblick über die mit der EEG-Umlage belasteten Strommengen aus der Eigenversorgung und ihren Finanzierungsbeitrag (vgl. Tabelle 4-28). Diese mit der (anteiligen) EEG-Umlage belasteten Strommengen der Eigenversorgung stiegen zwischen 2017 und 2021 von knapp 3,1 TWh auf 6,3 TWh, im Jahr 2022 gingen sie dann auf 5,2 TWh zurück. Insgesamt handelte es sich immer noch um geringe Teilmengen der Eigenversorgung.

Die Einstufungen der Anlagen zu den vom EEG zu verschiedenen Zeitpunkten vorgegebenen Belastungsstufen 100 %, 40 %, 20 % und 160 % folgen den jeweils gültigen Regelungen im EEG 2017 und EEG 2021. Bei der Belastung mit 160 % handelt es sich um den Claw-Back-Mechanismus für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 1 MW bis einschließlich 10 MW für die Stromerzeugung oberhalb von 3.500 Vollbenutzungsstunden bis 7.000 Vollbenutzungsstunden, der zeitweise ausgesetzt wurde. Parallel zu den wachsenden mit der (anteiligen) EEG-Umlage belasteten Strommengen stiegen auch die hierfür geleisteten Zahlungen der belasteten Eigenversorger. Zwischen 2017 und 2021 nahmen die Zahlungen von knapp 90 Mio. Euro auf über 193 Mio. Euro zu. Im Jahr 2022 gingen die Zahlungen dann aufgrund der niedrigen und ab dem 01. Juni nicht mehr erhobenen EEG-Umlage deutlich auf knapp 56 Mio. Euro zurück. Der Finanzierungsbeitrag blieb bei Gesamteinnahmen aus der EEG-Umlage von knapp 23 Mrd. Euro im Jahr 2021 und knapp 7 Mrd. Euro im Jahr 2022 mit weniger als 1 % vernachlässigbar.

Tabelle 4-28: Mit der (anteiligen) EEG-Umlage belastete Strommengen der Eigenversorgung und daraus resultierende Zahlungen

Belastete Strommengen in TWh	2017⁹³	2018⁹⁴	2019⁹⁵	2020⁹⁶	2021⁹⁷	2022⁹⁸
Mit 40 % der EEG-Umlage - 2017: gemäß § 61b Nr. 1 und 2 - ab 2018: gem. § 61b bis § 61d	2,91	3,38	4,49	5,28	5,65	4,71
Mit 160 % der EEG-Umlage - 2017: - - ab 2018: gemäß § 61c Abs. 2	0,00	0,00	0,00	0,31	0,30	0,17
Mit 20 % der EEG-Umlage - 2017: gemäß § 61g Abs. 2 - ab 2018: gemäß § 61g Abs. 1 und 2	0,00	0,01	0,03	0,11	0,10	0,09
Mit 100 % der EEG-Umlage - 2017: gemäß § 61 Abs. 1 oder § 61g Abs. 1 - ab 2018: gemäß § 61 Abs. 1 Nr. 1 oder § 61i Abs. 1	0,15	0,58	0,44	0,52	0,22	0,22
Belastete Strommengen insgesamt in TWh	3,06	3,97	4,96	6,21	6,27	5,19
Zahlungen in Mio. Euro						
Bei 40 % der EEG-Umlage - 2017: gemäß § 61b Nr. 1 und 2 - ab 2018: gemäß 2018 § 61b bis § 61d	79,7	91,5	114,8	141,9	146,7	43,9
Bei 160 % der EEG-Umlage - 2017: - - ab 2018: gemäß § 61c Abs. 2	0,0	0,0	0,0	28,4	31,6	4,8
Bei 20 % der EEG-Umlage - 2017: gemäß § 61g Abs. 2 - ab 2018: gemäß § 61g Abs. 1 und 2	0,0	0,1	0,4	1,5	1,4	0,6
Bei 100 % der EEG-Umlage - 2017: gemäß § 61 Abs. 1 oder § 61g Abs. 1 - ab 2018: gemäß § 61 Abs. 1 Nr. 1 oder § 61i Abs. 1	9,9	39,6	27,9	20,2	13,6	6,3
Zahlungen insgesamt in Mio. Euro	89,6	131,2	143,1	191,9	193,2	55,6

Quelle: EEG-Jahresabrechnungen der ÜNB.

⁹³ Übertreibungsnetzbetreiber 2018b.

⁹⁴ Übertreibungsnetzbetreiber 2019b.

⁹⁵ Übertreibungsnetzbetreiber 2020b.

⁹⁶ Übertreibungsnetzbetreiber 2021b.

⁹⁷ Übertragungsnetzbetreiber 2022a.

⁹⁸ Übertragungsnetzbetreiber 2023.

Mit der Abschaffung der EEG-Umlage ab dem 01.01.2023 ist der Strombezug der Eigenversorgung bezüglich einer Belastung für die Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien gleichgestellt.

4.3.1.2. KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage, AbLaV-Umlage, Abgaben

Sowohl bei der KWKG-Umlage, mit der die Sicherung und der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung finanziert wird, als auch bei der Offshore-Netzumlage für die Umlage der Kosten für den Ausbau des Stromnetzes zur Anbindung der Offshore-Windkraft handelt es sich um netzseitige Umlagen. Das bedeutet, dass die Finanzierung der im Rahmen des KWKG und für die Netzanbindung anfallenden Kosten anhand von Aufschlägen auf die Kosten des Strombezugs der Letztverbraucher aus dem Netz geregelt ist.

Mit dem Belastungsausgleich nach §18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV) werden die Kosten der Anbieter von sogenannter „Abschaltleistung“ ausgeglichen. Diese wird zur Erhöhung der Flexibilität des Stromnetzes benötigt. Die Finanzierung der entstehenden Kosten erfolgt über die AbLaV-Umlage, die wie die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage als Aufschlag auf die Kosten des Strombezugs erhoben wird.

Auch die Konzessionsabgabe, mit der nach §1 (2) der Konzessionsabgabenverordnung die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen, abgegolten wird, wird bei den Letztverbrauchern anhand der aus dem Stromnetz entnommenen Strommengen erhoben.

Bei der im Rahmen dieses Erfahrungsberichts betrachteten Eigenversorgung handelt es sich um Letztverbrauch, der – mit Ausnahme der Eigenversorgung aus älteren Bestandsanlagen nach §61f EEG 2017 und EEG 2021 – generell die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes ausschließt.

Deshalb leistet die Eigenversorgung bis auf die genannte Ausnahme keine Beiträge zur KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage und AbLaV-Umlage. Bestätigt wurden diese Regelungen durch §12 EnFG, nach dem die Netzbetreiber die Umlagen als Aufschlag auf die Netzentgelte erheben sollen. Auch zu den Konzessionsabgaben leistet die Eigenversorgung keinen Beitrag.

4.3.1.3. Netzentgelte, §19 StromNEV-Umlage

Nach §3 (2) der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) wird mit der Entrichtung des Netzentgelts die Nutzung der Netz- oder Umspannebene des jeweiligen Betreibers des Elektrizitätsversorgungsnetzes, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen abgegolten. Nach §17 (2) besteht das Netzentgelt pro Entnahmestelle aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden.

Bei der im Rahmen dieses Erfahrungsberichts betrachteten Eigenversorgung handelt es sich um Letztverbrauch, der – mit Ausnahme der Eigenversorgung aus älteren Bestandsanlagen nach §61f EEG 2017 und EEG 2021 – generell die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes ausschließt.

Deshalb leistet die Eigenversorgung bis auf die genannte Ausnahme keine direkten Beiträge zur Finanzierung der Stromnetze. Ein Arbeitspreis pro bezogene Kilowattstunde fällt für die Eigenversorgungsmengen nicht an, allerdings wird die Leistung der Eigenversorgungsanlagen für den Fall eines Ausfalls dieser Anlagen beim Netzbetreiber oft über ein Leistungsentgelt abgesichert, das den Strombezug in diesen Zeiten sicherstellt. Hierzu werden mit dem Netzbetreiber gesonderte Verträge abgeschlossen. Aussagekräftige Auswertungen zu den Finanzströmen aus diesen Absicherungsverträgen liegen nicht öffentlich vor.

Auf der anderen Seite kann die Eigenversorgung das Stromnetz regional auch entlasten, da aufgrund der dezentralen Erzeugung an den Verbrauchsstellen insgesamt weniger Strom durchgeleitet werden muss und der Netzausbau nach Ansicht der Betreiber von kleineren Stromerzeugungsanlagen insbesondere in den oberen Netzebenen begrenzt wird. Valide Untersuchungen darüber, ob die Eigenversorgung insgesamt und über alle Netzebenen positive oder negative Beiträge zu den Netzentgelten leistet, liegen nicht vor.

Da die Eigenversorgung den Strombezug (Arbeit in kWh) reduziert, entfallen für diese nicht aus dem Netz bezogenen Strommengen auch die Umlagen nach §19 (2) StromNEV, die auf den Arbeitspreis der Netzentgelte umgelegt werden. Die Eigenversorgung leistet keine Beiträge zur §19 StromNEV-Umlage.

4.3.1.4. Stromsteuer

Die Stromsteuer wird nach §5 (1) StromStG auf den gesamten Letztverbrauch erhoben, unabhängig davon, ob er aus dem Netz entnommen wird oder ob es sich um Eigenversorgung handelt. Die Regelhöhe der Steuerbelastung beträgt 2,05 Cent/kWh, abweichend hiervon sind für verschiedene Verbrauchsgruppen (z. B. Produzierendes Gewerbe) und Anwendungen (z. B. Elektrolyse) Reduzierungen vorgesehen. Da diese sich hauptsächlich auf die Anwender bzw. die Stromnutzung beziehen, bestehen keine grundsätzlichen Unterschiede in der Belastung des Strombezugs und der Eigenversorgung. Allerdings enthält das Stromsteuergesetz auch zwei für die Eigenversorgung relevante Ausnahmen für die Eigenversorgung in Form von Befreiungen von der Steuerpflicht.

Von der Stromsteuer befreit sind nach §9 (1) StromStG der Stromverbrauch aus erneuerbaren Energieträgern, wenn er aus einem ausschließlich aus solchen Energieträgern gespeisten Netz entnommen wird. Erneuerbare Energieträger in diesem Sinne sind Wasser- und Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas und Biomasse. Ebenfalls befreit ist Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 Megawatt, wenn er vom Anlagenbetreiber in einem räumlichen Zusammenhang zur Anlage verbraucht wird. Wenngleich das Gros der Eigenversorgung in Industrie und Gewerbe nicht über erneuerbare Energien und kleinere BHKW erfolgt, entsteht hier doch ein grundsätzlicher Vorteil für die Eigenversorgung mit kleineren Anlagen. Die Beiträge zum Steueraufkommen aus der Eigenversorgung von Betrieben mit größeren, mit konventionellen Brennstoffen betriebenen Anlagen entsprechen denen aus dem Bezug von Strom.

Da die Höhe der Stromsteuer unternehmensindividuell nach den vorliegenden Entlastungs- oder Befreiungstatbeständen erhoben wird und keine entsprechenden Statistiken zur Eigenversorgung öffentlich verfügbar sind, sind keine Aussagen zu den insgesamt geleisteten Stromsteuerzahlungen für die Eigenversorgung möglich.

4.3.2. Darstellung der Auswirkungen der Privilegierung auf die Kosten der nicht begünstigten Verbraucher

Die Eigenversorgung ist nach der geltenden Rechtslage von den meisten netzseitigen Umlagen, Abgaben und Entgelten befreit, oder trägt nur in verringertem Umfang zu deren Finanzierung bei. An dieser Stelle wird für die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage untersucht, wie sich eine theoretische Berücksichtigung der Eigenversorgungsmengen auf die Umlagesysteme auswirken könnte. Diese Umlagen gehören neben den Netzentgelten und der Stromsteuer zu den wesentlichen Kostenkomponenten für den industriellen Strombezug. Für die Netzentgelte ist eine derartige Betrachtung aufgrund der fehlenden veröffentlichten Datenbasis zu den Kosten des Stromnetzes nach Spannungsebenen nicht möglich. Auch für die Stromsteuer ist die Datenlage nicht ausreichend, hier kann nur eine Trendabschätzung anhand der kleinen BHKW (bis 1 MW) und der Daten zur EE-Eigenversorgung vorgenommen werden.

4.3.2.1. EEG-Umlage

Mit Inkrafttreten des EEG 2014 entstanden für die Befreiung der Eigenversorgung von der Zahlung der EEG-Umlage neue Regelungen. So wurden neue, zusätzliche Anlagen, die keiner im EEG genannten Sonderregelung unterliegen, seit 2014 mit der (anteiligen) EEG-Umlage belastet. Allerdings stellten diese Anlagen 2017 und auch Ende 2022 noch eine sehr kleine Minderheit dar (vgl. Tabelle 4-1). Das Gros der Anlagen zur Eigenversorgung war bis Ende 2022 nach §§ 61e und 61f EEG 2017 nach wie vor vollständig von der EEG-Umlage befreit. Eine Ermittlung der exakten Eigenversorgungsmenge in diesen Anlagen ist nicht möglich, die Größenordnung des Eigenverbrauchs wurde bis 2022 in den Mittelfristprognosen für die Übertragungsnetzbetreiber ermittelt. Diese Berechnungen wurden in der aktuellen Mittelfristprognose 2023-2027 eingestellt, da die Finanzierung der EEG-Kosten seit dem 01.01.2023 über das EnFG geregelt wird und bei den Endverbrauchern keine EEG-Umlage mehr erhoben wird.

Entsprechende Berechnungen wurden jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Rahmen der sogenannten Mittelfristprognosen in Auftrag gegeben. Allerdings stand die Eigenversorgung dort nicht im Fokus, vielmehr sollte über die Berechnung des nichtprivilegierten Letztverbrauchs, also des Stromverbrauchs, für den keine im EEG festgelegte Reduzierung oder Befreiung von der EEG-Umlage geltend gemacht werden kann, die Höhe der EEG-Umlage für das Folgejahr festgelegt werden. Dies geschah letztmalig für das Jahr 2022. Dabei wurde von den hiermit beauftragten Instituten im Grundsatz das folgende Verfahren angewendet:

- Zunächst erfolgte eine statistische Analyse der Bruttostromerzeugung des Vorjahres
- Aus der Bruttostromerzeugung wurde der zugehörige Nettostromverbrauch in Deutschland ermittelt/geschätzt, indem Im- bzw. Exporte berücksichtigt und der Eigenverbrauch der Kraftwerke sowie Netz- und Pumpstromverluste abgezogen wurden.
- Anschließend wurde die so berechnete Nettostromerzeugung mit der Letztverbrauchsabgabe der Energieversorgungsunternehmen, also den Stromlieferungen an Letztverbraucher verglichen.

- Als Differenz aus Nettostromerzeugung und Letztverbrauchsabgabe ergab sich rechnerisch die statistisch nicht ausgewiesene Eigenversorgung, die jedoch nicht nach Branchen/Einsatzbereichen differenziert werden konnte.
- Die so berechnete Strommenge der Eigenversorgung, die vor allem aus industriellen Betrieben stammt, wurde um Berechnungen zum PV-Eigenverbrauch und ggf. dem Eigenverbrauch aus anderen erneuerbaren Energien des Vorjahres.
- Die ermittelten Daten wurden für das Betrachtungsjahr und das Folgejahr, für die die EEG-Umlage festgelegt werden sollte, fortgeschrieben.

Aufgrund dieses Verfahrens besteht eine große Unsicherheit über die exakte Höhe und die jährliche Entwicklung der Eigenversorgung. Die in den Mittelfristprognosen ausgewiesene Höhe der Eigenversorgung in den einzelnen Jahren beruht auf den Berechnungen und Schätzungen der von den ÜNB beauftragten Institute und weist zwischen den einzelnen Analysen eine hohe Schwankungsbreite auf. Die folgende Tabelle 4-29 zeigt die Ergebnisse der Institute zur Eigenversorgung aus der rückblickenden Analyse in den Jahren 2017 bis 2021 (vgl. Tabelle 4-1) sowie die daraus berechneten umlagebefreiten Eigenversorgungsmengen und die in den Berechnungen zur Festlegung der EEG-Umlage angesetzten Prognosewerte. Es zeigen sich hierbei deutliche Abweichungen, die auf einer unzureichenden Ausgangsdatenbasis und unterschiedlichen Einschätzungen zur zukünftigen Entwicklung der Eigenversorgung durch die beauftragten Institute beruhen.

Für die auf Prognosen beruhenden Umlageberechnungen wird dabei abgestellt auf eine rechnerisch umlagebefreite Strommenge, d. h., dass die anteilig belasteten Strommengen anhand ihrer Belastungshöhe umgerechnet werden auf vollständig befreite Strommengen.

Ein Beispiel: 1.000 GWh mit einer 40prozentigen EEG-Belastung entsprechen 600 GWh rechnerisch umlagebefreitem Strom und 400 GWh voll belastetem Strom.

Aus der folgenden Tabelle 4-29 geht hervor, dass die Eigenversorgung zwischen 2017 und 2022, wengleich sie ab 2019 deutlich geringer war als in den Prognosen angesetzt, noch weit überwiegend von einer Belastung mit der EEG-Umlage befreit war, da sie zu einem großen Teil entweder aus Bestandsanlagen oder – in zwar geringem aber kontinuierlich steigendem Umfang – aus kleinen PV-Anlagen nach § 61a EEG 2017 und EEG 2021 stammte.

Tabelle 4-29: Eigenversorgung und in den Berechnungen zur EEG-Umlage angesetzter Eigenverbrauch 2017-2022

Angaben in GWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Eigenversorgung (Analyse/Trend*)	66.400	64.930	61.230	44.655	50.150*	51.640*
Selbsterzeugter und sonstiger Letztverbrauch, davon nicht zu berücksichtigen:						
- § 61 (1) Nr. 2 EEG 2017 (sonstiger Verbrauch)	2.200	3.170	3.440	4.410	4.560	4.690
- § 61 (1) EEG 2017 (Verbrauch Speicher)	5.500	5.740	5.830	n. e. **	n. e. **	n. e. **
Eigenversorgung ohne Verbrauch Speicher/sonstige	66.400	64.930	61.230	44.655	50.150	51.640
Rechnerisch umlagebefreite Eigenversorgung ohne Verbrauch Speicher/sonstige***	65.504	63.502	59.232	41.350	46.484	47.702
- keine Umlage	64.220	61.820	56.790	38.460	43.160	43.950
- 20 % Umlage	0	8	24	88	216	416
- 40 % Umlage	1.284	1.674	2.418	3.168	3.420	3.660
- 160 % Umlage	0	0	0	-186	-312	-324
Eingangsdaten für die Umlageberechnung						
Prognose des rechnerisch umlagebefreiten Eigenverbrauchs für die Umlageberechnung	63.187	64.186	74.116	72.874	67.541	55.725
Eigenverbrauch insgesamt 2017	63.569					
- nach § 61 (3) EEG 2017 (keine Umlage)	62.446					
- nach § 61 (2) S. 4 EEG 2017 (keine Umlage)	168					
- nach § 61 (2) S. 4 > 10 MWh EEG 2017 (40 % Umlage)	160					
- nach § 61 (1) S.1 Nr. 3 EEG 2017 (40 % Umlage)	795					
Rechnerisch umlagebefreit 2017	63.187					
Eigenverbrauch insgesamt 2018/19, davon		64.800	75.445			
- nach §§ 61c, 61d, 61e (3), 61k (1) EEG 2017 (keine Umlage)		62.352	71.135			
- nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 (keine Umlage)		622	648			
- nach § 61e (1) und (2) EEG 2017 (20 % Umlage)		581	678			
- nach § 61b Nr. 1-2 EEG 2017 (40 % Umlage)		1.245	2.984			
Rechnerisch umlagebefreit 2018/19		64.186	74.116			
Eigenverbrauch insgesamt 2020/21/22, davon				74.273	69.756	59.128
- nach §§ 61e, 61f, 61g (3), 61l (1) EEG 2017/2021 (keine Umlage)				69.655	62.954	50.161
- nach § 61a Nr. 4 EEG 2017/2021, nach § 61b (2) EEG 2021 (keine Umlage)				907	924	1.804
- nach § 61g (1) und (2) EEG 2017/2021 (20 % Umlage)				425	683	523
- nach § 61b Nr. 1-2, 61c (1) EEG 2017, nach § 61b (1) und (2) bis 3.500 Vbh, 61c (1) und (3) EEG 2021 (40 % Umlage)				3.285	5.194	6.105
- nach § 61c Abs. 2 (3.500 h < Vbh ≤ 7.000 h, Claw Back) EEG 2021 (160% Umlage)						535
Rechnerisch umlagebefreit 2020/21/22				72.874	67.541	55.725
* Prognosewerte aus Mittelfristprognose des Leipziger Institut für Energie GmbH 2021, für 2021 und 2022, Eigenversorgung wird in aktueller Mittelfristprognose nicht mehr ausreichend untergliedert						
** n. e. = in diesen Mittelfristprognosen im selbsterzeugten und sonstigen Letztverbrauch enthalten						
***nach den in den einzelnen Jahren jeweils gültigen Kategorien aus Tabelle 4-1						

Quelle: Mittelfristprognosen für die ÜNB.

Als einheitliche Datengrundlage für die Darstellung der maximalen Effekte der Eigenversorgung auf die Höhe der EEG-Umlage der Jahre 2017 bis 2022 werden die von den ÜNB in ihren Prognosen der EEG-Umlage nach Ausgleichsmechanismusverordnung für das jeweilige Folgejahr unterstellten Werte für den nichtprivilegierten Letztverbrauch und die EEG-Differenzkosten verwendet. Abweichend von der auf der Prognose beruhenden Umlageberechnung werden jedoch – soweit vorhanden – die um den sonstigen Letztverbrauch und den Verbrauch der Speicher bereinigten Strommengen aus der rückblickenden Analyse der Eigenversorgung verwendet, um den Umlageeffekt der Eigenversorgung im engeren Sinne darzustellen.

Bei der Berechnung der Effekte einer EEG-Belastung der gesamten Eigenversorgung auf die Höhe der EEG-Umlage sind bis einschließlich 2022 die Umstände der Eigenversorgung zu beachten. Handelt es sich bei dem Nutzer der Eigenversorgung (Stromverbraucher) um eine Privatperson oder ein Unternehmen, das nicht als stromkostenintensiv nach den Regelungen des § 64 EEG 2017 und EEG 2021 einzustufen ist, könnte dessen Stromverbrauch vollständig oder anteilig dem nichtprivilegierten Letztverbrauch zugeschlagen werden. Hierdurch erhöhte sich die Strommenge, auf die die Differenzkosten des EEG zu verteilen ist. Diese Betrachtung stellt den maximalen theoretischen Entlastungseffekt dar und ist in der folgenden Tabelle 4-30 dokumentiert. Dabei wird unterschieden zwischen einer vollständigen EEG-Belastung der Eigenversorgung (100 %) auch für Bestandsanlagen und einer anteiligen Belastung (40 %), wie sie für neu errichtete, hocheffiziente KWK-Anlagen oder Anlagen für erneuerbare Energien zwischen 2017 und 2022 galt. Sonderfälle, wie die 20-prozentige Belastung beim Ersatz von Bestandsanlagen oder der Claw-Back-Mechanismus mit der 160-prozentigen Belastung der Stromerzeugung aus Anlagen von 1 MW bis zu 10 MW elektrischer Leistung, die oberhalb von 3.500 Vollbenutzungsstunden erzeugt wurden, werden nicht gesondert betrachtet, da die monetären Auswirkungen der Neuregelungen des EEG 2017 aufgrund der sehr geringen Fallzahl vernachlässigbar sind und der Claw-Back-Mechanismus zudem in den Jahren 2018 bis 2020 ausgesetzt war.

Fällt die Abnahmestelle am Standort der Anlage im Zeitraum bis 2022 jedoch unter die Regelungen des § 64 EEG 2017 und EEG 2021 für stromkostenintensive Unternehmen, stellt sich die Situation anders dar. Für diese Eigenversorgung wäre für den Eigenverbrauch, der über einen voll belastbaren Stromverbrauch von 1 GWh hinausgeht, nur eine anteilige EEG-Umlage in Höhe des für das betreffende Jahr gültigen Begrenzungsbescheids zulässig. Im niedrigsten Fall wäre dies die Mindestumlage von 0,05 Cent/kWh nach § 64 (2) 4. a) EEG 2017 und EEG 2021, höchstens wären für diese Eigenversorgung nach § 64 (2) 2. b) EEG 2017 und EEG 2021 bzw. nach § 103 (3) EEG 2017/ §103 (4) EEG 2021 eine Belastung mit 20 % der jeweils gültigen EEG-Umlage anzusetzen. Die Größenordnung der maximalen Effekte der Eigenversorgung auf die veröffentlichte EEG-Umlage der jeweiligen Jahre ist der folgenden Übersicht zu entnehmen. Es ist in Verbindung mit den Regelungen für stromkostenintensive Unternehmen jedoch davon auszugehen, dass die jeweiligen Reduzierungen der allgemeinen EEG-Umlage durch eine umfassende Belastung der Eigenversorgung in den einzelnen Jahren deutlich niedriger ausgefallen wären.

Ab 2023 wird keine EEG-Umlage mehr erhoben, dementsprechend treten keine Effekte der Eigenversorgung auf die EEG-Umlage mehr auf.

Tabelle 4-30: Abschätzung des maximalen Effekts der Eigenversorgung auf die EEG-Umlage 2017-2022

	2017 ⁹⁹	2018 ¹⁰⁰	2019 ¹⁰¹	2020 ¹⁰²	2021 ¹⁰³	2022 ¹⁰⁴
Berechnungsgrundlage EEG-Umlage						
a) Für Berechnung der EEG-Umlage von den ÜNB im Vorjahr angesetzt nichtprivilegiertes Letztverbrauch [TWh]	348,5	350,1	352,8	354,2	342,8	348,0
b) Für die EEG-Umlage im Vorjahr von den ÜNB angesetzte Differenzkosten [Euro]	23.978	23.781	22.595	23.927	22.281	12.956
EEG-Umlage für das betreffende Jahr [Cent/kWh] = b/a	6,88	6,792	6,405	6,756	6,50	3,72
Eigenversorgung						
c) Für das betreffende Jahr in der rückblickenden Analyse der Mittelfristprognosen ermittelter umlagebefreiter Eigenverbrauch [TWh]	65,5	63,5	59,2	41,5	46,5	47,7
Theoretische Maximaleffekte der Eigenversorgung auf die jeweilige EEG-Umlage						
Bei Belastung der Eigenversorgung mit 100 % der EEG-Umlage:						
Minimale EEG-Umlage [Cent/kWh] = $b/(a+c)$ *	5,79	5,75	5,48	6,05	5,72	3,27
Maximale Senkung der EEG-Umlage [Cent/kWh] *	1,09	1,04	0,92	0,71	0,78	0,45
Bei Belastung der Eigenversorgung mit 40 % der EEG-Umlage:						
Minimale EEG-Umlage [Cent/kWh] = $b/(a+0,4*c)$ *	6,40	6,33	6,00	6,45	6,17	3,53
Maximale Senkung EEG-Umlage [Cent/kWh] *	0,48	0,46	0,40	0,30	0,33	0,19
* Unter der Annahme, dass der Eigenverbrauch nicht unter die Regelung der BesAR fällt.						

Quelle: Mittelfristprognosen, Übertragungsnetzbetreiber auf www.Netztransparenz.de.

4.3.2.2. KWKG-Umlage

Bei der KWKG-Umlage handelt es sich um eine netzseitige Umlage, die auf den Letztverbrauch abstellt, der über das Stromnetz bezogen wird. Ausgangspunkt für den Verteilmechanismus der KWK-Kosten auf die Letztverbraucher sind deshalb die von den Netzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber gelieferten Daten zur Stromabgabe aus ihren Netzen an Letztverbraucher. Da für den Eigenverbrauch – mit Ausnahme der Eigenversorgung aus älteren Bestandsanlagen nach §61f EEG 2017 und EEG 2021 – generell die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes ausgeschlossen wird, wird der Eigenverbrauch bei den Umlageberechnungen nur zu einem geringen, nicht separat ausgewiesenen Teil berücksichtigt.

Eine Berechnung des Effekts der Eigenversorgung auf die Höhe der KWKG-Umlage steht also vor der Herausforderung, einerseits eine zu berücksichtigende Strommenge für den theoretischen, gesetzlich nicht vorgesehenen Fall einer Belastung des Letztverbrauchs aus selbst erzeugten Strommengen zu definieren. Hilfsweise wird hier als Obergrenze die maximale Eigenversorgungsmenge aus den Mittelfristprognosen angesetzt, die auch bei der Festlegung der KWKG-Umlage verwendet wird.

Auf der anderen Seite ist nicht bekannt, ob Teilmengen der Eigenversorgung dem privilegierten Letztverbrauch nach §§ 27 und 27a-d KWKG 2016 und KWKG 2020 zuzuordnen sind. Es ist also offen,

⁹⁹ Übertragungsnetzbetreiber, 2016.

¹⁰⁰ Übertragungsnetzbetreiber, 2017.

¹⁰¹ Übertragungsnetzbetreiber, 2018.

¹⁰² Übertragungsnetzbetreiber, 2019.

¹⁰³ Übertragungsnetzbetreiber, 2020.

¹⁰⁴ Übertragungsnetzbetreiber, 2021.

in welchem Umfang die Eigenversorgung im Falle einer gesetzlich nicht vorgesehenen Berücksichtigung die Eigenversorgung zur Finanzierung des KWKG tatsächlich beitragen könnte. Die Spannen reichen von der Regelumlage für nichtprivilegierte Letztverbraucher bis zur Berücksichtigung der Mindestumlage. Diese lag bis 2022 im KWKG bei 0,03 Cent/kWh und wird in der folgenden Tabelle 4-31 in dieser Höhe angesetzt.

Aus den genannten Gründen können vor dem Hintergrund der unzureichenden Datenverfügbarkeit nur die Spannbreiten zwischen einer theoretischen Minimal- und Maximalentlastung der nicht privilegierten Letztverbraucher dargestellt werden. Die Abschätzung erfolgt anhand der in den rückwärtigen Analysen ermittelten rechnerisch umlagebefreiten Eigenverbrauchsmengen der rückblickenden Analyse aus Tabelle 4-29, also ohne Strommengen des sonstigen Letztverbrauchs und ohne den Verbrauch der Speicher. Dargestellt wird als Maximalentlastung die Ansetzung des gesamten Eigenbedarfs als nichtprivilegiertes Letztverbrauchen. Hiermit erhöht sich die Strommenge zur Verteilung der unveränderten Kosten auf die nichtprivilegierten Verbraucher, auch die privilegierten Strommengen bleiben gleich. Als Minimalentlastung werden die Strommengen der Eigenversorgung als privilegierte Strommengen nach §27 (1) Nr. 2 KWKG 2016 und KWKG 2020 angesetzt und die zusätzlichen finanziellen Beiträge mit 0,03 Cent/kWh berücksichtigt. Die nicht privilegierte Strommenge bleibt konstant. Die Daten in der folgenden Tabelle 4-31 beruhen auf den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zur KWKG-Umlage 2017 bis 2022.

Nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber beträgt die KWKG-Umlage im Jahr 2023 für den nicht-privilegierten Letztverbrauch 0,357 Cent/kWh und geht gegenüber 2022 leicht zurück¹⁰⁵.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen jedoch auf die erwarteten Auswirkungen durch das ab 01.01.2023 geltende Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) hin:

Die Letztverbrauchsprognosen der Netzbetreiber für das Kalenderjahr 2023 wurden im Rahmen des zum Zeitpunkt der Umlageberechnung gültigen KWKG 2020 erhoben. Das bedeutet, dass für die Letztverbrauchs-kategorien nach EnFG für Speichergas, Ladesäulen und Wärmepumpen noch keine separate Erhebung der Umlage erfolgt und diese Mengen daher im nichtprivilegierten Letztverbrauch enthalten sind. Die Ermittlung der KWKG-Umlage für 2023 basiert somit noch auf Grundlage des § 26a KWKG 2020. Aus diesem Vorgehen ergibt sich eine tendenziell umlagesenkende Wirkung für die KWKG-Umlage 2023 gegenüber entsprechender Anwendung des EnFG. Die Jahresendabrechnung für das Kalenderjahr 2023 und die Ermittlung der KWKG-Umlage für 2024 werden anhand der dann geltenden Bestimmungen des EnFG vorgenommen.

Für die KWKG-Umlage 2025 kann diese zu hoch angesetzte Strommenge für 2023 aufgrund der verminderten Einnahmen aus dem Jahr eine Erhöhung der Umlage durch die dann wirksame Verrechnung der Jahresabrechnung bedeuten.

¹⁰⁵ Übertragungsnetzbetreiber 2022.

Tabelle 4-31: Abschätzung eines theoretischen Effekts der Eigenversorgung auf die KWKG-Umlage 2017-2022

	2017 ¹⁰⁶	2018 ¹⁰⁷	2019 ¹⁰⁸	2020 ¹⁰⁹	2021 ¹¹⁰	2022 ¹¹¹
Berechnungsgrundlage KWKG-Umlage						
a) Für Berechnung angesetzter nichtprivilegiertes Letztverbrauch [TWh]	266,4	280,8	374,8	375,5	358,8	353,8
b) Für die KWKG-Umlage angesetzter Umlagebetrag [Mio. Euro]	1.168	969	1.051	850	911	1.337
KWKG-Umlage [Cent/kWh] = b/a	0,438	0,345	0,280	0,226	0,254	0,378
Eigenversorgung						
c) Für das betreffende Jahr in der rückblickenden Analyse der Mittelfristprognosen ermittelter umlagebefreiter Eigenverbrauch [TWh]	65,5	63,5	59,2	41,5	46,5	47,7
Theoretische Effekte einer gesetzlich nicht vorgesehenen Belastung der Eigenversorgung						
Bei 100 % Anrechnung des Eigenverbrauchs als nicht privilegierter Letztverbrauch:						
KWKG-Umlage [Cent/kWh] = b/(a+c)	0,352	0,281	0,242	0,204	0,225	0,333
Senkung der KWKG-Umlage [Cent/kWh]	0,086	0,064	0,038	0,023	0,029	0,045
Bei Belastung des Eigenverbrauchs mit der Mindestumlage von 0,03 Cent/kWh:						
KWKG-Umlage [Cent/kWh] = (b-(c*0,03))/a	0,431	0,338	0,276	0,223	0,250	0,359
Senkung der KWKG-Umlage [Cent/kWh]	0,007	0,007	0,005	0,003	0,004	0,019

Quelle: Mittelfristprognosen, Übertragungsnetzbetreiber auf www.Netztransparenz.de.

4.3.2.3. Offshore-Netzumlage

Die Offshore-Netzumlage, die im Jahr 2019 die Offshore-Haftungsumlage ablöste, ist ebenfalls eine netzseitige Umlage, die auf den Letztverbrauch abstellt, der über das Stromnetz bezogen wird. Ausgangspunkt für den Verteilmechanismus der Kosten aus Entschädigungen bei Störungen oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen sowie aus der Errichtung und dem Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen auf die Letztverbraucher ist wie bei der KWKG-Umlage die Stromabgabe an Letztverbraucher aus dem Netz. Da für den Eigenverbrauch – mit Ausnahme der Eigenversorgung aus älteren Bestandsanlagen nach §61f EEG 2017 und EEG 2021 – generell die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes ausgeschlossen wird, wird der Eigenverbrauch bei den Umlageberechnungen nur zu einem geringen, nicht separat ausgewiesenen Teil berücksichtigt.

Die Berechnung des Effekts der Eigenversorgung auf die Höhe der Offshore-Netzumlage steht also vor den gleichen Herausforderungen wie bei der KWKG-Umlage. Auch hier wird hilfsweise als Obergrenze die maximale Eigenversorgungsmenge aus den Mittelfristprognosen angesetzt.

Auch bei der Offshore-Netzumlage ist nicht bekannt, ob Teilmengen der Eigenversorgung dem privilegierten Letztverbrauch nach §§ 27 und 27a-d KWKG 2016 und KWKG 2020 zuzuordnen sind. Es ist also ebenso offen, in welchem Umfang die Eigenversorgung im Falle einer gesetzlich nicht vorgesehenen Berücksichtigung die Eigenversorgung zur Finanzierung der Kosten der Offshore-Netzanbindungen beitragen könnte. Die Spannen reichen wie beim KWKG von der Regelumlage für

¹⁰⁶ Übertragungsnetzbetreiber 2016a.

¹⁰⁷ Übertragungsnetzbetreiber 2017a.

¹⁰⁸ Übertragungsnetzbetreiber 2018a.

¹⁰⁹ Übertragungsnetzbetreiber 2019a.

¹¹⁰ Übertragungsnetzbetreiber 2020a.

¹¹¹ Übertragungsnetzbetreiber, 2021a.

nichtprivilegierte Letztverbraucher bis zur Berücksichtigung der Mindestumlage in Höhe von 0,03 Cent/kWh.

Vor dem Hintergrund der unzureichenden Datenverfügbarkeit können wiederum nur die Spannbreiten zwischen einer theoretischen Minimal- und Maximalentlastung der nicht privilegierten Letztverbraucher dargestellt werden. Die Abschätzung erfolgt wie bei den anderen Umlagen anhand der in den rückwärtigen Analysen ermittelten Eigenverbrauchsmengen aus Tabelle 4-29, also ohne Strommengen des sonstigen Letztverbrauchs und ohne den Verbrauch der Speicher. Dargestellt wird als Maximalentlastung die Ansetzung des gesamten Eigenbedarfs als nichtprivilegiertes Letztverbrauchen. Hiermit erhöht sich die Strommenge zur Verteilung der unveränderten Kosten auf die nichtprivilegierten Verbraucher, auch die privilegierten Strommengen bleiben gleich. Als Minimalentlastung werden die Strommengen der Eigenversorgung als privilegierte Strommengen nach §27 (1) Nr. 2 KWKG 2016 und KWKG 2020 angesetzt und die zusätzlichen finanziellen Beiträge mit 0,03 Cent/kWh berücksichtigt. Die nicht privilegierte Strommenge bleibt konstant. Die Daten in der folgenden beruhen auf den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Offshore-Netzumlage der Jahre 2019 bis 2021.

Nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber beträgt die Offshore-Netzumlage im Jahr 2023 für den nicht-privilegierten Letztverbrauch 0,591 Cent/kWh, dies entspricht einer Steigerung von 40 % gegenüber 2022¹¹². Auch hier gelten die bei der KWKG-Umlage beschriebenen Einschränkungen.

Tabelle 4-32: Abschätzung eines theoretischen Effekts der Eigenversorgung auf die Offshore-Netzumlage 2019-2022

	2019 ¹¹³	2020 ¹¹⁴	2021 ¹¹⁵	2022 ¹¹⁶
Berechnungsgrundlage Offshore-Netzumlage				
a) Für Berechnung angesetzter nichtprivilegiertes Letztverbrauchen [TWh]	374,4	374,2	357,9	353,6
b) Für die Offshore-Netzumlage angesetzter Umlagebetrag [Mio. Euro]	1.559	1.556	1.412	1.481
Offshore-Netzumlage [Cent/kWh] = b/a	0,416	0,416	0,395	0,419
Eigenversorgung				
c) Für das betreffende Jahr in der rückblickenden Analyse der Mittelfristprognosen ermittelter umlagebefreiter Eigenverbrauch [TWh]	59,2	41,5	46,5	47,7
Theoretische Effekte einer gesetzlich nicht vorgesehenen Belastung der Eigenversorgung				
Bei 100 % Anrechnung des Eigenverbrauchs als nicht privilegiertes Letztverbrauchen:				
Offshore-Netzumlage [Cent/kWh] = b/(a+c)	0,360	0,374	0,349	0,369
Senkung der Offshore-Netzumlage [Cent/kWh]	0,057	0,042	0,045	0,050
Bei Belastung des Eigenverbrauchs mit der Mindestumlage von 0,03 Cent/kWh:				
Offshore-Netzumlage [Cent/kWh] = (b-(c*0,03))/a	0,412	0,412	0,391	0,397
Senkung der Offshore-Netzumlage [Cent/kWh]	0,005	0,003	0,004	0,021

Quelle: Mittelfristprognosen, Übertragungsnetzbetreiber auf www.Netztransparenz.de.

¹¹² Übertragungsnetzbetreiber 2022b.

¹¹³ Übertragungsnetzbetreiber 2018c.

¹¹⁴ Übertragungsnetzbetreiber 2019c.

¹¹⁵ Übertragungsnetzbetreiber 2020c.

¹¹⁶ Übertragungsnetzbetreiber 2021c.

4.3.2.4. Stromsteuer

Nach dem Stromsteuergesetz (StromStG) ist Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Leistung mehr als 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Anlagenbetreiber am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird, gemäß § 9 (1) Nr. 1 von der Stromsteuer befreit. Der Selbstverbrauch aus Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 2 MW kann nach § 9 (1) Nr. 3 StromStG ebenfalls von der Stromsteuer befreit sein, soweit er aus erneuerbaren Energieträgern oder hocheffizienten KWK-Anlagen stammt. Darüber hinaus ist explizit auch eine Belieferung an Dritte möglich, die aber – ebenso wie beim Selbstverbrauch - im räumlichen Zusammenhang zur Stromentnahme stehen muss, der Begriff ist also weiter gefasst als die Eigenversorgung im Sinne des EEG. Ebenso ist nach § 9 (1) Nr. 2 StromStG Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird (sog. „Kraftwerkseigenverbrauch“), von der Steuer befreit.

Belastbare Statistiken, aus denen diese Strommengen ableitbar wären, sind nicht öffentlich verfügbar. Zum Kraftwerkseigenverbrauch, der im Rahmen dieses Erfahrungsberichts nicht zur Eigenversorgung im engeren Sinne gezählt wird, liegen allenfalls Schätzungen vor. Diese werden nicht berücksichtigt. Berücksichtigt werden können jedoch die Strommengen zur Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien (erfasste Anlagen), aus nicht erfassten biogenen Anlagen und die Schätzungen zur Eigenversorgung aus kleinen BHKW mit einer Leistung von unter 1 MW aus Tabelle 4-2. Letztere bilden das unter die Steuerbefreiung fallende Anlagensegment zwar nur unzureichend ab, da viele industrielle BHKW in Leistungsbereich zwischen einem und zwei MW installiert wurden, für eine Trendbetrachtung zur Entwicklung der letzten Jahre (vgl. Tabelle 4-33) können sie jedoch verwendet werden.

Eine weitere Unsicherheit besteht in dem anzusetzenden Steuersatz. Verwendet wird für die Abschätzung der Regelsatz des Produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft in Höhe von 1,537 Cent/kWh. Betriebe außerhalb dieser Sektoren haben einen höheren Regelsatz (2,05 Cent/kWh), innerhalb des Produzierenden Gewerbes können aufgrund einer Verwendung des Stroms in bestimmten Prozessen weitere Entlastungen gelten. Die Ergebnisse der folgenden Tabelle 4-33 haben deshalb nur eine eingeschränkte Aussagekraft.

Tabelle 4-33: Abschätzung eines theoretischen Effekts der Eigenversorgung auf die Einnahmen aus der Stromsteuer 2017-2021

Berücksichtigte Eigenversorgung in TWh	2017	2018	2019	2020	2021
Erneuerbare Energien (erfasste Anlagen)	3,2	4,5	5,0	4,4	2,9
BHKW unter 1 MW	3,8	4,0	4,2	4,4	4,4
Nicht erfasste biogene Anlagen	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8
Insgesamt in TWh	7,9	9,4	10,1	9,7	8,1
Angesetzte Stromsteuer (Regelsatz Produzierendes Gewerbe) in Euro/MWh	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37
Theoretisches Steueraufkommen bei Wegfall der Steuerbefreiung für die Eigenversorgung (untere Grenze) in Mio. Euro	121	144	155	149	124

Quellen: Öko-Institut, 2014, Öko-Institut, 2022, Destatis, BNetzA.

Wenngleich die berücksichtigten Eigenversorgungsmengen in der Abschätzung unvollständig sind, erscheinen die zusätzlichen Steuereinnahmen aus einem Wegfall der Steuerbefreiungen für die Eigenversorgung gering.

4.4. Entwicklungsperspektiven der BesAR, Eigenversorgung und PPA zur Standortsicherung stromkostenintensiver Unternehmen in Deutschland

Die energieintensive Industrie steht im internationalen Wettbewerb, die Energiekosten sind dabei ein wichtiger Standortfaktor. Während sich die Kosten für Kohle und Gas bis zum Überfall Russlands auf die Ukraine und den damit verbundenen Verwerfungen an den Energiemärkten in Deutschland moderat entwickelten, stiegen die Verbraucherpreise für den Strombezug aus dem Netz in den letzten Jahrzehnten stärker als in anderen Weltregionen. Gründe hierfür liegen einerseits im deutschen Umlagesystem, mit dem die Kosten energiepolitischer Maßnahmen wie der Ausbau der erneuerbaren Energien oder der Kraft-Wärme-Kopplung auf die Nutzer des Stromnetzes verteilt werden und andererseits in zum Teil ungleich verteilter Begünstigungen industrieller Strombezieher in anderen Ländern.

Zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen energieintensiven Industrie gibt es auch hierzulande Ausnahmen für entsprechende Branchen bei den staatlich induzierten Preisbestandteile. Zu nennen sind hier die Strompreiskompensation, mit der der Effekt der Einbeziehung von CO₂-Kosten in den Börsenstrompreis begrenzt wird, die Besondere Ausgleichsregelung zur Begrenzung der EEG- und KWKG-Umlage sowie der Offshore-Netzzumlage für stromkostenintensive Unternehmen und der Spitzenausgleich nach §10 StromStG/ §55 EnergieStG zur Senkung der Strom- und Energiesteuer. Hinzu kommen Regelungen zur Senkung der Netznutzungsentgelte für Sonderformen der Netznutzung nach §19 StromNEV (Bandbezug) sowie der Erlass bzw. eine geringe Höhe der Konzessionsabgabe. Mit diesem Maßnahmenbündel konnte die Energiekostenbelastung bisher begrenzt und auf international wettbewerbsfähigem Niveau gehalten werden. Auch die Eigenversorgung über die Nutzung von fossilen Koppelprodukten und Reststoffen (z.B. Konvertergas, Hochofengas, Reststoffe der chemischen oder der Papierindustrie) trug dazu bei.

Für die nicht stromkostenintensiven Unternehmen, die häufig ebenfalls im internationalen Wettbewerb stehen, griffen diese Erleichterungen nur zum Teil. Diese Unternehmen konnten zwar den Spitzenausgleich bei der Strom- und Energiesteuer nutzen und geringere Netzentgelte für Sonderformen der Netznutzung vereinbaren, die Vergünstigungen der Strompreiskompensation und der BesAR blieben ihnen jedoch verwehrt. Insbesondere diese Unternehmen nutzen in der Vergangenheit häufig die Eigenversorgung mit fossil befeuerten KWK-Anlagen zur Senkung ihrer Stromkosten.

Die Zukunftsperspektive der fossilen industriellen Eigenversorgung ist durch den anstehenden Umbau hin zu einer klimaneutralen Stromerzeugung in Deutschland fraglich. Die derzeitigen Planungen für ein klimaneutrales Stromsystem erfordern eine Umstellung der bisher mit fossilem Erdgas betriebenen Stromerzeugungsanlagen bis Anfang/Mitte der 2030er Jahre auf Wasserstoff. Der Aufbau eines Wasserstoffnetzes in Deutschland wird sich aus heutiger Sicht zunächst auf Import-, Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte von Wasserstoff konzentrieren und einen großen Teil der kleinteiligen und regional verteilten Eigenversorgungsstandorte nicht, oder nur zu hohen Kosten, anbinden können. Es ist deshalb zu erwarten, dass ein Teil der heute zur fossilen Eigenversorgung neu errichteten Anlagen bereits vor Erreichen ihrer Lebensdauer wieder vom Netz gehen werden.

Die bisher in Deutschland umgesetzten stromkostensenkenden Regelungen für industrielle Verbraucher waren darüber hinaus trotz der ergriffenen kurzfristigen Maßnahmen (Strom- und Gaspreisbremse etc.) nicht ausreichend, den starken Strompreisanstieg in den Jahren 2022 und 2023 aufzufangen, der durch den russischen Überfall auf die Ukraine und die in der Folge hohen Kohle- und Gaspreise in der Stromerzeugung ausgelöst wurde. Auch mittelfristig ist anzunehmen, dass die in vielen Stunden des Jahres von Gaskraftwerken gesetzten Börsenstrompreise höher liegen werden als in der Vergangenheit, da der Bezug von LNG mit höheren Kosten verbunden sein wird als der Import russischen Erdgases per Pipeline. Langfristig ist zu erwarten, dass weiter sinkende Stromgestehungskosten bei den erneuerbaren Energien in Verbindung mit dem starken Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung das Niveau der Börsenstrompreise wieder senken werden.

In diesem Marktumfeld gibt es eine steigende Anzahl von energieintensiven Unternehmen, die die Umstellung auf eine klimaneutrale Energieversorgung einleiten möchten. Das Potenzial für die Eigenversorgung mit Erneuerbaren Energien ist jedoch aufgrund der mangelnden Flächenverfügbarkeit deutlich begrenzt. Eine Möglichkeit zur klimafreundlichen Stromversorgung sind PPAs (siehe Kapitel 5), die in steigender Anzahl und mit steigenden Volumina abgeschlossen werden. Wie in Kapitel 5 dargelegt, ist der PPA-Markt in Deutschland erst im Entstehen und verschiedene Barrieren existieren, die eine schnellere Umstellung auf PPAs verhindern – nicht zuletzt die begrenzte Kreditwürdigkeit der potenziellen PPA-Abnehmer und die grundlegend begrenzte Wirtschaftlichkeit von PPAs gegenüber konventionellem Strombezug.

Das BMWK hat daher am 05.05.2023 ein Arbeitspapier zum Industriestrompreis vorgelegt. In diesem Kontext schlägt das BMWK unter anderem vor, dass Strom aus neuen EE-Anlagen zu Preisen möglichst nahe an deren Gestehungskosten an die Industrie weitergereicht werden können soll. Dafür sollen EE-Anlagen mittels Contracts for Difference (CfD) finanziert werden. Der dadurch kostengünstigere Strombezug aus EE-Anlagen soll industriellen Abnehmern zugutekommen. Zudem soll geprüft werden, ob die Möglichkeit einer Direktlieferung von EE-Anlagen an gewerbliche und industrielle Abnehmer unterstützt werden kann. Um diese Direktlieferung zu fördern, sollen Industrieunternehmen, die über PPAs Strom aus EE-Anlagen in räumlicher Nähe beziehen, für diesen Strombezug so weit möglich ermäßigte Netzentgelte zahlen. Außerdem wird überlegt, den Abschluss von PPAs durch Bürgschaften zu vereinfachen, um die Risikoprämien dieser Verträge zu reduzieren (norwegisches Modell). Alternativ wird über eine teilweise Haftungsfreistellung zugunsten der kreditgebenden Banken nachgedacht. Schließlich ist angestrebt, Lösungen zu finden, die es Unternehmen ermöglichen, zusätzliche PPAs abzuschließen, ohne dass sich diese negativ auf das Kreditrating der Unternehmen auswirken. Der Zugang zum PPA-Markt soll für mittelständische Unternehmen generell erleichtert werden. PPAs sollen mithin eine maßgebliche Bedeutung für die künftige Stabilisierung der Stromkosten für industrielle Abnehmer erhalten. Die wesentlichen Hürden zur Umsetzung dieser Maßnahmen werden näher im Kapitel 5. zu PPA behandelt. Für eine Übergangsphase bis spätestens 2030 soll zwecks Abfederung der zur Zeit der Verfassung dieses Berichts hohen Strompreise und damit einhergehender hoher Kostenbelastung energieintensiver Unternehmen ein „Brückenstrompreis“ von 6 Cent pro Kilowattstunde für den Unternehmenskreis der auch durch das EnFG begünstigten Unternehmen bereitgestellt werden. Anfang November 2023 hat sich die Bundesregierung auf ein Strompreispaket für das Produzierende Gewerbe verständigt, welches Entlastungen i. S. des ursprünglich angedachten Brückenstrompreises erbringen soll.

5. PPA und marktgetriebener Ausbau

Power Purchase Agreements (PPAs) zwischen Betreibern von EE-Anlagen und Stromabnehmern können eine wichtige Rolle für den marktbasieren Ausbau erneuerbarer Energien spielen. Mithilfe von PPAs können EE-Anlagenbetreiber den Preis für den Verkauf des produzierten Grünstroms über einen vertraglich vereinbarten Zeitraum mit einem Stromabnehmer festlegen und somit einen Teil der Erlöse aus der Anlage absichern. Abnehmern bieten PPA die Versorgung mit Strom mit grüner Eigenschaft (gesichert durch Herkunftsnachweise) zu vorab vertraglich vereinbarten Preisen¹¹⁷. Unternehmen können dadurch Produktionsprozesse nachhaltiger gestalten und erhalten zudem eine Preisabsicherung.

PPAs sind bilaterale, in den meisten Fällen nicht-standardisierte, Verträge zwischen Abnehmer und Erzeuger, bzw. einem Intermediär, und sind insofern sogenannte „Over-the-Counter (OTC)“-Verträge. Sie sind zudem sogenannte „Forward“-Produkte, da sie eine zukünftige Stromlieferung zu einem vereinbarten Preis festlegen und sind von „Futures“ abzugrenzen, die an Terminbörsen gehandelt werden. Letztlich können PPAs aber auch durch Futures an der Strombörse abgesichert werden. So können sich Kombinationen von PPAs als Forward-Produkte und Futures ergeben.

Im Vergleich zur gleitenden Marktprämie für EE-Anlagen im EEG sind die Erlöse für EE-Anlagen mit PPA-Konstrukten mit einem höheren Risiko behaftet. Gründe hierfür sind die oftmals kürzere Vertragsdauer und der somit größere Anteil unsicherer, an Marktpreise gebundene Erlöse, und die oftmals geringere Kreditbewertung des Stromabnehmers gegenüber der gesicherten Abnahme im Falle der EEG-Förderung. Dies kann den Zugang zu Kapital für EE-Anlagen mit PPA-Verträgen erschweren und lässt die Kapitalkosten höher ausfallen, was sich wiederum negativ auf die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen mit PPA-Konstrukten auswirken kann.

Im Rahmen des Projektauftrags wurde auf Basis bestehender Literatur ein Überblick über den PPA-Markt¹¹⁸ in Deutschland erstellt, Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von PPA-Anlagen analysiert, Hemmnisse für PPA identifiziert und Vorschläge für Politikmaßnahmen und Programme zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für PPA evaluiert (u. a. in rechtlichen und energiewirtschaftlichen Kurzgutachten). Zudem wurden Gespräche mit Branchenvertretern (EE-Entwickler, energieintensive Unternehmen und Banken) geführt und modell-basierte Wirtschaftlichkeitsanalysen durchgeführt.

5.1. Marktüberblick über PPA in Deutschland und konzeptionelle Unterscheidung verschiedener PPA-Konstrukte

Bei PPA-Verträgen handelt es sich um Verträge zwischen privaten Akteuren, die in einem wettbewerblichen Marktumfeld abgeschlossen werden. Die Verträge sind individuell ausgestaltet und in der Regel nicht öffentlich einsehbar, da sie Teil des Betriebsgeheimnisses sind. Der im Folgenden aufgestellte Marktüberblick und die konzeptionelle Typisierung sollen daher zur grundsätzlichen Einordnung dienen und sind nicht als abschließend zu betrachten.

¹¹⁷ Siehe insbesondere Abschnitt 5.1.2. zu verschiedenen Vertragskonstellationen bei PPA.

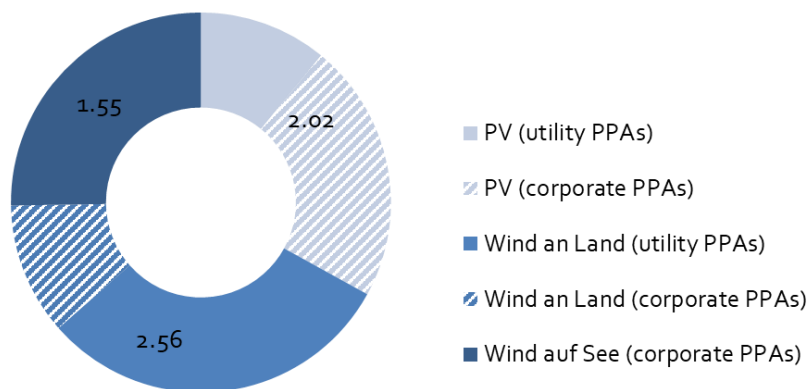
¹¹⁸ Der Term „PPA“ bezieht sich in diesem Bericht auf erneuerbare Energien PPAs.

5.1.1. Marktüberblick: Status von PPAs in Deutschland

Der PPA-Markt in Europa ist in den letzten Jahren stark gewachsen. Zwischen 2018 und 2021 hat sich das Gesamtvolumen der corporate PPAs, also mit Unternehmen abgeschlossene PPAs, mehr als verdreifacht.¹¹⁹ PPAs waren zunächst hauptsächlich in Skandinavien und Spanien etabliert, aber auch in Deutschland wächst der Markt zunehmend.

Im Vergleich zur Größe seines Stromsystems ist Deutschland noch ein kleiner PPA-Markt und deutlich kleiner als andere europäische PPA-Märkte. In den vergangenen Jahren sind die Anzahl der Verträge und Vertragsvolumina jedoch deutlich gewachsen. Bis März 2022 (aktuellere Zahlen lagen zum Zeitpunkt der Berichterstellung nicht vor) wurden in Deutschland PPA-Verträge in einer Gesamthöhe von 4,6 Gigawatt (GW) EE-Kapazität abgeschlossen (siehe Abbildung 5-1).¹²⁰ Aufgrund der undurchsichtigen Datenlage ist eine Untererfassung der tatsächlichen PPA-Abschlüsse möglich.

Abbildung 5-1: PPA-Abschlüsse in Deutschland (kumulatives Vertragsvolumen 1/2016-3/2023 in GW)



Bezieht sich auf in der Fachpresse verkündete PPA-Verträge. Gesamtvolumina sind je Technologie und in GW angegeben.

Quelle: Guidehouse 2023, basierend auf Energy Brainpool (2022) Monitoringbericht der Direktvermarktung, 2023.

Windenergie dominiert bisher den deutschen PPA-Markt. Zwischen 2016 und Dezember 2022 wurden Verträge über 2,5 GW Windanlagen an Land und 1,51 GW für Wind auf See abgeschlossen. Bei Photovoltaik (PV) lag das kumulierte Vertragsvolumen für den Zeitraum bei 2 GW.¹²¹ Eine Differenzierung zwischen Neu- und Alt-Anlagen ist anhand der verfügbaren Daten nicht möglich, aus Branchengesprächen und Presseberichten geht jedoch hervor, dass insbesondere bei Wind an Land PPAs vermehrt mit bereits bestehenden Anlagen vereinbart werden (Gründe auch vgl. Kapitel 5.4.2.2). Das bedeutet, dass die durch PPAs „zusätzlich“ zum EEG-Vergütungsmechanismus zugebauten Kapazitäten wohl deutlich unter den PPA-Gesamtvolumina liegen. Die zusätzlich zum

¹¹⁹ Rabobank (2022). Growing European PPA markets adapt to new power markets reality. <https://economics.rabobank.com/publications/2022/june/growing-european-ppa-markets-adapt-to-new-power-markets-reality/>.

¹²⁰ Diese Zahl bezieht sich auf off-site PPAs, d.h. PPAs mit Anlagen, die im Gegensatz zu on-site Anlagen nicht in direkter räumlicher Nähe zum Abnehmer stehen. Daten zu on-site PPA sowie zum Anteil der Neu- und Altanlagen sind nicht verfügbar. Energy Brainpool (2023). Monitoringbericht der Direktvermarktung, Präsentation im Rahmen des Vernetzungstreffens zum EEG-Erfahrungsbericht.

¹²¹ Energy Brainpool (2022). Monitoringbericht der Direktvermarktung.

EEG-Vergütungsmechanismus zugebauten Kapazitäten sind auch energiepolitisch betrachtet ein wichtiges Thema, da sie in die Diskussion um den „marktgetriebenen“ EE-Zubau hineinspielen. Sogenannte „Utility PPAs“ zwischen Anlagenbetreibern und Händlern oder Dienstleistern sind die am häufigsten vorkommende Konstellation im deutschen PPA-Markt, insbesondere bei Wind an Land aber auch PV (hier ca. Hälfte des Volumens). Bei Wind auf See spielen Utility PPAs bislang keine Rolle. Sogenannte „Corporate PPAs“ (cPPAs) hingegen, bei denen Unternehmen direkte Abnehmer sind, sind vor allem bei Wind auf See und PV zu beobachten (Stand Juli 2022).¹²²

Die Vertragslaufzeiten von EE-PPAs in Deutschland variieren zwischen fünf und 15 Jahren, in seltenen Fällen werden auch längere Laufzeiten von bis zu 25 Jahren vereinbart. Kürzere Vertragsdauern von 1-3 Jahren sind insbesondere bei nach Ende der Förderperiode aus dem EEG ausgeschiedenen EE-Anlagen zu beobachten. Zudem ist in letzter Zeit vermehrt zu beobachten, dass Anlagen angesichts der hohen Strommarktpreise auch nur zeitweise von der Direktvermarktung in die sonstige Direktvermarktung (sDV) wechseln und für diesen Zeitraum PPAs im Rahmen der sDV gemäß § 21a EEG¹²³ abschließen.

Mit Beginn der post-EEG Phase am 1. Januar 2021 stieg das Interesse an alternativen Vermarktungsoptionen in Deutschland spürbar. 2021 ergab sich in der sDV ein Leistungszuwachs um den Faktor 5, primär verursacht durch Windenergieanlagen an Land.¹²⁴ Mit etwa 1,5 GW (laut Erfassung im Monitoring Bericht) war Wind an Land 2022 am stärksten für den Zuwachs am deutschen PPA-Markt verantwortlich. Bis 2030 wird für 51,6 GW EE-Anlagen die EEG-Förderung auslaufen, die dann in die sDV eintreten können (hauptsächlich Wind an Land und PV).¹²⁵ Es ist zu erwarten, dass der Weiterbetrieb ausgeförderter Anlagen für weiteres Wachstum am PPA-Markt sorgen wird. Der Beitrag dieser Anlagen zur Energiewende ist jedoch weniger eindeutig als bei PPAs, die mit ungefördernten Neuanlagen abgeschlossen werden, die also eindeutig „zusätzlich“ in den Markt kommen.

Im Jahr 2022 erreichten die Strompreise an den Großhandelsmärkten Rekordniveau mit durchschnittlich 235,45 Euro pro Megawattstunde (MWh).¹²⁶ PV und Windenergie konnten somit Marktwerte weit oberhalb ihrer Gestehungskosten erreichen: Laut Enervis wurden 2022 für zehnjährige PPA bei Freiflächen PV mit Lieferbeginn im Folgejahr Preispfade von 70 Euro/MWh am Jahresanfang über 127-150 Euro/MWh im Sommer bis 97-114 Euro/MWh im Dezember beobachtet; bei Ausgeförderten Wind an Land Anlagen bewegte sich der Preiskorridor für PPA mit zweijähriger Laufzeit von 96-129 Euro/MWh am Jahresanfang über 210-272 Euro/MWh in der Spitze bis 161-

¹²² Energy Brainpool (2022). Monitoringbericht der Direktvermarktung.

¹²³ Die sonstige Direktvermarktung (sDV) ist eine Vermarktungsform, bei der EE-Anlagenbetreiber ihren Strom an der Börse oder an einen Direktvermarkter verkaufen ohne Inanspruchnahme einer Förderung durch das EEG § 21a EEG lautet: „Das Recht der Anlagenbetreiber, den in ihren Anlagen erzeugten Strom ohne Inanspruchnahme der Zahlung nach § 19 Absatz 1 direkt zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung), bleibt unberührt.“

¹²⁴ Energy Brainpool (2022). Monitoringbericht der Direktvermarktung.

¹²⁵ dena (2019) dena Marktmonitor 2030: Corporate Green PPAs.

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-MARKTMONITOR_2030_Corporate_Green_PPAs.PDF.

¹²⁶ Bundesnetzagentur (2023): Großhandelsstrompreise.

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104_smarkd.html.

216 Euro/MWh am Jahresende.¹²⁷ Für EE-PPA-Projekte stellt dies, aus Produzentensicht, ein besonders attraktives Marktumfeld dar.

Vor dem Hintergrund der stark gestiegenen (und volatilen) Strommarktpreise wuchs im Jahr 2022 in Deutschland das Interesse an corporate PPAs, insbesondere in Verbindung mit kurzen Laufzeiten (siehe auch Kapitel 5.1.3). Auch nach Rückkehr der Börsenpreise auf ein stabiles Niveau ist damit zu rechnen, dass langfristige PPAs für Industriekunden zur Strompreisabsicherung und zur Sicherung von Herkunftsnachweisen von Interesse sein werden.

Die Datenlage zu PPAs in Deutschland erlaubt derzeit keinen abschließenden Überblick über den PPA-Markt. PPA-Ankündigungen aus Pressemitteilungen stehen der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung (sDV) gegenüber. In den Daten zur sDV (z. B. bei Netztransparenz.de) sind entsprechend keine PPA-Anlagen außerhalb der sDV erfasst (z. B. on-site PPA auf dem Gelände des Verbrauchers). Zugleich können darin aber auch EE-Anlagen enthalten sein, die ihren Strom eigenständig an der Strombörse vermarkten und nicht über PPA. Daten zu PPA-Ankündigungen hingegen geben keinen gesicherten Aufschluss über den zusätzlichen EE-Zubau mithilfe von PPA. Ankündigungen sind z. B. nicht mit dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage gleichzusetzen und PPAs werden sowohl für neue als auch für bereits bestehende Anlagen (z. B. nach Übergang in die sDV) abgeschlossen.

5.1.2. Konzeptionelle Kategorisierung von PPAs

PPAs können in unterschiedlichen Vertragskonstellationen auftreten, die sich maßgeblich im Hinblick auf die Übernahme von Marktrollen, Laufzeit, Preisgestaltung, Funktionen und Allokation von Rechten und Pflichten (und letztlich Risiken) durch die Vertragsparteien unterscheiden. Grundbestandteil von PPA sind in jedem Fall die Zahlung eines vertraglich vereinbarten Kaufpreises für den gelieferten EE-Strom (PPA-Preis) durch den Abnehmer sowie der Verkauf und die Übertragung oder, im Fall der Lieferung an Letztverbraucher (cPPA), die Entwertung von Herkunftsnachweise (HKN), die im Ergebnis dem PPA-Nehmer (Endverbraucher oder Händler) die Grünstromeigenschaft belegen. Im Folgenden wird eine konzeptionelle Kategorisierung verschiedener PPA-Typen vorgestellt, wie sie in diesem Projekt verwendet wird. Eine abschließende Typisierung ist aufgrund der Vielfalt der vertraglichen Ausgestaltungsoptionen nicht umfassend möglich.

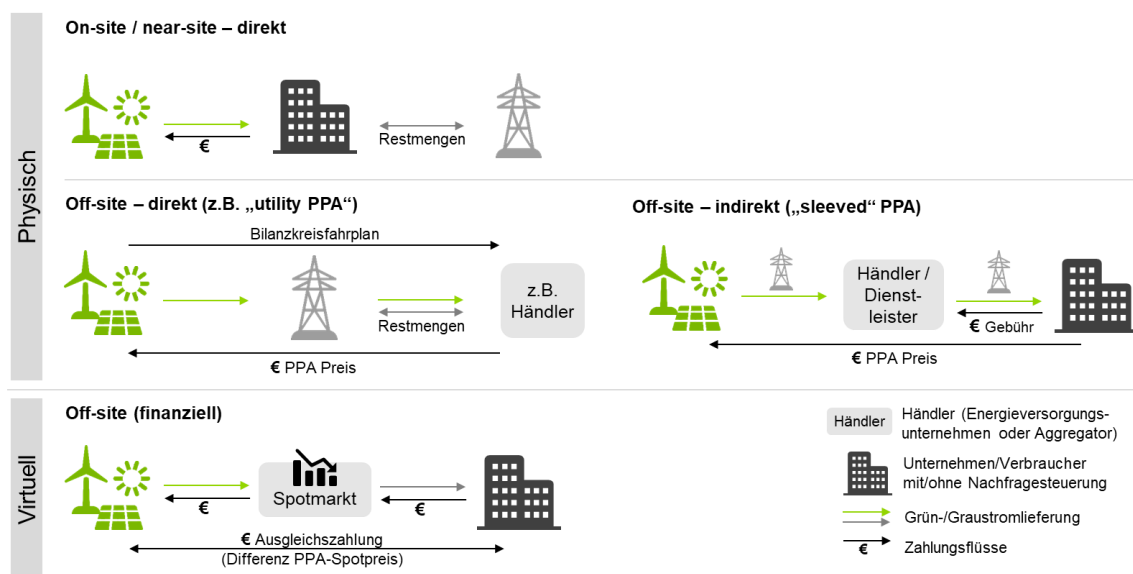
Die Fachliteratur unterscheidet zwischen physischen (in Verbindung mit einer EE-Stromlieferung) und finanziellen (ohne Stromliefervereinbarung) PPA-Varianten (siehe Übersicht in Abbildung 5-2). Bei physischen PPAs kann die EE-Stromlieferung darüber hinaus entweder direkt zwischen Erzeuger und Abnehmer („on-site“ bzw. „near-site“), oder indirekt über das öffentliche Netz („off-site“) erfolgen.¹²⁸

¹²⁷ Energie und Management News (2023). Deutsche PPA-Preise treten Ende 2022 auf der Stelle. <https://www.energie-und-management.de/marktplatz-energie/news/detail?emid=172183>.

¹²⁸ Vgl. hierzu dena/Marktoffensive Erneuerbare Energien (2021). Green PPAs für einen klimaneutralen Wirtschaftsstandort Deutschland. Online verfügbar: <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/green-ppas-fuer-einen-klimaneutralen-wirtschaftsstandort/>,

Energy Brainpool (2019). Power Purchase Agreements II: Marktanalyse, Bepreisung & Hedgingstrategien. Online verfügbar: https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Whitepapers/2019-02-25_Energy-

Abbildung 5-2: Konzeptionelle Abbildung möglicher PPA-Verträge



Quelle: Guidehouse 2022, in Anlehnung an Energy Brainpool 2019.

Physisch on-site / near-site: Hierbei befindet sich die EE-Anlage auf dem Gelände des Abnehmers (on-site) bzw. in räumlicher Nähe (near-site) und liefert Strom über eine Direktleitung an den Verbraucher (sog. Direktlieferung gemäß §§ 3 Nr. 16, 21b Abs.4 EEG). Die Anlage hat der Stromlieferant entweder selbst errichtet oder gepachtet. Netzentgelte und netzbezogene Umlagen entfallen hierbei, da der EE-Strom über eine oder mehrere Direktleitungen (§ 3 Nr. 12 EnWG) und in der Regel die Kundenanlage des Abnehmers (§ 3 Nr. 24a/b EnWG) ohne Netzberührung an dessen Verbrauchseinrichtungen geliefert wird. Überschussstrom, das heißt, diejenige Stromerzeugungsmenge, die nicht von den on-site Verbrauchseinrichtungen verbraucht wird, kann in das Stromnetz eingespeist und vermarktet werden. Der Bau und Betrieb der EE-Anlage, sowie die HKN-Entwertung zur Stromkennzeichnung erfolgen meistens durch den Stromlieferanten oder – seltener – über Dienstleister (Kontraktoren).

On-site/near-site PPA sind keine Eigenversorgung im Sinne des EEG, da diese z. B. grundsätzlich durch die Personeneinheit zwischen Anlagenbetreiber und Stromletztverbraucher gekennzeichnet ist. Das heißt, bei einer Eigenversorgung ist der Betreiber der EE-Anlagen ist auch Betreiber der Verbrauchseinrichtungen, in denen der EE-Strom aus diesen Anlagen verbraucht wird. On-site/near-site PPA weisen hingegen diese Personeneinheit zwischen Anlagenbetreiber und Betreiber der Verbrauchseinrichtungen, in denen der EE-Strom aus den EE-Anlagen verbraucht, nicht auf. Dies ist insbesondere für Handelsunternehmen mit ausreichend Dachflächenverfügbarkeit oder Gewerbe- und Industriekomplexe relevant. Für kleinere Unternehmen oder Industriestandorte mit geringer

[Brainpool Power-Purchase-Agreements-II.pdf](#),

Next Kraftwerke. Was ist ein PPA (Power Purchase Agreement)? Online verfügbar: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa>.

Stiftung Umweltenergie recht (2019) Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien. Online verfügbar: https://stiftung-umweltenergie recht.de/wp-content/uploads/2019/02/Stiftung_Umweltenergie recht_WueStudien_12_PPA.pdf.

Dach- und Freiflächenverfügbarkeit sind die Möglichkeiten des EE-Strombezugs über on-site PPA begrenzt.

Durch die Unterstützung einer auch inländischen Wasserstoffherzeugung und den damit verbundenen Bau von Elektrolyseuren in Deutschland ist ein signifikantes Volumen im Bereich der PPAs mit Elektrolyseuren zu erwarten, bedingt durch die EU-Kriterien für den Strombezug zur Herstellung von grünem Wasserstoff gemäß des delegierten Rechtsaktes.¹²⁹

Physisch off-site: Physische off-site PPA können entweder auf Basis einer direkten Vertragsbeziehung (bspw. sog. „utility“ PPA) oder einer indirekten (sog. „sleeved“ PPA) Vertragsbeziehung geschlossen werden. Bei ersterem besteht ein direkter Stromliefervertrag zwischen Anlagenbetreiber und Abnehmer (z. B. Verbraucher mit Bilanzkreisverantwortlichkeit oder ein Stromhändler, der den EE-Strom über Portfolio an Endverbraucher im Rahmen üblicher Stromlieferverträge weiterverkauft). Der PPA-Vertragsgegenstand beinhaltet eine EE-Stromlieferung in den Abnehmer-Bilanzkreis und den Verkauf und die Übertragung von HKN. Bei der zweiten, der indirekten Variante („sleeved-PPA“) besteht ein Stromliefervertrag zwischen Anlagenbetreiber und Endverbraucher (meist ohne Bilanzkreisverantwortung), bei dem ein bilanzkreisverantwortlicher Intermediär (z. B. Stromhändler oder Aggregator) zwischengeschaltet ist. Dieser wickelt die EE-Stromlieferung gegen eine Gebühr (sog. „sleeving fee“) ab und übernimmt das Bilanzkreismanagement. In beiden Fällen erfolgt der Stromfluss über das Stromnetz. Ebenso werden über die „sleeving fee“ Strommengen geliefert, die zur Deckung des Lastprofils notwendig sind und Überschussmengen aus den EE-Anlagen vermarktet.

Physische off-site PPA sind auf dem deutschen Markt am häufigsten zu beobachten. Insbesondere große, industrielle Abnehmer nutzen diese PPA-Form zur Deckung ihres EE-Strombedarfs aus Anlagen außerhalb des Werksgeländes. Um Vermarktungskosten durch Intermediäre zu vermeiden, investieren diese Unternehmen teilweise auch selbst in EE-Anlagen (über eine Tochterfirma mit Energiemanagementaktivität) und bilden die Lieferung vertraglich über einen PPA ab. Während eventuelle Fehl- oder Überschussmengen aus der PPA-Anlage bei sleeved-PPAs durch den Intermediär ausgeglichen werden, ist bei einem direkten PPA das (Tochter-)Unternehmen selbst dafür verantwortlich. In diesem Fall nimmt das Unternehmen eine Stromhandelsfunktion ein. Es besteht Klärungsbedarf, ob off-site PPAs in solchen Fällen gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) 9 als Finanzanlagen zu bilanzieren sind (vgl. auch Absatz zu virtuellen PPAs und Kapitel 5.3.2). Für die betroffenen Unternehmen geht erhöhter Dokumentationsaufwand damit einher.

Virtuell (off-site): Bei virtuellen PPAs (auch „finanzielle“ PPAs) hingegen wird ein Differenzvertrag zwischen dem Anlagenbetreiber und einem „Abnehmer“ (Vertragspartner des Anlagenbetreibers) geschlossen, in dem eine Ausgleichszahlung (ggf. auch mit HKN-Übertragung) vereinbart wird. Die Ausgleichszahlung ermittelt sich aus dem Delta zwischen dem jeweils aktuellen Spotpreis und dem vereinbarten PPA-Preis. Diese Vertragsmodelle können separat und unabhängig von einer EE-Stromlieferung geschlossen werden. Es kann aber ebenso vorkommen, dass diese Vertragsmodelle begleitend gemeinsam mit einem sleeved oder einem utility PPA geschlossen werden. Spiegelbildlich bezieht der „Abnehmer“ (Vertragspartner des Anlagenbetreibers) entweder mittels des PPA auch den

¹²⁹ Delegierter Rechtsakt zu Artikel 27, EU Erneuerbare Energien Richtlinie (Renewable Energy Directive, RED II).

EE-Strom vom Anlagenbetreiber. Oder aber der Anlagenbetreiber verkauft und liefert den EE-Strom an Dritte und hat mit dem „Abnehmer“ (Vertragspartner des Anlagenbetreibers) nur den virtuellen PPA. Dank virtueller PPAs können EE-Anlagenbetreiber das Preisrisiko in vereinbartem Umfang über die Vertragslaufzeit des PPA reduzieren bzw. eliminieren. Der Abnehmerseite bieten virtuelle PPAs die Möglichkeit Energiepreise abzusichern – ohne Intermediäre und ohne zusätzlichen energiewirtschaftlichen Aufwand.

Strenggenommen handelt es sich bei dieser Variante jedoch nicht um einen PPA im Wortsinn, da der Vertragsgegenstand mitunter die Zertifikatlieferung und Strompreisabsicherung „Hedging“ umfasst, aber keine EE-Stromlieferung. Virtuelle PPA, für welche der Zeitraum zwischen Vertragsabschluss und Erfüllungszeitpunkt länger ist als zwei Tage, sind Finanzinstrumente gemäß Kreditwesengesetz (KWG) § 1 Abs. 1a Nr. 11 Satz 4).

Virtuelle PPAs finden in Deutschland nach bisherigem Kenntnisstand kaum Anwendung. Dies liegt zum einen an der möglichen Einordnung von virtuellen PPAs als Finanzinstrumente (siehe hierzu auch Kapitel 5.3.2). Zum anderen sind virtuelle PPAs aufgrund des hohen administrativen Aufwands weniger attraktiv für kleine Abnehmer (große Unternehmen hingegen können Transaktionskosten ggf. leichter stemmen). In Europa tauchen virtuelle PPAs insbesondere im Kontext grenzübergreifender EE-Strom PPAs auf (z. B. EE-Strombezug von Unternehmen mit Strombedarfen an mehreren Standorten innerhalb Europas).

Allgemein ist zu beobachten, dass Akteure am Strommarkt teilweise mehrere rechtlich definierte Rollen und entsprechende Pflichten übernehmen: Stromerzeuger und EVUs erschließen neue Geschäftsfelder (Projektierer als Stromlieferanten, EVUs als Aggregatoren). Die verschiedenen Aktivitäten werden jedoch innerhalb der Unternehmensgruppe von eigenständigen Unternehmen wahrgenommen (z. B. Statkraft umfasst einen Erzeuger, EVU und Aggregator).

Bilanzierung von PPA: Im Hinblick auf die verschiedenen Gestaltungsvarianten für PPA treten für Unternehmen, die am Kapitalmarkt aktiv sind und deshalb nach IFRS bilanzieren müssen, Abgrenzungsunsicherheiten auf. Die buchhalterische Dimension von PPA kann dadurch komplex werden. Virtuelle PPA oder sleeved PPA können Warenderivate und somit Finanzinstrumente im Sinne des KWG sein. Finanzinstrumente, wie Warenderivate, müssen gemäß IFRS 9 bilanziert werden. Für solche PPA muss der beizulegende Zeitwert ermittelt werden und dieser ist anhand der Marktentwicklung nachzuhalten und stetig neu zu bewerten. Die Bewertung nach IFRS 9 ist aufwändig für betroffene Unternehmen. Inwieweit auch PPA, die keine Finanzinstrumente nach KWG sind (weil sie deren gesetzlichen Merkmale nicht erfüllen), nach IFRS 9 zu bewerten sind, ist eine wichtige Frage, die auch häufiger Gegenstand von Diskussionen ist. Die Abgrenzung ist hier im Einzelfall zu führen und schwierig. Im Sinne der Weiterentwicklung und zunehmenden „Reife“ des PPA-Markts in Deutschland wäre es hilfreich, eine Klarstellung zu erhalten, dass PPA, die keine Finanzinstrumente gemäß KWG sind und physisch erfüllt werden müssen, nicht nach IFRS 9 zu bilanzieren sind.

5.1.3. PPA-Vertragsdimensionen

PPAs liefern Anlagenbetreibern ein gewisses Maß an Ertragsicherheit und können gegenüber anderen Formen der sDV, z. B. im börslichen Kurzfristhandel, die Risikobewertung von EE-Projekten verbessern und Finanzierungskosten reduzieren.¹³⁰ Die Vertragsdimensionen Dauer, Preis und Liefervereinbarung sind hierfür besonders relevant.

Die **Vertragsdauer** beeinflusst maßgeblich die Risikoverteilung zwischen Produzenten und Abnehmer. Längere Vertragslaufzeiten verbessern die Finanzierungsbedingungen für EE-Anlagen, stehen jedoch häufig in Verbindung mit geringeren PPA-Preisen und/oder vertraglich vereinbarten Preisanpassungen in späteren Jahren. In Deutschland werden PPA-Verträge für *ausgeförderte* (post-EEG) Anlagen üblicherweise über eine Dauer von 1-3 Jahren vereinbart, bei *Neuanlagen* werden meist Verträge über 10-15 Jahre abgeschlossen. Im Umfeld hoher Börsenstrompreise werden auch bei Neuanlagen häufiger kurze Laufzeiten von 1-3 Jahren beobachtet. Diese ist insbesondere der Fall bei Anlagen, die einen Zuschlag in den EEG-Ausschreibungen erhalten haben und für die ersten Jahre nach Inbetriebnahme in die sDV wechseln, um mithilfe eines PPA von den hohen Börsenstrompreisen zu profitieren.¹³¹ Während vor der Energiepreiskrise für Anlagen außerhalb des EEGs Laufzeiten über 10 Jahre Standard waren, werden aktuell auch hier vermehrt kürzere Laufzeiten beobachtet. Im derzeitigen Preisumfeld sind diese für Produzenten lukrativer und bringen gleichzeitig für Abnehmer wie Energieversorger ein geringeres Risiko mit sich als längerfristiges Preishedging.¹³²

Liefervereinbarung: Die Dargebotsabhängigkeit von PV und Wind spiegelt sich in den möglichen Liefervereinbarungen für PPA-Verträge wider:

- Bei „*pay-as-produced*“ Vereinbarungen wird Strom gemäß des Erzeugungsprofils EE-Anlage über den PPA an den Abnehmer verkauft. Diese Liefervereinbarung bietet die größte Ertragsicherheit für EE-Anlagenbetreiber und tritt daher am häufigsten auf (in Kombination mit Fixpreis-Vereinbarung, s.u.).
- Bei einer „*pay-as-nominated*“ Vereinbarung stellt der Betreiber den prognostizierten Fahrplan der Anlage am Vortag bereit. Der Ausgleich möglicher Fahrplanabweichungen (Mengenrisiko) liegt dann in der Verantwortung des Anlagenbetreibers oder eines Dienstleisters, was für den Anlagenbetreiber Kosten bedeutet, die auf den PPA-Preis aufgeschlagen werden.
- „*Fixed-Volume*“ Verträge (z. B. sog. Baseload¹³³) beinhalten die Lieferung einer festgelegten Menge über einen definierten Zeitraum, d.h. über sog. Baseload-Blöcke. Bei Baseload-Verträgen liegt das Risiko der Unterproduktion beim Produzenten, gleichzeitig sind höhere Preise erzielbar. Baseload-PPAs können nur über einen Teil der Anlagenleistung, die absehbar

¹³⁰ Dabei ist insbesondere die Hebelwirkung von PPAs zu beachten: die Absicherung eines Teils der Erlöse der Anlage via PPA (PPA über einen Teil der Kapazität (vertikale Tranchierung) oder Laufzeit (horizontale Tranchierung)) verbessert die Finanzierungsbedingungen des Gesamtprojekts.

¹³¹ PV-Magazine (2023). <https://www.pv-magazine.de/2023/01/03/ppa-markt-weiter-stabil/>.

¹³² PV-Magazine (2023). <https://www.pv-magazine.de/2023/01/03/ppa-markt-weiter-stabil/>.

¹³³ Der Baseload Begriff bezieht sich in diesem Kontext auf einen Teil der EE-Stromproduktion einer Anlage oder eines Anlagenportfolios, der als sichere Lieferung verkauft werden kann (quasi zur Deckung der Grundlast eines Abnehmers). Dies ist vom Begriff „Baseload“ als Grundlast im Strommarktcontext abzugrenzen.

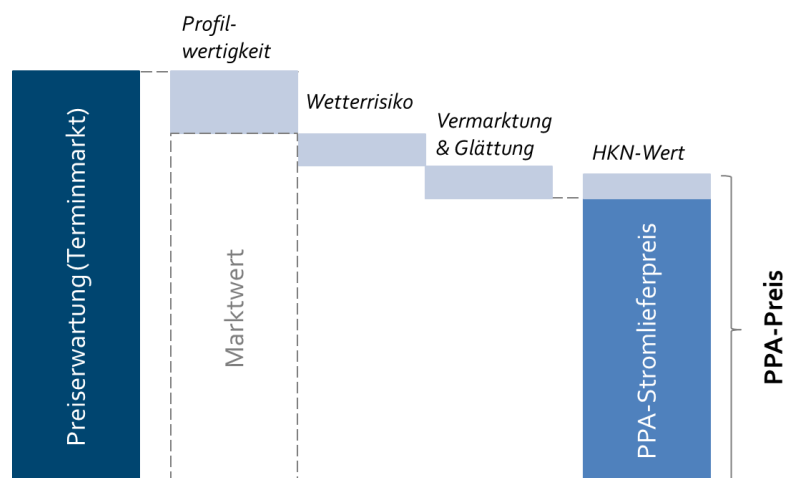
möglichst sicher erreicht werden kann, abgeschlossen werden. Dies über die sog. vertikale Tranchierung der Anlagenleistung realisiert, oftmals in Kombination mit Bündelung mehrerer Anlagen über Aggregatoren. EE-Anlagenbetreiber sind daher auf weitere, preislich unsicherere Vermarktungswege (z. B. Spotmarkt) für den nicht kontrahierten Teil der Anlagenleistung angewiesen oder können den Überschussstrom zu fixen, aber deutlich niedrigeren Preisen vermarkten (die an den erwarteten Marktwerten des Überschussstroms angelehnt sind). In Zeiten hoher und volatiler Spotmarktpreise sind Baseload PPAs (wie auch pay-as-nominated) für Anlagenbetreiber deutlich risikobehafteter, da eventuelle Fehlmengen ggf. zu hohen Preisen ausgeglichen werden müssen.

Fixed-Volume Liefervereinbarungen sind eher als Vermarktungsoptionen im Portfolio von EVUs oder Aggregatoren zu betrachten mit geringer Relevanz für die EE-Projektfinanzierung.

Ein **PPA-Preis** setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen: eine Preiserwartung, die sich am Terminmarkt orientiert, wird um Abschläge für die Profilverwertigkeit der Anlage, Wetterrisiken, und Vermarktungskosten für den Bilanzausgleich (zukünftig Aufgabe des Netzbetreibers i. R. d. Redispatch 2.0) sowie Kosten der Glättung (bei Abweichungen z. B. von vereinbartem Bandprofil oder Mindestmengenlieferung) reduziert (vgl. Abbildung 5-3).¹³⁴ Der so aus der bilateralen Verhandlung zwischen Erzeuger und Abnehmer errechnete PPA-Preis setzt die zukünftig erwarteten Vermarktungserlöse (die sich anhand von aktuellen Strommarktprognosen und Terminmarktprodukten ableiten lassen) in Verbindung mit den erwarteten Kosten bzw. Risiken, die z. B. durch den Profilwert der Technologie entstehen. Aufgrund ihres Erzeugungsprofils können beispielsweise PV-Anlagen bei Direktvermarktung am Spotmarkt nur geringere Erlöse erzielen als der durchschnittliche Großhandelspreis. Dies führt zu einem Preisabschlag im PPA-Strompreis.

Hinzu kommt der Wert der HKN, was den letztendlichen PPA-Preis ergibt. Gegebenenfalls wird zusätzlich eine Inflationsbereinigung vorgenommen oder zusätzliche Kosten zur Preisabsicherung aufgeschlagen, die parallel durch Forward-Märkte an der Börse stattfinden kann.

Abbildung 5-3: PPA-Preisbildung



Quelle: Guidehouse 2023, basierend auf Energy Brainpool und EnBW – Virtuelles Kraftwerk: Power Purchase Agreement.

¹³⁴ Vgl. Konzept des „Fairen PPA-Preises“ von Energy Brainpool sowie EnBW, <https://www.interconnector.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa/>.

Drei grobe Preismodelle können unterschieden werden:

- *Fixpreis*: die gelieferten Strommengen werden über eine vorab festgelegte Dauer zu einem fest vereinbarten Preis abgenommen. Fixpreis-PPAs bieten somit (bis auf das Volumenrisiko) einen berechenbaren Zahlungsfluss bzw. eine Stabilisierung der Einnahmen. Dies ist insbesondere aus Projektfinanzierungsperspektive erstrebenswert. Nach Angaben von Branchenvertretern ist dies derzeit die dominierende Preisvereinbarung.
- *Flexibler Preis*: der Preis ist anhand der Spotmarktpreise oder anderer Referenzmarktwerte indexiert oder wird als sich über die PPA-Dauer hinweg anpassender Stufenpreis vereinbart. Bei einer Marktpreisindexierung können ggf. Ober-/Untergrenzen (Cap und/oder Floor) oder eine prozentuale-Reduktion gegenüber dem Referenzpreis bestimmt werden.
- *Mischpreis*: für einen festgelegten Teil der produzierten Strommenge wird ein Fixpreis-PPA vereinbart, die Restmengen werden über einen PPA mit flexibler Preisgestaltung (z. B. Spotpreisindexierung) oder direkt am Strommarkt (sog. „Merchant“ ohne PPA) vermarktet.

Preise und verkaufte Mengen werden ggf. saisonal differenziert (insbesondere bei PV kann dies sinnvoll sein). Die tatsächlich vereinbarten Preise einzelner PPA-Verträge sind prinzipiell nicht öffentlich zugänglich, Preisinformationen sind daher nur begrenzt verfügbar und belastbar. Laut Angaben eines Energiekonzerns fielen in Deutschland die Preise für langfristige PPAs während des Lockdowns von ca. 53 Euro/MWh auf 50 Euro/MWh (PV, 15 Jahre).¹³⁵ (Vgl. hierzu: USA: \$20-\$30/MWh¹³⁶ für PV im Jahr 2020 (17-25 Euro/MWh), Spanien: 33 Euro/MWh für PV mit „pay-as-produced“ Vereinbarung; 39 Euro/MWh für PV/Wind an Land mit „baseload“ Vereinbarung).¹³⁷ Großbritannien, Italien und Polen haben ähnliche Preisniveaus wie in Deutschland; in Finnland und Schweden werden niedrigere Preise beobachtet, während Frankreich die höchsten Preise aufweist.¹³⁸ Infolge der Energiepreiskrise, steigender Börsenstrompreise, Inflation und Lieferengpässe bei zentralen EE-Komponenten stiegen die Preise für PPAs in Europa im Jahr 2022 deutlich an, für PV stärker als für Wind.¹³⁹ In Deutschland stiegen Preise für Solar PV 10-Jahres PPAs mit Lieferbeginn im Folgemonat auf bis zu 150 Euro/MWh im Sommer 2022 an und erholten sich bis Februar 2023 wieder auf das Vorjahresniveau zwischen 73-88 Euro/MWh.¹⁴⁰ Eine ähnliche Entwicklung ist bei 2-Jahres PPA mit ausgeführten Wind-an-Land Anlagen zu beobachten (88-123 Euro/MWh im Februar 2023).¹⁴¹

¹³⁵ PV-Magazine (2020). <https://www.pv-magazine.de/2020/05/22/die-wesentlichen-treiber-des-ppa-marktes-sind-intakt/>.

¹³⁶ PV-Magazine (2020).

¹³⁷ Fieldfisher (2021). Corporate PPAs in Spain. <https://www.fieldfisher.com/en/insights/corporate-ppas-in-spain>.

¹³⁸ Bird&Bird (2021): Corporate PPAs – An international perspective. 2020/2021 Edition. <https://www.twobirds.com/en/insights/2018/global/bird-and-bird-and-corporate-ppas-an-international-perspective>.

¹³⁹ Renewables Now (2022). <https://renewablesnow.com/news/european-renewable-ppa-prices-up-11-qq-and-51-yy-levelten-energy-801495/>.

¹⁴⁰ Energie & Management (2023). <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/wirtschaft/marketing-vertrieb/detail/deutsche-ppa-preise-stabil-bis-leicht-ruecklaeufig-176869>.

¹⁴¹ Energie & Management (2023). <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/wirtschaft/marketing-vertrieb/detail/deutsche-ppa-preise-stabil-bis-leicht-ruecklaeufig-176869>.

5.2. Überblick über zentrale Hürden für den PPA-Markt in Deutschland

EE-Branchenvertreter und Verbände sehen eine Reihe an Hürden für den PPA-Markt in Deutschland. Diese sind finanzieller/ökonomischer Art, beziehen sich auf regulatorische oder vertragliche Aspekte, oder entspringen Marktcharakteristika (Marktgröße, -reife, bilaterale Verträge). Darüber hinaus können allgemeine Barrieren für den EE-Ausbau in Deutschland Herausforderungen für den PPA-Markt darstellen.

Im Folgenden sind zentrale Hürden aus Positionspapieren und Branchengesprächen zusammengefasst¹⁴²:

- **Kreditwürdigkeit der Abnehmer / Mangelnde bzw. kostspielige Absicherung von PPA-Risiken** erschweren die Finanzierungsbedingungen für EE-Neu-Anlagen in Verbindung mit PPA-Konstrukten. Da PPA-Abnehmer (Stromversorger, Endverbraucher) im Vergleich zum derzeit teilweise und künftig vollständig aus Bundesmitteln gesicherten Fördermechanismus des EEG meistens über eine schlechtere Kreditwürdigkeit verfügen, erschwert sich der Zugang zu Kapital und Kapitalkosten können höher ausfallen. Das Instrument der teilweisen Haftungsfreistellung beispielsweise setzt hier an, indem die kreditgebende Hausbank nur einen Teil des Zahlungsausfallsrisikos trägt (siehe Kapitel 5.3.1.2)
- Die **Anschlussförderung** für EE-Anlagen nach dem Ende der EEG-Förderdauer reduziert die Attraktivität von PPAs für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlage. Die Anschlussförderung ermöglicht EE-Anlagen auch nach dem Ausscheiden aus der EEG-Förderung mit dem Ende der 20-jährigen Vergütungsdauer einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb. Anlagen erhalten hierfür eine im Vergleich zum EEG reduzierte Einspeisevergütung. Der automatisch gewährte Vergütungssatz orientiert sich an dem in einem Jahr durchschnittlich erzielten Börsenstrompreis für die entsprechende Technologie.
- **Geringe Markttransparenz**, mangelnde Erfahrung und unzureichende Marktliquidität (aufgrund zu geringer PPA-Handelsmengen) erschweren Markttransaktionen. Die Ermangelung eines zentralen Handelsplatzes für PPAs führt zu erhöhten Transaktionskosten (z. B. mit Blick auf die Zusammenführung von Produzenten und Käufern), angebots- wie nachfrageseitig.

¹⁴² Quellen: BNE (2021). bne-Positionspapier: 35 Maßnahmen für PPA und Photovoltaik. https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2021/21-10_bne-Positionspapier_35_Punkte_PPA_und_Photovoltaik.pdf, BDEW (2021). BDEW-Positionspapier zur Finanzierung und Marktintegration von Erneuerbare-Energien-Anlagen <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/bdew-positionspapier-zur-finanzierung-und-marktintegration-von-erneuerbare-energien-anlagen/>, dena (2021). Positionspapier: Green PPAs für einen klimaneutralen Wirtschaftsstandort Deutschland. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/positionspapier-green-ppas-fuer-einen-klimaneutralen-wirtschaftsstandort-deutschland/>, dena (2021). Marktmonitor Green PPAs 2021. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Marktmonitor_Green_PPAs_Umfrage_zu_Perspektiven_nachfragegetriebener_Stromliefervertraege.pdf, EIB (2022). Commercial Power Purchase Agreements. <https://eiah.eib.org/publications/attachments/commercial-power-purchase-agreements.pdf>.

- Für PPAs mit langer Laufzeit können, nach Auffassung der Branche, mögliche **wettbewerbsrechtliche Risiken** entstehen (siehe auch detaillierte Prüfung in Kapitel 5.3.1.4).
- **Regulatorische Ungewissheit**, z. B. im Hinblick auf HKN, das EEG, Finanzaufsicht oder die Weiterentwicklung der EE-Förderung, aber auch Übergewinnabschöpfung, Strommarktreform erhöhen Unsicherheit und erschweren die Risikoabschätzung seitens der Finanzierer. Auch mit Blick auf die Ausschreibungen, stellt regulatorische Ungewissheit ein Hemmnis für den PPA-Markt dar. Im Jahr 2023 wurde die Obergrenze für Ausschreibungen bei PV auf 100 MW angehoben, mit starken Auswirkungen auf den PPA-Markt. Insbesondere größere Freiflächenanlagen (unter 100 MW), bislang ein Haupttreiber des förderfreien PV-Ausbaus, haben Anlagen nun eine Alternative für langfristig gesicherte Erlöse mithilfe des EEG. Für die meisten Anlagen dürfte dies im normalen Strompreismilieu attraktiver sein als PPAs. Im hohen Strompreismilieu können diese Anlagen in die sDV wechseln, um kurzfristige PPAs abzuschließen. Derzeit ist weiterhin offen, wie die Kapazitätsgrenze für PV-Ausschreibungen in Zukunft angepasst wird.
- Unterschiedliche **Regularien** für EE innerhalb Europas erschweren grenzüberschreitende PPA.
- Branchenvertreter bemängeln einen hohen **administrativen Aufwand** für Anlagenbetreiber bei der Registrierung der Anlagen für die Ausstellung von HKN sowie beim Transfer und Entwertung von **HKN**.
- **Mangelnde Standardisierung** von PPA-Verträgen erhöht Transaktionskosten. Durch Schaffung eines Marktstandards könnten diese Kosten reduziert werden und auch kleineren Akteuren der Zugang erleichtert werden. Bereits bestehende Rahmenverträge finden bisher jedoch wenig Anwendung beziehungsweise sind laut Branchenvertretern zu kompliziert. Einige Akteure am Markt verwenden bereits eigene Standardverträge. Individuelle PPA-Verträge hingegen erlauben ein hohes Maß an Flexibilität bei der Ausgestaltung, angepasst an die Bedarfe der Anlagenbetreiber und Abnehmer.

Weitere Hürden sind allgemeine Hemmnisse für den EE-Ausbau, die zwar nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit PPA stehen, aber auch immer wieder von Vertretern der PPA-Branche hervorgebracht werden:

- Hohe **Komplexität der Genehmigungsverfahren** für neue EE-Anlagen und die lange Verfahrensdauer bremsen das Wachstum des PPA-Markts im Bereich der Neuanlagen. Dies betraf vor allem Windenergieanlagen. Der Gesetzgeber hat etliche Gesetzesänderungen zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren auf den Weg gebracht (vgl. auch eine knappe Diskussion der bereits beschlossenen Maßnahmen in Abschnitt 5.3.2). Einer Beschleunigung des Genehmigungsverfahrens gegenüber stehen bislang die hohe Komplexität der Verfahren und mögliche negative Auswirkungen hinsichtlich der sozialen Akzeptanz der Energiewende.
- Die **Flächenverfügbarkeit und Flächenausbauziele** für EE-Anlagen begrenzen den möglichen Ausbau für Anlagen innerhalb und außerhalb des EEG und somit auch für PPA-Anlagen. Ein verbessertes Flächenangebot würde zu einer Vergrößerung der Projektpipeline

beitragen und sich somit letztendlich auch positiv auf den PPA-Markt auswirken (erhöhtes Angebot, Preissenkung). Die Bundesregierung hat hierzu bereits einige Maßnahmen umgesetzt (vgl. auch beschlossenen Maßnahmen in Abschnitt 5.3.2).

- Durch das **Doppelvermarktungsverbot** scheidet nach EEG geförderter Strom für PPA-Verträge aus und kann somit nicht zur Vergrößerung des PPA-Marktpotentials beitragen. In der Vergangenheit wurden Änderungen am Doppelvermarktungsverbot wiederholt diskutiert, letztlich wurde aber entschieden es beizubehalten.

5.3. Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für PPAs

Zur Überwindung zentraler Hürden für den PPA-Markt in Deutschland wurden im Rahmen dieses Projektes bestehende Vorschläge über Politikmaßnahmen und Programme gesichtet und eine Bewertung ausgewählter Vorschläge anhand von Kurzpapieren ausgearbeitet.

5.3.1. Im Detail geprüfte Vorschläge

Folgende Rahmenbedingungen und Maßnahmen wurden im Rahmen des Projekts im Detail untersucht:

5.3.1.1. KfW-Sonderprogramme (Kredite)

KfW-Kredite mit Kreditbedingungen, die günstiger sind als am Kapitalmarkt, können die Kapitalkosten eines PPA-Projekts gegenüber einer Kreditaufnahme ausschließlich am Kapitalmarkt verringern. KfW-Kredite können somit dem Einfluss von PPA-Risiken (höherer Anteil unsicherer Erlöse, kürzere Laufzeit und geringere Kreditbewertung des Abnehmers im Vergleich zur garantierten Einspeisevergütung aus dem EEG) auf Finanzierungsbedingungen für EE-PPA-Anlagen entgegenwirken und den Zugang zu Kapital erleichtern. Die Maßnahme setzt damit an einer zentralen Herausforderung für Anlagen mit PPA-Verträgen (dem Zugang zu Kapital) an und verbessert die Wirtschaftlichkeit der Anlagen, je nach Ausgestaltung ohne direkte Subventionen.¹⁴³

Der kapitalkostensenkende Effekt wirkt vor allem im Normalzins- (und Hochzins-) Umfeld, d.h. keine Niedrigzinsen. Im Niedrigzinsumfeld ist dieser zunächst weitgehend hinfällig. Dennoch können KfW-Kredite den Zugang zu Fremdkapital erleichtern. Vor diesem Hintergrund können KfW-Kredite insbesondere dann von Vorteil sein, wenn die Kreditbedingungen günstiger sind als am Kapitalmarkt, z. B. durch geringere Anforderungen, lange Laufzeiten, langfristige Zinsbindung, flexible oder angepasste Rückzahlungsmodalitäten und nachgestellte Priorität bei der Kreditbedienung (Nachrangdarlehen).

Zu den Vorteilen von Niedrigzinskrediten zählen zum einen die Beibehaltung eines (wenn auch reduzierten) Markteffizienzniveaus, da weiterhin ein Preis für Kapital auf Basis der Risikoeinschätzung gebildet wird, auf dessen Basis wiederum Investitionsentscheidungen getroffen werden. Niedrigzinskredite könnten begründet werden, wenn hinsichtlich des EE-Ausbaus von einem Marktversagen ausgegangen wird, da die EE- und Klima-Ziele am Markt bisher nicht ausreichend abgebildet werden. Eine Intervention wie z. B. KfW-Kredite, die bessere Konditionen als der Markt

¹⁴³ Niedrigzinskredite werden im Rahmen der EU-Beihilfeleitlinien (Kommission) als Subvention eingeschätzt.

bieten, reduziert die Markteffizienz zwar teilweise, kann eben jedoch vor dem Hintergrund der Ziele begründet werden.

Mögliche Nachteile der Maßnahme sind zum einen die erforderliche Projektbewertung über die KfW, was einen hohen administrativen Aufwand bedeutet. Zum anderen müssen eventuelle Kreditausfälle durch Steuern bedient werden, d.h. sie werden vergesellschaftet. Zudem wird die Markteffizienz durch die Maßnahme teilweise reduziert, da die KfW-Kredite per Definition bessere Konditionen als am Markt bieten. Die de-facto Subvention durch Zinssätze unterhalb des Marktniveaus würde zudem beihilferechtliche Konsequenzen mit sich bringen.

Bewertung: KfW-Kredite (also staatlich Niedrigzinskredite) können die Rahmenbedingungen für EE-Anlagen mit PPA-Verträgen verbessern, indem sie dem Einfluss von PPA-Risiken auf Finanzierungsbedingungen und -Kosten am Markt entgegenwirken. Dieses Instrument würde de facto die Attraktivität von PPAs erhöhen und damit vordergründig den marktgetriebenen EE-Ausbau unterstützen. Je größer der Finanzielle Effekt der Niedrigzinskredite ist, desto weniger kann jedoch von rein marktgetriebenem Ausbau gesprochen werden.

Die Stromgestehungskosten sind 2022 erstmals seit längerem wieder gestiegen sind. Als Treiber gelten, neben Material- und Lieferengpässen, auch die aufgrund der höheren Zinsen gestiegenen Kapitalkosten. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Diskussion um mögliche Kredit-Vergünstigungen neue Relevanz.

Wohingegen das EEG ursprünglich eine finanzielle Förderung und langfristige Absicherung bedeutete, dient es Erzeugern angesichts der niedrigen Prämien inzwischen vorwiegend der Absicherung der Erlöse, während die eigentlichen Einnahmen aus dem Verkauf am Markt erzielt werden. Das EEG bietet also bei vergleichsweise geringen Förderkosten die notwendige Absicherung zur Finanzierung von EE-Projekten. KfW-Kredite zielen nicht primär auf Risikoabsicherung, als eine der Kernherausforderungen für PPAs, ab. Ihr Vorteil von zur Förderung des marktgetriebenen Ausbaus gegenüber dem EEG ist daher weniger evident, je geringer die Förderung durch das EEG ausfällt.

5.3.1.2. Kreditausfallgarantien durch die öffentliche Hand

Ein möglicher Zahlungsausfall durch den PPA- bzw. Stromabnehmer wird als „Kontrahentenrisiko“ bezeichnet und fließt in die gesamte Risikobewertung des Projektes und damit in das Kreditrisiko und in die Finanzierungskosten für EE-PPA-Anlagen ein bzw. erhöht diese. Anlagenbetreiber, die ihren Strom bei Zahlungsausfall anderweitig vermarkten müssen, sind somit einem höheren Kreditausfallrisiko in Abhängigkeit vom Börsenstrompreis ausgesetzt. Staatliche Garantien für abnahmeseitigen Zahlungsausfall sichern dieses Risiko (ganz oder teilweise, direkt oder indirekt) ab und übernehmen somit das Kontrahentenrisiko und wirken dadurch kapitalkostensenkend.

Beispiele:

- Spanien: seit 2020, staatl. Abdeckung von Insolvenzrisiken bei PPAs für energieintensive Industrieunternehmen mit Mitteln aus dezidiertem Fonds. Hintergrund: Um Anspruch auf Strompreiskompensation zu erheben, müssen energieintensive Unternehmen PPAs über mind. 10 % ihres Stromverbrauchs abgeschlossen haben (Mindestlaufzeit: 5 Jahre). Die

Garantie soll Hindernisse für den Abschluss von PPAs abbauen und somit Stromkosten für Unternehmen senken.

- Norwegen: seit 2011, staatl. Garantien für energieintensive Industrieunternehmen im Falle eines Zahlungsausfalls a) gegenüber dem Erzeuger oder b) dem Kreditgeber, wenn das Unternehmen einen Kredit zur Bedienung der Vorabzahlung der PPA-Verpflichtung aufgenommen hat. (Abdeckung: max. 80 % der ausstehenden finanziellen Verpflichtung gegenüber der Bank oder dem Erzeuger und zugleich werden 100 % der möglichen Mehrerlöse durch die absichernde Bank einbehalten).

Das spanische Modell wurde im Januar 2021 von der EU-Kommission als Förderinstrument ohne Beihilfetatbestand bewilligt.¹⁴⁴ Auch das norwegische Modell ist in Übereinstimmung mit den Beihilferichtlinien des Europäischen Wirtschaftsraums und stellt keine staatliche Beihilfe dar.

Bewertung: Kreditausfallgarantien ermöglichen einen (zumindest teilweise) gesicherten Schuldendienst der Anlagenbetreiber gegenüber den Kapitalgebern. Im Gegensatz zu Niedrigzinskrediten der KfW, deren Auszahlung notwendig für die Projektrealisierung ist, findet hier eine Zahlung nur im Fall eines abnehmerseitigen Zahlungsausfalls statt, und nur dann, wenn die vereinbarten Kreditzahlungen nicht aus den am Markt erzielbaren Erlöse gedeckt werden können. Die Bewertung des Anspruchs (basierend auf Kreditausfallsachverhalt und alternativen Vermarktungsoptionen für den Erzeuger) stellt ggf. erhebliche Transaktionskosten dar. Eine Finanzierung des Fonds zur Deckung des Ausfalls wäre ggf. im Rahmen der KfW-Programme aufzusetzen. Die konkrete Ausgestaltung des Vorschlags ist zu klären hinsichtlich des Anwendungsbereichs. Um erwünschte positive Auswirkungen auf die Projektpipeline zu erzielen, sollte das Instrument jedoch nicht als zeitlich stark begrenzt diskutiert werden.

Entwicklungen im Projektzeitraum: Der Kommissionsvorschlag vom 14.03.2023 zur EU-Strommarktreform sieht PPAs neben sog. „Contracts-for-Difference“ als eines von zwei Standbeinen, um den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben. Der Vorschlag zur Strommarktreform sieht in Artikel 19a vor, dass „Die Mitgliedstaaten [...] sicher[stellen], dass Instrumente wie Garantieregelungen zu Marktpreisen, die die finanziellen Risiken im Zusammenhang mit Zahlungsausfällen von Abnehmern im Rahmen der Strombezugsverträge verringern sollen, vorhanden sind [...]“.¹⁴⁵

Zur gezielten Stärkung der Umsetzungschancen marktgetriebener EE-Projekte prüft das BMWK unter anderem das finanzielle Instrument der teilweisen Haftungsfreistellung.¹⁴⁶ Durch eine teilweise Haftungsfreistellung (z. B. bis zu 50 %) könnte die Bereitschaft der entsprechend abgesicherten Bank erhöht werden, auch risikoreichere PPA-Vorhaben zu finanzieren – und letztendlich den Zugang zu Fremdkapital für solche Vorhaben erleichtern. Die Bereitschaft der kreditausgebenden Bank zur Kreditvergabe könnte zudem dadurch erhöht, dass sie selbst geringere Rücklagen im Vergleich zur Kreditvergabe ohne Absicherung vorhalten muss.

¹⁴⁴ Siehe hierzu: https://commission.europa.eu/news/state-aid-commission-approves-support-scheme-energy-intensive-companies-spain-2021-01-11_en.

¹⁴⁵ Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148>.

¹⁴⁶ Siehe hierzu auch Werkstattbericht des BMWK (2023). Online verfügbar: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/werkstattbericht-des-bmwk.html>.

5.3.1.3. Steuerliche Sonderabschreibungen für Investitionen in EE-Anlagen

Steuerliche Sonderabschreibungen können die Steuerlast eines EE-Projekts in den ersten Jahren verringern, indem das zu besteuernde Einkommen um einen festgelegten Prozentsatz (z. B. 10-20 %) der Investitionssumme reduziert wird. Diese steuerlichen Entlastungen erlauben Projektierern außerdem, die Strukturierung ihres Schuldendienstes zu optimieren (z. B., indem sie höherverzinsten Kredite zügiger abbauen). Die Attraktivität für Investoren hängt unter anderem davon ab, ob die Abschreibungen bei vorzeitigem Verkauf der Anlage übertragbar sind. Für EE-Anlagen, deren Steuerlast unter dem Wert der Sonderabschreibung bleibt, müssten Abschreibungen auf zukünftige Jahre übertragbar sein, damit diese in Gänze von der Förderung profitieren können.

Im Koalitionsvertrag 2021 sind steuerliche Sonderabschreibungen („Superabschreibung“) als Investitionsprämie für Klimaschutzprojekte wie u. a. EE-Investitionen verankert (die geplante Maßnahme bezog sich auf den Zeitraum 2022/23). Dieses Instrument wird als zeitlich begrenzt diskutiert. Eine abschließende Bewertung des Instruments ist stark von dessen konkreter Ausgestaltung abhängig. An dieser Stelle ist auf die hohe Komplexität in der Ausgestaltung hinzuweisen, da das Instrument steuerrechtliche Änderungen bedeutet, die auf verschiedenen Ebenen umzusetzen sind (Bund und Gemeinde).

Bewertung: Steuerliche Sonderabschreibungen können die Wirtschaftlichkeit von EE-Investitionen im Zusammenhang mit PPAs verbessern – abhängig vom Umfang und Effekt könnten die erzielten Einsparungen ggf. auch Finanzierungslücken schließen. In Abhängigkeit von der Ausgestaltung werden Unternehmen mit höherer Steuerlast ggf. strukturell bevorzugt, weil sie die Abschreibung in voller Höhe in Anspruch nehmen können, wohingegen für Projektgesellschaften (SPVs), deren Erlöse niedriger ausfallen als die Höhe der Sonderabschreibung – ein Teil Förderung bliebe somit u.U. nicht nutzbar. Die Eignung für projektfinanzierte PPA EE-Anlagen hängt daher von der Übertragbarkeit der Abschreibung bei Anlagenverkauf ab.

Die tatsächliche Förderung durch steuerliche Sonderabschreibungen ist höher als bei KfW-Krediten und Kreditausfallgarantien, wo die implizite Förderung abhängig von den tatsächlichen Auswirkungen auf die Kapitalkosten sind. Die Kosten-Effektivität der Sonderabschreibung ist nur schwer abzuschätzen, da die tatsächlich Förderhöhe nicht direkt mit der Zielerreichung beim EE-Ausbau in Verbindung gesetzt werden kann. Steuerliche Sonderabschreibungen führen zudem zu Steuerausfällen. Die Höhe der Ausfälle ist abhängig von der Inanspruchnahme der Förderung und daher schwer abschätzbar (die maximale Höhe könnte ggf. über die Ausbaukorridore geschätzt werden). Insbesondere bei Steuerausfällen auf Gemeinde- und Länderebene würde dies im Ergebnis dem Ziel einer stärkeren finanziellen Teilhabe von Gemeinden an der Energiewende zuwiderlaufen (siehe separate Stellungnahme von BHW).

Die Effizienz von Sonderabschreibungen zur Stärkung des marktgetriebenen EE-Ausbau über PPAs kann hinterfragt werden. Aufgrund der zeitlichen Begrenzung des Instruments sind zudem kaum Auswirkungen auf EE-Flächenentwicklung und Projektpipeline und zu erwarten. Insofern eine solche Maßnahme ins Auge gefasst wird, sollte sie als Teil eines Gesamtpaketes gesehen werden, um die massive Steigerung im anvisierten EE-Ausbau in der Breite zu unterstützen. Um Überförderung zu vermeiden, sollte sich die Maßnahme in jedem Fall auf neue und ungeförderte EE-Anlagen beziehen.

Auch die Wirkungen für das Gewerbesteueraufkommen in den Standortkommunen wurde betrachtet. Hier müssten Maßnahmen ergriffen werden, um eine Verringerung des Aufkommens für die Standortkommunen und somit eine verringerte Akzeptanz zu verhindern. Insgesamt wurde der Vorschlag als in der Umsetzung komplex bewertet.

5.3.1.4. PPA-Laufzeiten und Kartellrecht

Es besteht in Teilen der PPA-Branche scheinbar Unsicherheit, ob PPAs mit Laufzeiten von zehn Jahren und länger abgeschlossen werden können, ohne Bedenken hinsichtlich deren Wirksamkeit aus wettbewerbsrechtlicher Sicht auszulösen. Die Befürchtung ist aus Sicht der Forschungsnehmer größtenteils unberechtigt, wie im Folgenden dargelegt wird.

Die Frage, wann ein PPA wettbewerbsrechtlich (un-)zulässig ist, hängt von den Marktanteilen der vertragsabschließenden Unternehmen auf dem relevanten Markt, und dem Vertragsinhalt, insbes. Vertragsvolumen, Ausschließlichkeit, ggf. vorzeitige Beendigungsmöglichkeiten, ab. Im Folgenden werden einige Anhaltspunkte aufgezeigt, anhand derer PPA als eine Form langfristiger Stromliefer- und -bezugsverträge wettbewerbsrechtlich bewertet werden.

- Ein Verstoß gegen Art. 101 AEUV ist umso eher anzunehmen, je stärker die Marktpositionen des Lieferanten und des Abnehmers sind, je länger die Bindungsdauer ist, je umfassender der Abnehmer gebunden und damit die Wettbewerber auf dem relevanten Markt ausgeschlossen werden und je verbreiteter parallele Vertragsbindungen auf dem relevanten Markt sind (Bündeltheorie).
- Regelmäßig erfasst sind Ausschließlichkeitsbindungen von über fünf Jahren, sofern die weiteren Voraussetzungen (Bündeltheorie = Bezugsbeschränkung auf der Liefer- und auf der Abnahmeseite sind auf dem relevanten „Markt“ häufig, hoher Marktanteil der Vertragspartner, Bezugsbindung von mehr als zwei Dritteln des Marktvolumens) gegeben sind.
- Bleiben PPA und deren Vertragspartner unterhalb dieser hohen Marktanteile, sind längere Laufzeiten vertretbar. In der PPA-Praxis dürften in aller Regel entsprechend hohe Marktanteile am Strommarktvolumen oder (nur) am Erneuerbaren Strommarktvolumen von den Vertragsparteien derzeit nicht erreicht werden. Dann sind Verträge mit einer Laufzeit von 10 bis max. 15 Jahren vertretbar. Eine einheitliche Spruchpraxis der Wettbewerbskommission, des EuGHs bzw. nationaler Gerichte tritt allerdings nicht gänzlich hervor.
- Für PPA, die der Finanzierung von Investitionen in neue Anlagen dienen, zum Beispiel im Offshore-Bereich, auch Onshore, kann auf Entscheidungen über Verträge zur Finanzierung von Kraftwerken/Großanlagen mit einer langen Amortisationsdauer zurückgegriffen werden (beziehungsspezifische Investitionen). Nach Ansicht der Europäischen Kommission können Laufzeiten von 15 Jahren ausreichen, aber auch erforderlich sein, um die Rentabilität der Investition zu sichern. In der Tendenz kann festgestellt werden, dass eine Befristung von Bezugsverträgen auf 15 Jahre eine Lösung des Problems, wie der Schutz einer Investition unter den Bedingungen wirksamen Wettbewerbs aussehen sollte, sein kann.

Die Wirkungen des Wettbewerbsrechts sind für längerfristige PPA (i.d.R. ab zehn Jahren Vertragsdauer, bei Bindung hoher Marktanteile auch darunter) relevant. Die Auswirkungen des Wettbewerbsrechts dürften mit zunehmender Finanzierung von Investitionen in EE durch Langfrist-

PPA tendenziell zunehmen. Letztlich wird das Risiko einer kartellrechtlich begründeten Unwirksamkeit langfristiger PPA im Zeitraum bis 15 Jahre Festlaufzeit als gering eingeordnet.

5.3.1.5. Bezug von Herkunftsnachweisen für on-site PPAs

Es besteht Unklarheit am Markt hinsichtlich der Frage, ob für Strom, der im Rahmen von on-site PPAs an Abnehmer geliefert wird, HKN ausgestellt werden können. Obgleich rechtlich keine Unterscheidung für die Auslieferung von HKN zwischen der Vermarktung von EE-Strom on-site oder über das Stromnetz (off-site) getroffen wird, gibt es in der Praxis scheinbar Unsicherheiten.

Bei on-site PPAs wird die gelieferte EE-Strommenge in EE-Anlagen erzeugt, die sich in räumlicher Nähe zu den Verbrauchseinrichtungen des Abnehmers befinden. Die Stromlieferung durch den Lieferanten erfolgt ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes. Sofern Personenverschiedenheit zwischen Lieferanten und Abnehmer besteht, können HKN für den gelieferten EE-Strom ausgestellt werden. Fehlt es an der Personenverschiedenheit, handelt es sich um Eigenversorgung; HKN werden jedenfalls nach derzeitiger rechtlicher Situation dafür nicht erteilt.¹⁴⁷

Die Befürchtung einer mangelnden Lieferung bei on-site PPA ist aus Sicht der Forschungsnehmer letztlich unberechtigt. Es gibt eine Personenverschiedenheit zwischen dem Stromlieferanten (=Betreiber der EE-Anlage/n) und dem Stromabnehmer. Damit ist das wesentliche Merkmal der Stromlieferung erfüllt. Sofern es keine Personenverschiedenheit gibt, besteht hingegen kein Anspruch auf Ausstellung von HKN, weil dann eine Eigenversorgung gegeben ist. Die Einhaltung der Personenverschiedenheit zur Darstellung einer Lieferung lässt sich z. B. anhand von Handelsregisterauszügen darlegen und überprüfen. Eine entsprechende Klarstellung zum Beispiel auf der Internetseite der DEHST zum HKN-Register wäre aber hilfreich, um etwaige Unsicherheiten und Zweifel zu entkräften.

5.3.1.6. Pooling von Abnahmestellen

Mithilfe von Abnahmestellen-Pooling zur durch Optimierung der Netzentgelte) soll der Strombezug via PPAs durch Unternehmen, die über mehrere Standorte verfügen, gefördert werden. Das Pooling von Abnahmestellen hat seinen Grund in der Netzentgeltsystematik. Bei Netzkunden mit registrierender Leistungsmessung (= Kunden ab 100.000 kWh Strombezug pro Jahr) besteht das Netzentgelt aus einem Arbeitspreis und einem Leistungspreis, der abhängig von der in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung ermittelt wird.

Die Voraussetzungen für das Pooling von Abnahmestellen sind seit dem 01.01.2014 in § 17 Abs. 2a StromNEV geregelt. In der ersten Zeit nach der gesetzlichen Regelung gab es bzgl. einiger Tatbestandsvoraussetzungen Rechtsunsicherheiten, welche, auch durch ein Positionspapier vom 14.11.2014 der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden, weitestgehend

¹⁴⁷ Hintergrund ist bisher, dass Eigenstromversorgung begünstigt im Hinblick auf die EEG-Umlage ist. Daher wurden für Eigenstromversorgungskonstellationen keine HKN erteilt (Verbot der Doppelförderung). Künftig wird Eigenstromversorgung bzgl. EEG-Umlage nicht mehr gefördert, da die EEG-Umlage auf Stromletzverbrauch nachzeitigem Stand ab 01.07.2022 nicht mehr erhoben wird. Dies führt zu der Frage, ob künftig das Argument der Doppelförderung immer noch einer Erteilung von HKN für die Eigenstromversorgung entgegengebracht werden kann.

ausgeräumt sind. Folgende Voraussetzungen müssen vorliegen, um Abnahmestellen poolen zu können.

- Abnahmestellen desselben Netznutzers;
- mit Netz desselben Netzbetreibers verbunden
- auf der gleichen Netzebene oder Umspannebene angeschlossen
- kundenseitige galvanische Verbindung oder im selben Netzknoten angeschlossen.

Liegen diese Voraussetzungen vor, erfolgt eine zeitgleiche und vorzeichengerechte Addition (=Saldierung) der Lastgangzeitreihen der Entnahmestellen innerhalb eines Messintervalls (Viertelstundenwerte). Vorzeichengerechte Addition bedeutet, dass z. B. im Falle einer Rückspeisung über eine Entnahmestelle und eines Bezugs über eine andere Entnahmestelle nur die Nettowirkung zu berücksichtigen ist, die ¼-h Leistungswerte also gegeneinander saldiert werden. Das Ergebnis dieser Saldierung bildet eine gemeinsame Lastgangzeitreihe mit Viertelstundenwerten. Diese Regelung wird als sachgerecht bewertet, da der physikalische Ausgleich der Lastflüsse innerhalb des Netzknotens, insbesondere über Sammelschienen im UW, erfolgt. Aus diesem Grund haben unterschiedliche zeitgleiche Lastflussrichtungen an einem Netzknoten keine Auswirkungen auf das vorgelagerte Netz. Der Netznutzer zahlt im Ergebnis nur den Leistungspreis für die Jahreshöchstlast anhand der saldierten Zeitreihe gepoolter Abnahmestellen.

Ein Vorschlag der Marktoffensive Erneuerbare Energien geht über die in § 17 Abs. 2a StromNEV genannten Voraussetzungen hinaus. Es sollen Pooling-Modelle für den Bezug von PPA durch Unternehmen, die über mehrere Standorte verfügen, gefördert werden. D.h., Pooling von Abnahmestellen soll ungeachtet dessen möglich sein, ob diese am selben Netz angeschlossen sind und ob sie galvanisch miteinander verbunden bzw. verbindbar sind. Zieht man die Voraussetzungen des Pooling so weit, ist eine netzentlastende oder zumindest netzneutrale Wirkung der saldierten Zeitreihen nicht mehr gegeben. Pooling würde seinen originären Grund und auch seine Grenzen verlieren. Dem Vorschlag ist daher mit Zurückhaltung zu begegnen.

5.3.1.7. Finanzaufsichtspflicht beim virtuellen (und off-site) PPA

Virtuelle PPAs, ohne damit verbundene physische Stromlieferung, werden in bestimmten Fällen als Finanzinstrument im Sinne des Kreditwesengesetzes und Wertpapierhandelsgesetzes eingeordnet (siehe Abschnitt 5.1.2). Sofern nicht Ausnahmen von der Finanzaufsichtspflicht greifen, kann dies dazu führen, dass ein Unternehmen zum Finanzunternehmen wird und einer Genehmigung seiner unternehmerischen Tätigkeiten seitens BaFin bedarf. Insbesondere Akteure, die ausschließlich mit virtuellen PPAs handeln, können daher den entsprechenden Regelungen des Kreditwesengesetzes (KWG), des Wertpapierhandelsgesetzes (WpHG) und des Wertpapierinstitutsgesetzes (WpIG) unterliegen, was als maßgebliche Hürde für virtuelle PPAs wahrgenommen wird.

Bei virtuellen PPA wird kein Strom vom Verkäufer an den Käufer geliefert. Solche Verträge sehen vor, dass ein bestimmter Preis in Euro/MWh von einem Käufer an einen Verkäufer für erneuerbaren Strom gezahlt wird. Der Verkäufer des erneuerbaren Stroms liefert seinerseits nicht eine bestimmte Strommenge MWh, sondern hat sich verpflichtet, anstelle der Stromlieferung einen dafür vereinbarten Referenzpreis an den Käufer als Gegenleistung für den fest vereinbarten Preis zu zahlen. Referenz zur Bestimmung des „Gegenpreises“ kann zum Beispiel der Monatsmarktwert (MW) für eine bestimmte erneuerbare Energien-Technologie sein. Es stehen sich mithin zwei Zahlungspflichten

gegenüber, die miteinander saldiert werden, die überschießende Forderung wird von der zur Zahlung verpflichteten Partei an die andere Partei gezahlt.

Diese Verträge sind, sofern zwischen Abschluss und Erfüllung (Lieferung bzw. finanzieller Ausgleich) mehr als zwei Tagen liegen, Finanzinstrumente gemäß KWG. Unternehmen, die Geschäfte in Bezug auf ein Finanzinstrument tätigen, unterliegen der Finanzaufsicht, wenn Unternehmen diesen Geschäften gewerbsmäßig nachgehen und keine Ausnahmen gelten. Die Finanzaufsicht beruht weitgehend auf europäischen Vorgaben der Markets in Financial Instruments Directive (MiFID) II und damit zusammenhängenden weiteren Verordnungen und Sekundärrechtsakten. Dieser Rechtsrahmen beinhaltet auch einen Katalog von Ausnahmen von der Finanzaufsicht. Sollte eine weitere Ausnahme, z. B. für Finanzinstrument in Bezug auf erneuerbare Energieformen, angestrebt werden, so muss diese durch europäische Rechtsetzung verankert werden.

Es müsste allerdings zuvor beantwortet werden, inwieweit eine weitere Ausnahme tatsächlich erforderlich ist, um das angestrebte Ziel, die Absicherungs- und Erlösmöglichkeiten für Investoren in EE-Anlagen auch außerhalb der EEG-Förderung sicherer und planbarer zu gestalten, erreichen zu können. Der europäische Rechtsrahmen sieht für die Aufsicht über Finanzunternehmen und Finanzmärkte bereits verschiedene Ausnahmen von der Aufsichtspflicht vor. Relevant im Bereich virtueller PPA ist die sog. „Nebentätigkeitsausnahme“. Maßgeblich ist dafür, dass weder das Unternehmen, das die Ausnahme beansprucht, noch ein mit ihm verbundenes Unternehmen in seiner Haupttätigkeit aufsichtspflichtige Finanzdienstleistungen oder Bankgeschäfte betreibt. Zudem dürfen Umsätze aus Geschäften mit Finanzinstrumenten bestimmte, durchaus großzügig gewählte Schwellenwerte nicht überschreiten. Die Geschäfte müssen für das Unternehmen selbst oder Kunden und Dienstleister erbracht werden, mit denen das Unternehmen Geschäfte im Rahmen seiner Haupttätigkeit eingeht. Im Rahmen dessen können Unternehmen aufsichtsfrei Geschäfte mit virtuellen PPA eingehen, mit diesen handeln oder diese ihren Kunden anbieten.

Entsprechende Nebentätigkeitsausnahmen sehen auch das Wertpapierhandelsgesetz und das Wertpapierinstitutsgesetz vor, von deren Maßgaben Unternehmen bei Einhaltung der Voraussetzungen der Nebentätigkeitsausnahme ebenfalls befreit sind.

Die Nebentätigkeitsausnahme sollte mit den Vertretern der Branche diskutiert werden. Sollte sich zeigen, dass deren Voraussetzungen aus der Sicht der Praxis nicht geeignet sind, um das Geschäft mit virtuellen PPA zu erfassen, kann überlegt werden, ob eine Änderung des Ausnahmenkatalogs von der Finanzaufsicht für den Bereich virtueller PPA sinnvoll und aussichtsreich ist.

Werden virtuelle PPA vorwiegend zur Deckung des Energiebedarfs abgeschlossen (nicht zu Preishedgingzwecken), gilt eine sog. „own-use exemption“. In diesen Fällen unterliegen virtuelle PPA nicht den Regelungen des IFRS 9, sondern der Vertrag ist als sog. „schwebendes Geschäft“ zu behandeln (IFRS 15 und IAS 37). Bei dieser Einstufung werden Marktwerteänderungen bei der Bilanzierung nur dann erfasst, wenn ein drohender Verlust vorliegt. Industrieunternehmen und Energieerzeuger präferieren diese Bilanzierungsform oftmals.

Auch für physische off-site PPA stellt eine mögliche Einordnung als Finanzinstrument ein Hindernis dar. Besonders relevant ist dies im Fall von Industrieunternehmen, die sich im signifikanten Umfang mit physischen off-site EE-PPA eindecken. In Zeiten, in denen die EE-Erzeugung die Stromnachfrage des industriellen Abnehmers überschreitet, muss der Strom anderweitig weitervermarktet werden

(bzw. zugekauft, wenn die Produktion nicht ausreicht). Es besteht derzeit Unklarheit, ob diese Form der Vermarktung dann noch als „own-use“ eingeordnet wird und damit von den Anforderungen aus der IFRS 9 ausgenommen ist oder ob die gelten.

Die Frage wann und inwieweit virtuelle PPA als Eigengeschäft im Sinne des IFRS eingestuft werden ist insbesondere im Kontext von Industriestrom-PPA wesentlich. Eine Klärung des Sachverhaltes wäre hier für Marktteilnehmer hilfreich und ist unbedingt zu empfehlen.

5.3.2. Weitere Vorschläge

Weitere Vorschläge zur Stärkung des PPA-Markts, bei denen im Projektverlauf erwähnenswerte Entwicklungen stattgefunden haben (diese Vorschläge wurden entsprechend im Projekt nicht im Detail geprüft):

- **Strompreiskompensation** auch für PPA-Strom öffnen (umgesetzt im Rahmen der Neufassung der Förderrichtlinie zur Strompreiskompensation): Durch Öffnung der Strompreiskompensation für industrielle Verbraucher auch im Fall von EE-Strombezug durch PPA wird ein „Level Playing Field“ für EE-Strombezug gegenüber konventionellem Strombezug geschaffen. So können bestimmte Industrie-Branchen u. a. in den Bereichen Chemie und Stahl sich einen Teil der Stromkostenbestandteile, die durch den Europäischen Emissionshandel entstehen, erstatten lassen. Reine „Grünstromprodukte“ waren hiervon vor der Neufassung der oben genannten Förderrichtlinie ausgeschlossen, was einen impliziten Preisaufschlag gegenüber Lieferungen von „Graustrom“ bedeutete. Durch Gleichbehandlung von Grünstrom bei der Strompreiskompensation wird erwartet, dass die Attraktivität von PPAs für industrielle Abnehmer steigt. Mit dieser Änderung wurde eine zentrale Forderung, die regelmäßig von der PPA-Branche in den letzten Jahren erhoben wurde, umgesetzt.
- **Senkung der Umlagen** (umgesetzt für EEG-Umlage, nicht für KWK- und Offshore-Netzumlage): Eine allgemeine Absenkung der Umlagen auf Strom ist grundsätzlich förderlich für die Elektrifizierung. Durch eine Absenkung von Umlagen auf EE-Strom könnte die direkte Nutzung von grünem Strom stärker forciert werden. Eine Absenkung von Umlagen (und Steuern)¹⁴⁸ nur für EE-Strom oder gar für PPAs widerspräche jedoch im Kern der angestrebten Förderfreiheit es marktgetriebenen EE-Ausbaus.
- **„Grüner Bonus“ durch PPA-Strombezug** (im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) 2022 umgesetzt): Die neuen KUEBLL sehen die Möglichkeit vor, dass Unternehmen eine Erhöhung ihrer Beihilfeintensität im Gegenzug für bestimmte Formen von Grünstrombezug erhalten können. Dies wird in der im EnUG neu geregelten BesAR umgesetzt. Entsprechend dem können Unternehmen eine höhere Ermäßigung auf verbleibende Umlagen (KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage) in Anspruch nehmen, wenn sie mindestens fünf Prozent ihres Stromverbrauchs aus grünen PPA beziehen.
- **Finanzielle Beteiligung der Kommunen beim EE-Ausbau** (im EEG 2023 umgesetzt): Eine Beteiligung der Standortkommunen bei EE-Projekten ist mit dem EEG 2023 auch bei einer

¹⁴⁸ Der Vorschlag der EU-Kommission zur EU Energy Taxation Directive (ETD) beinhaltet eine Besserstellung von Strom im Allgemeinen, ohne Besserstellung von EE-Strom. Direkte Auswirkungen auf EE-PPAs sind bei Umsetzung der neuen Mindeststeuersätze aus der ETD daher nicht unmittelbar zu erwarten.

Stromvermarktung mittels PPAs möglich (bis dato war dies nur für Anlagen in der EEG-Förderung möglich; auch für PV für Anlagen in Verbindung mit PPAs war es bereits der Fall). Somit kann die Akzeptanz von EE-Projekten vor Ort gestärkt werden.

- **Beschleunigung von Genehmigungsverfahren:** Die EE-Direktive 2009/28/EC (RED und RED II) beinhalten die Verpflichtung für Mitgliedsstaaten, Genehmigungsverfahren zu vereinfachen und zu straffen. Der Koalitionsvertrag des Bundes 2021-2025 sieht entsprechende Maßnahmen vor. Ziel ist es, die Verfahrensdauer für Vorhaben mit einer hohen wirtschaftlichen oder infrastrukturellen Bedeutung, wie EE-Anlagen (Windenergie Anlagen) weiter zu reduzieren. Durch das Gesetz zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich¹⁴⁹ sollen entsprechende Vorhaben schneller umgesetzt werden können. Infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine beschloss der EU-Rat zudem eine Notverordnung, die auf den beschleunigten Ausbau und Nutzung erneuerbarer Energien abzielt (Verordnung (EU) 2022/2577¹⁵⁰) die im März 2023 von Bundesrat und Bundestag in nationales Recht umgesetzt wurde. So entfällt bis Mitte 2024 in Gebieten, für die bereits eine strategische Umweltprüfung durchgeführt wurde, die Pflicht im Zusammenhang mit der Genehmigung von EE-Anlagen oder Stromnetzen, eine Umweltverträglichkeitsprüfung und artenschutzrechtliche Prüfung durchzuführen. Bei Freiflächen PV Anlagen haben Betreiber ein Wahlrecht, in ausgewiesenen Gebieten auf die Umweltverträglichkeitsprüfung zu verzichten (artenschutzrechtliche Prüfung ist jedoch weiterhin durchzuführen). Außerdem werden Genehmigungsverfahren für PV auf drei Monate beschränkt. Nach aktuellem Informationsstand werden mit der Veröffentlichung der RED III auch strengere Höchstdauern für Genehmigungsverfahren für Wind an Land und Wind auf See erwartet (die bislang geltenden Vorgaben zu maximalen Genehmigungsdauer aus der RED II liegen allgemein bei zwei Jahren, ohne Konsequenzen bei Überschreiten).
- Zur Erhöhung der **Flächenverfügbarkeit für Windenergieanlagen an Land** hat die Bundesregierung im Sommer 2022 das Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land (sog. Wind-an-Land-Gesetz) beschlossen, das zum 01.02.2023 in Kraft trat. Durch das Gesetz wird die Vorgabe des Koalitionsvertrags umgesetzt, 2 % der Bundesfläche für die Windenergie an Land vorzusehen. Ziel ist, den Mangel verfügbarer Fläche für den beschleunigten Ausbau der Windenergie an Land zu beheben. Komplementär dazu sieht das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) eine Verteilung sogenannter "Flächenbeitragswerte" auf die Länder vor. Demnach sollen bis Ende des Jahres 2027 1,4 % und bis Ende 2032 zwei Prozent der Bundesfläche für Windkraftanlagen ausgewiesen sein. Diese Werte leiten sich aus den Ausbauzielen des EEG her. Bei der Aufteilung des Gesamtziels auf die Bundesländer wurden, die je nach Bundesland unterschiedlichen Voraussetzungen für den Ausbau der Windenergie an Land berücksichtigt. Ergänzt wurde das Gesetz unter anderem durch Änderungen des BauGB, die die Flächenziele des WindBG in die Systematik des Planungsrechts integriert. Insbesondere wurde die Planung

¹⁴⁹ Siehe:

https://www.bmj.de/SharedDocs/Gesetzgebungsverfahren/DE/Beschleunigung_verwaltungsgerichtliche_Verfahren.html;jsessionid=3DCB8521F2F4C2C80738C80EFB2DFB02.2_cid334.

¹⁵⁰ Siehe: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32022R2577>

von Windenergieanlagen auf eine Positivplanung umgestellt. Voraussetzung für die Zulassung von Windenergieanlagen ist dann grundsätzlich eine vorhergehende Planung, entweder im Regional- oder im Flächennutzungsplan. Es ist nun abzuwarten, wie sich das Wind an Land Gesetz auf die Flächenbereitstellung auswirken wird.

Bei Solar PV hat die Bundesregierung die Flächenkulisse für nach dem EEG förderbare Anlagen ebenfalls deutlich erweitert, um bestehende Flächenpotenziale besser für Solarenergie nutzbar zu machen (Photovoltaikstrategie vom Mai 2023). Die zusätzlich förderberechtigten Flächen umfassen Ackerflächen zur gemeinsamen Nutzung von Agri-PV und Landwirtschaft, sog. benachteiligte Gebiete, Moorgebiete, Konversionsflächen und Seitenrandstreifen von Autobahnen und Zugtrassen.

5.4. Prüfung der Wirtschaftlichkeit von ausgewählten Fallkonstellationen (Cashflow-Modellierung)

Mittels einer Cashflow-Modellierung wurde die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen mit PPA-Verträgen in verschiedenen PPA-Risikoumfeldern analysiert. Ziel der Cashflow-Analyse ist es, Aufschluss über die Attraktivität von PPA-Typen für Investoren unter verschiedenen Strompreisentwicklungen zu erlangen und Ansatzpunkte für Politikmaßnahmen zur Verbesserung der Profitabilität von PPA-Anlagen zu identifizieren.

Hierzu wurde zum einen eine Betrachtung des relativen Einflusses verschiedener Parameter auf die Wirtschaftlichkeit von EE-PPA Projekten vorgenommen, und zum anderen die Attraktivität von PPAs für Investoren unter verschiedenen Szenarien (hstl. Strompreiserwartung, Vertragsdauer) verglichen.

5.4.1. Methodik und Annahmen

Das Cashflow-Modell betrachtet für die EE-Technologien PV, Wind an Land, Wind auf See unterschiedliche Fallkombinationen hinsichtlich Standortgüte, Inbetriebnahmejahr, PPA-Vertragsdauer und angenommenem Strompreisszenario, und gibt die jeweils erzielbaren Renditen in Abhängigkeit des Eigenkapitaleinsatzes und des geforderten Fremdkapitalzinssatzes wieder.

Der Haupt-Ergebnisparameter des Modells ist der interne Zinsfuß eines EE-Projekts (die Eigenkapitalrendite, oder auch „Internal Rate of Return“ (IRR) des Eigenkapitaleinsatzes). Diese gibt Aufschluss über die Profitabilität eines EE-Projektes und ist somit ausschlaggebend für Investitionsentscheidungen. Ob eine Investition aus Investorensicht attraktiv erscheint, hängt maßgebend davon ab, ob die zu erwartende Eigenkapitalrendite über der Hürdenrate, d.h. der erwarteten Mindestrendite (Eng. hurdle rate), liegt. Für Investition in EE-Projekte im Jahr 2030 liegen diese Literaturangaben zufolge *vor* Steuern zwischen 7-14 %, in Abhängigkeit vom Risikoumfeld.¹⁵¹ Im Rahmen der Modellierung wurden mögliche Eigenkapitalrenditen *nach* Steuern berechnet und mit einer angenommenen Hürdenrate von 10-15 % verglichen. In Ermangelung belastbarer Daten zu Hürdenraten in PPA-Projekten wurde bei der Ermittlung dieser Schwelle auf die Literatur zurückgegriffen. Hürdenraten am oberen Ende der in der Literatur angegebenen Spanne erscheinen

¹⁵¹ NERA (2015). Hurdle Rates update for Generation Technologies. Online verfügbar:

<https://www.gov.uk/government/publications/nera-2015-hurdle-rates-update-for-generation-technologies>.

in Anbetracht der aktuellen Strompreis- und Zinsentwicklungen und des besonderen Abnehmerrisikos für PPA-Projekte realistisch. Als Annäherung an die Hürdenrate nach Steuern muss zudem ein Abschlag angenommen werden.

Eine zentrale Herausforderung für EE-PPA ist das Kontrahentenrisiko, was dazu führen kann, dass Fremdkapitalgeber höhere Zinsanforderungen an Investoren anlegen. In die Modellierung fließt dieses Risiko nicht in Form expliziter Annahmen ein, sondern kommt erst bei der Interpretation der Ergebnisse zum Tragen. Projekte mit einem höherem Kontrahentenrisiko sind mit höheren Fremdkapitalkosten verbunden und erlauben entsprechend geringere Eigenkapitalrenditen. Das kann dazu führen, dass das Projekt aus Sicht der Eigenkapitalgeber unwirtschaftlich wird.

Als Inputparameter fließen Technologieannahmen, finanzierungsseitige Annahmen und Strompreisszenarien in das Modell ein:

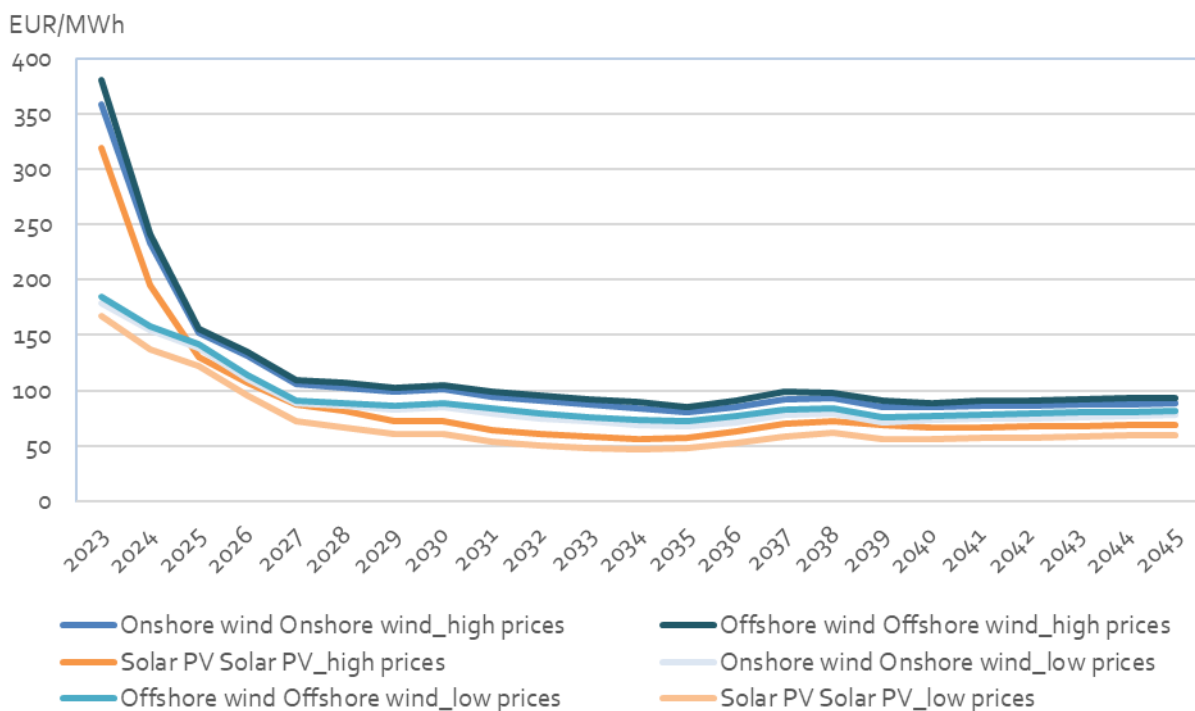
- **EE-Kosten:** technologiespezifische Investitions- (CAPEX) und Betriebs- (OPEX) kostenannahmen für Freiflächen Solar PV, Wind an Land und Wind auf See, basierend auf Daten des EEG-Erfahrungsberichts (Stand: Juli 2022).¹⁵²
- **EE-Volllaststunden:** technologiespezifisch, differenziert nach guten und mittleren/schlechten Standorten, basierend auf Daten des EEG-Erfahrungsberichts. Es wird zwischen P₅₀ (basierend auf EEG-Erfahrungsbericht) und P₉₀ Erwartungswerten unterschieden: der P₅₀-Wert gibt den Jahresertrag an, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % überschritten (bzw. unterschritten) wird. Analog gibt der P₉₀-Wert den Jahresertrag an, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % überschritten wird. Den (vergleichsweise optimistischeren) P₅₀-Wert legen Projektentwickler ihrer Planung zugrunde, während finanzgebende Institute Kreditkonditionen auf Basis des erwarteten P₉₀-Werts festlegen. Wie sich der P₉₀-Wert zum P-50-Wert verhält, ist projekt- und standortspezifisch; konkrete Werte sind oftmals nicht öffentlich einsehbar. Basierend auf Literatursichtung wurde für die im P₉₀-Szenario erwartbaren Volllaststunden ein Abschlag von 10 % bei PV (relativ zum P₅₀-Szenario), 15 % bei Wind an Land und 20 % bei Wind auf See angenommen.
- **Bauzeit und Betriebsdauer:** für PV wird mit einer Bauzeit von zwei Jahren gerechnet, für Wind an Land drei Jahre und Wind auf See vier Jahre. Die aus Projektfinanzierungssicht relevante Betriebsdauer ist für alle Technologien auf 25 Jahre angesetzt, basierend auf Fraunhofer ISE (2021)¹⁵³. Die technische Lebenszeit kann jedoch länger sein.
- **Strompreise:** zum Zeitpunkt der Modellierung lagen Strompreisszenarien von Prognos (2022) für den Zeitraum von 2023-2040 vor, mit Hoch- und Tiefpreisszenario. Im *Hochpreisszenario* werden die Ziele der Bundesregierung (Stand 2022: 80 % EE bis 2030; 715 TWh Bruttostromverbrauch) erreicht bei zugleich hohen Energiepreisen infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. Das *Tiefpreisszenario* setzt ebenfalls Zielerreichung voraus, rechnet aber mit niedrigeren Energiepreisen aufgrund kurzfristiger Entspannung am Gasmarkt und mittelfristiger Preissetzung am Gasmarkt durch Pipelinegas. Basierend auf diesen Szenarien und deren Fortschreibung (Extrapolation für den Zeitraum bis 2060) wurden technologiespezifische Marktwertprognosen errechnet (siehe Abbildung 5-4).

¹⁵² Im Jahr 2022 stiegen die Preise für EE-Komponenten erstmalig wieder aufgrund gestiegener Rohstoff- und Lieferkosten. Die sich daraus ergebenden Kostensteigerungen für Anlagenbauer sind hier nicht berücksichtigt.

¹⁵³ Fraunhofer ISE (2021). Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies. Online verfügbar: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>.

Anmerkung: Im Rahmen des Forschungsvorhabens zum EEG-Erfahrungsbericht fertigte Energy Brainpool (EBP) Anfang 2023 aktualisierte Strompreis- und Marktwertszenarien an (Szenarien „EEG-high“, „EEG-low“). Im Vergleich zu den Szenarien von Prognos aus dem Jahr 2022 sind diese, vor allem in frühen Jahren, durch deutlich geringere Preiserwartungen gekennzeichnet. Gleichzeitig implizieren die EBP-Szenarien insbesondere für Wind an Land und bei Wind auf See deutlich geringere und schneller abfallende Marktwertfaktoren als in den Szenarien von Prognos, bei Solar PV hingegen ergeben sich im Vergleich bei EBP etwas höhere und erst später abfallende Marktwerte. Die Verwendung der neuen Szenarien würde die Anzahl der realisierbaren Projekte noch einmal deutlich reduzieren.

Abbildung 5-4: Erneuerbare Energien Marktwertprognosen (Prognos, Hoch- und Tiefpreisszenario)



Quelle: Guidehouse 2023, basierend auf Prognos 2022.

- **PPA-Vertragsform und Preise:** angenommen wird ein Fixpreis PPA mit einer pay-as-produced Liefervereinbarung (aus Projektfinanzierungssicht stellt dies die attraktivste, da berechenbarste, Option dar). Die Preisbildung orientiert sich am Konzept des Fairen PPA-Preises.¹⁵⁴ Hierzu wurde zunächst der durchschnittliche Marktwert über die PPA-Laufzeit berechnet und um einen Abschlag von 2 % verringert (um z. B. Hedgingkosten und Wetterrisiko abzubilden).¹⁵⁵ In Abhängigkeit der tatsächlichen Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer können die erzielbaren PPA-Preise durchaus höher oder geringer ausfallen. Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion um den Industriestrompreis scheint die

¹⁵⁴ Vgl. Energy Brainpool (2023). Fairer Wert eines PPA: 5 Jahre, Fixpreis, Pay-as-Nominated.

https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/PPA/Energy-Brainpool_PPA-Preismonitor.pdf.

¹⁵⁵ Eine mögliche Übergewinnabschöpfung wurde hier nicht berücksichtigt, da die Modellierung bereits im Vorfeld der Diskussion hierzu abgeschlossen wurde.

Zahlungsbereitschaft momentan jedoch deutlich unter den derzeitigen Strommarktpreisen und PPA-Preisen zu liegen.

- **Inflation:** Für die Jahre ab 2024 wird eine Inflationsrate von 1,8 % angenommen, entsprechend der mittel- und langfristigen Inflationserwartung zum Bearbeitungszeitpunkt.
- **Schuldendienst:** das Modell geht von einem konstanten Schuldendienst über die Kreditlaufzeit¹⁵⁶ aus (d.h. zunehmende Tilgung bei gleichzeitig sinkenden Zinszahlungen). Aufgrund fluktuierender Strompreise und Inflation ist der Schuldendienst ggf. nicht in allen Perioden gesichert. Banken fordern daher gewöhnlich einen Schuldendeckungsgrad (Debt Service Coverage Ratio, DSCR) von etwa 1,2 bis 1,3 – das bedeutet, dass die zur Deckung des Schuldendienstes bereitstehenden Einnahmen den zu bedienenden Schuldendienst in jeder Periode um mindestens 20 % bis 30 % übersteigen müssen. In der Realität kann hier vorab eine individuelle Schuldenstrukturierung mit der kreditgebenden Bank stattfinden. Im Modell wird dies durch eine Reserve simuliert (i. H. v. bis zu 30 % des Schuldendienstes), die bei hohen Renditen in frühen Jahren angelegt wird (durch Rückhaltung von Dividendenauszahlungen), um die Deckung des Schuldendienstes auch in späteren Perioden sicherzustellen. In der Realität sind projektspezifische Vereinbarungen zu erwarten.

Die Modellierung erlaubt die Betrachtung von Anlagen mit Produktionsbeginn ab 2023 und Projektlaufzeiten bis 2060. Die Zahlungsströme wurden jeweils über einen 1-Jahreszeitraum aggregiert.

5.4.2. Beispielhafte Ergebnisse

Die Ergebnisse der Cashflow Modellierung wurden in zwei Formaten graphisch abgebildet und diskutiert.

1. Heatmaps (Szenariovergleich): In Heatmaps werden die für Eigenkapitalgeber erzielbaren internen Zinsfüße (wie sie aus der Modellierung hervorgehen) für verschiedene Kombinationen von Kapitalkosten und Fremdkapitalanteil dargestellt. Unter Annahme einer investorensseitigen Schwelle für den internen Zinsfuß, der Hürdenrate, wird grafisch kenntlich gemacht, in welchem Umfeld sich EE-PPA-Projekte wirtschaftlich realisieren lassen.

Der obere Teil von Abbildung 5-5 zeigt die für Investoren erzielbaren internen Zinsfüße des Eigenkapitals (Equity IRR) für ein exemplarisches EE-PPA-Projekt unter verschiedenen Kombinationen von Fremdkapitaleinsatz (vertikal) und Fremdkapitalzins (horizontal). Die darunterliegende Tabelle zeigt die sich daraus ergebenden gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (eng. Weighted Average Cost of Capital, WACC)¹⁵⁷.

¹⁵⁶ Die Kreditlaufzeit richtet sich nach der PPA-Dauer: für 5-Jahres PPAs wird eine Laufzeit von 10 Jahren angenommen, für Projekte mit PPAs über 10 oder 15 Jahre wird eine Laufzeit von 20 Jahren veranschlagt.

¹⁵⁷ Die WACC wird wie folgt berechnet: (Eigenkapitalanteil x Eigenkapitalkosten) + (Fremdkapitalanteil x Fremdkapitalkosten) x (1 – Unternehmenssteuersatz).

Abbildung 5-5: Exemplarisches Ergebnis: Heatmap

Equity IRR

Debt share	Interest rate												
	2.00%	2.50%	3.00%	3.50%	4.00%	4.50%	5.00%	5.50%	6.00%	6.50%	7.00%	7.50%	8.00%
90%	43.2%	42.0%	40.8%	39.4%									
85%	31.9%	31.0%	30.1%	29.2%	28.2%								
80%	25.7%	25.0%	24.3%	23.6%	22.8%	22.0%	21.1%						
75%	21.7%	21.2%	20.6%	20.0%	19.4%	18.8%	18.1%	17.4%					
70%	18.9%	18.5%	18.1%	17.6%	17.1%	16.6%	16.0%	15.4%	14.8%	14.2%			
65%	16.9%	16.5%	16.2%	15.8%	15.3%	14.9%	14.5%	14.0%	13.5%	13.0%	12.5%	11.9%	
60%	15.3%	15.0%	14.7%	14.4%	14.0%	13.7%	13.3%	12.9%	12.5%	12.1%	11.7%	11.2%	10.7%
55%	14.0%	13.8%	13.5%	13.2%	13.0%	12.7%	12.3%	12.0%	11.7%	11.4%	11.0%	10.6%	10.3%
50%	13.0%	12.8%	12.6%	12.3%	12.1%	11.8%	11.6%	11.3%	11.0%	10.8%	10.5%	10.2%	9.9%
45%	12.1%	12.0%	11.8%	11.6%	11.4%	11.2%	10.9%	10.7%	10.5%	10.3%	10.0%	9.8%	9.5%

Weighted Average Cost of Capital (WACC) (post-tax)

Debt share	Interest rate (debt)												
	2.00%	2.50%	3.00%	3.50%	4.00%	4.50%	5.00%	5.50%	6.00%	6.50%	7.00%	7.50%	8.00%
90%	5.6%	5.8%	6.0%	6.2%									
85%	6.0%	6.1%	6.3%	6.5%	6.6%								
80%	6.3%	6.4%	6.5%	6.7%	6.8%	6.9%	7.0%						
75%	6.5%	6.6%	6.7%	6.9%	7.0%	7.1%	7.2%	7.2%					
70%	6.7%	6.8%	6.9%	7.0%	7.1%	7.2%	7.3%	7.3%	7.4%	7.5%			
65%	6.8%	6.9%	7.0%	7.1%	7.2%	7.3%	7.3%	7.4%	7.5%	7.5%	7.6%	7.6%	
60%	7.0%	7.1%	7.1%	7.2%	7.3%	7.4%	7.4%	7.5%	7.5%	7.6%	7.6%	7.6%	7.7%
55%	7.1%	7.2%	7.2%	7.3%	7.4%	7.4%	7.5%	7.5%	7.6%	7.6%	7.7%	7.7%	7.7%
50%	7.2%	7.3%	7.3%	7.4%	7.4%	7.5%	7.5%	7.6%	7.6%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%
45%	7.3%	7.4%	7.4%	7.5%	7.5%	7.6%	7.6%	7.6%	7.7%	7.7%	7.7%	7.7%	7.8%

Quelle: Guidehouse 2023.

Interpretation der Abbildung:

- **Weißer Bereich:** Aus Sicht der Fremdkapitalgeber „nicht-realisiertbare“ Projekte, da Schuldendeckung nicht in allen Perioden ausreichend sichergestellt ist.
- **Farbiger Bereich:** Aus Sicht der Fremdkapitalgeber „realisierbare“ Kombinationen, da Schuldendeckung in allen Perioden ausreichend sichergestellt ist.

Der *hellgrüne* Bereich zeigt Kombinationen, in denen die erzielbare Eigenkapitalrendite zwischen 10-15 % liegt und somit im Umfeld einer möglichen Hürdenrate des Investors liegt. Je nach tatsächlicher Höhe der Hürdenrate würden Eigenkapitalgeber sich hier für (sofern die Hürdenrate überschritten wird) oder gegen (wenn die erzielbare Rendite unter der Hürdenrate liegt) eine Investition entscheiden.

In den *dunkelgrünen* Bereichen überschreitet die Rendite die Hürdenrate deutlich. Diese Szenarien sind für Eigenkapitalgeber besonders attraktiv, da sie hohe Profite versprechen. Sie sind jedoch nur unter sehr hohem Einsatz an Fremdkapital zu erreichen, was wiederum im Kontext von PPA-Projekten wegen des Kontrahentenrisikos unwahrscheinlich ist.

Gelb bis Rot eingefärbte Kombinationen stellen Szenarien dar, in denen das Projekt die Hürdenrate aller Wahrscheinlichkeit nicht überschreitet und somit nicht attraktiv wären.

Anmerkung: Einige der hier dargestellten Kombinationen wurden durch Umstrukturierung des Schuldendienstes in den Bereich der Realisierbarkeit gebracht (im Modell wird hierzu eine

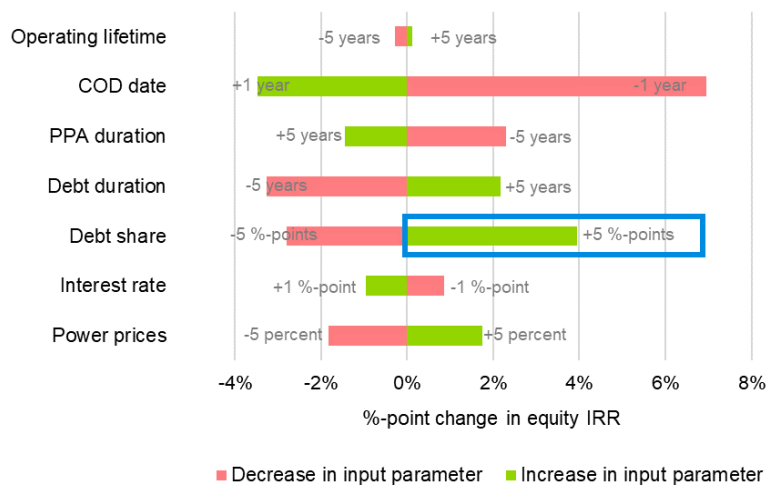
vereinfachte Umstrukturierung vorgenommen, siehe Abschnitt 5.4.1). Diese Kombinationen befinden sich an den oberen Rändern im Übergang zum weißen Bereich.

- **Rote Linie:** Die hier angenommene Hürdenrate für Eigenkapitalgeber (hier 12 %) ist als Linie eingezeichnet. Über der Hürdenrate liegende Kombinationen würden entsprechend als attraktive Investitionen bewertet, darunterliegende Kombinationen erfüllen die angesetzte Renditeanforderung der Eigenkapitalgeber nicht und werden daher als nicht lukrativ bewertet.
- **Interpretation** (blaue Markierung): Bei einem Fremdkapitalanteil von 75 % und Zinssatz von 5 % kann das Projekt eine Eigenkapitalrendite von ca. 18,1 % erzielen (dies entspricht einer WACC von 7,2 %) und stellt damit eine sehr attraktive Investition dar (vgl. angenommene Hürdenrate von 12 %). Allgemein steigt die Eigenkapitalrendite bei einer Erhöhung des Fremdkapitalanteils oder einer Reduzierung des Zinssatzes (entsprechend einer Verschiebung der blauen Markierung nach oben links), während die WACC sinkt.

Anmerkung: zur Zeit des Berichts können EE-Projekte Fremdkapital nur zu hohen Zinssätzen (zwischen von 5-6 %) aufnehmen (vgl. vor kurzer Zeit lagen diese Zinssätze noch bei 1 %).

2. Tornadodiagramme (Sensitivitätsanalyse): Die Diagramme zeigen den relativen Einfluss verschiedener Modellparameter auf den internen Zinsfuß eines EE-PPA Projektes. So kann gezeigt werden, welche Faktoren sich aus Investorensicht ceteris paribus am stärksten positiv bzw. negativ auf die Rentabilität eines Projekts auswirken und an welchen Einflussfaktoren mögliche Politikmaßnahmen zur Verbesserung der Profitabilität von PPA-Anlagen ansetzen können.

Abbildung 5-6: Exemplarische Ergebnis: Tornadodiagramm



Quelle: Guidehouse 2023.

Interpretation der Abbildung:

- **Rote Balken:** zeigen die Auswirkung einer Verringerung des Eingangsparameters um die in grau angegebene Größe (z. B. in Jahren, Prozent oder Prozentpunkten) auf die Eigenkapitalrendite (jeweils in Prozentpunkten auf der X-Achse abgebildet) im Vergleich zum Referenzfall (auf der X-Achse bei 0 %).

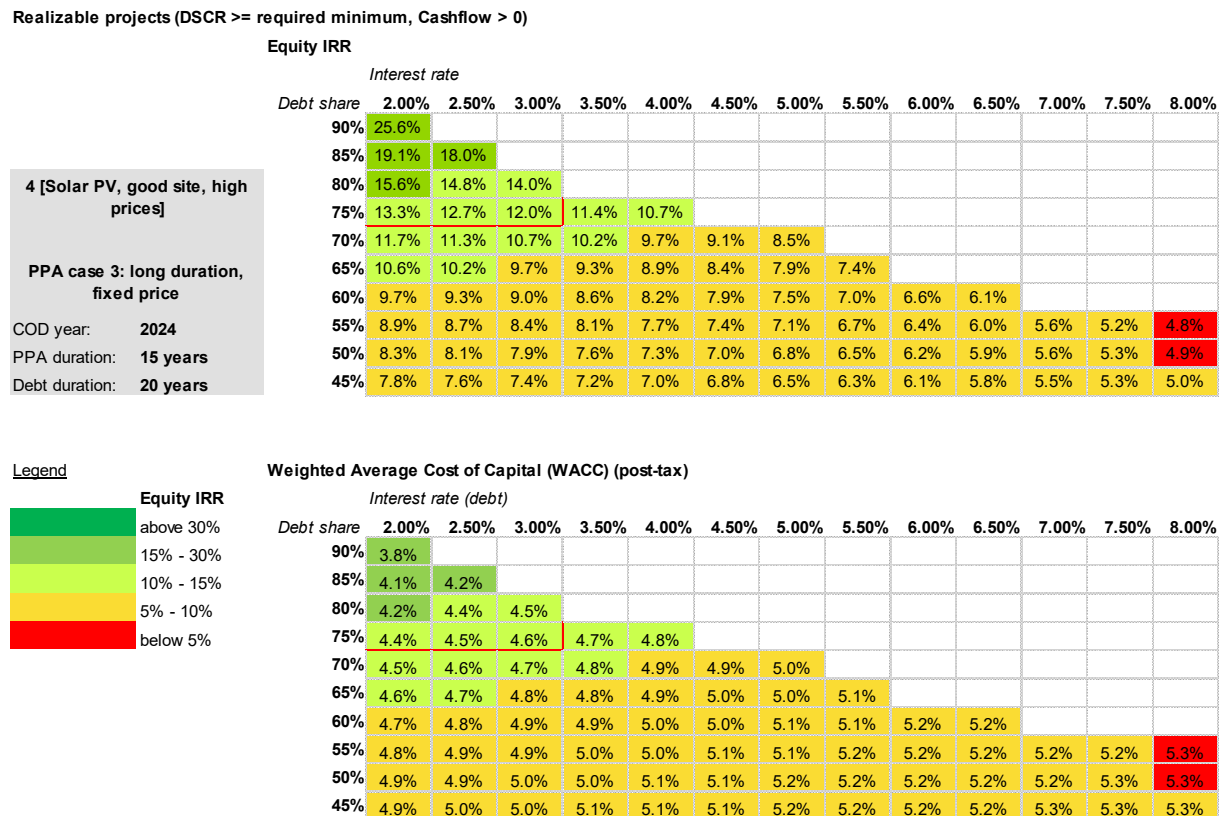
- **Grüne Balken:** zeigen analog die Auswirkung einer Erhöhung des Eingangsparameters um die in grau angegebene Größe auf die Eigenkapitalrendite im Vergleich zum Referenzfall.
- **Interpretation** (blaue Markierung): Eine Erhöhung des Schuldenanteils um 5 Prozentpunkte erhöht die Eigenkapitalrendite der Investition um fast vier Prozentpunkte.

Nachfolgend sind beispielhafte Ergebnisse für Solar PV und Wind an Land abgebildet.¹⁵⁸

5.4.2.1. Solar PV

PV-Anlagen können an **guten Standorten** unter **Erwartung hoher Strompreise** im modellierten Fallbeispiel attraktive Investitionen darstellen. Eine exemplarische Anlage (Inbetriebnahme: 2024, PPA-Dauer: 15 Jahren) wäre selbst bei einem Fremdkapitalzins von 3,5 % (entspricht EZB-Leitzins Stand 22. März 2023) in der Lage, Renditen von über 10 % zu erzielen und das unter moderatem Eigenkapitalanteil (max. 30 %).¹⁵⁹ Die WACC liegen in diesen Fällen allerdings mit rund 4.8 % deutlich am oberen Ende (vgl. WACC für EE-Projekte in Europa lag 2019 bei 2,6-4,3 %¹⁶⁰).

Abbildung 5-7: Heatmap Solar PV (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario



¹⁵⁸ Das Cashflow-Modell betrachtet auch Wind auf See PPAs. In der Realität wird die Wirtschaftlichkeit dieser Projekte maßgeblich von einer Reihe weiterer Faktoren beeinflusst (z. B. Bereitstellung des Netzanschlusses, Lage in Offshore Gebotszonen). Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse fokussiert der Bericht sich an dieser Stelle jedoch auf Solar PV und Wind an Land.

¹⁵⁹ Bei Verwendung der Strommarktszenarien von EBP (2023) deuten die Ergebnisse der Cashflow Analyse darauf hin, dass PPA-Anlagen selbst im besten Szenario deutlich weniger attraktiv für Investoren sind.

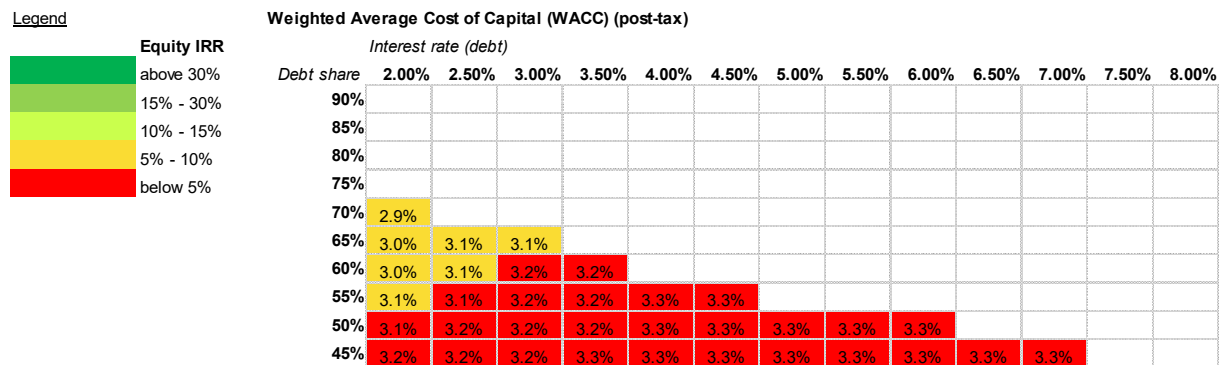
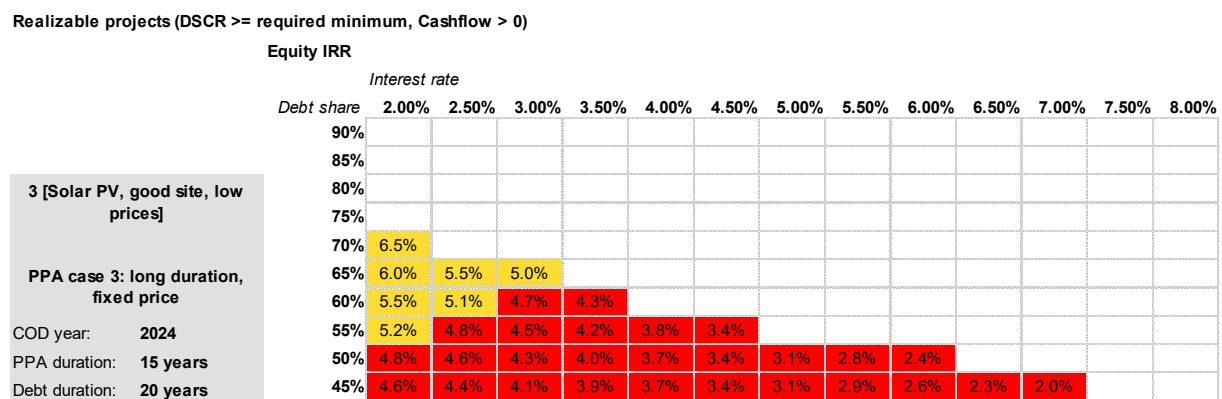
¹⁶⁰ IEA (2021). The cost of capital in clean energy transitions. Online verfügbar:

<https://www.iea.org/articles/the-cost-of-capital-in-clean-energy-transitions>.

Quelle: Guidehouse 2023.

In einem Szenario **niedriger Strompreiserwartung** erreicht die gleiche PV-Anlage (guter Standort, gleiche PPA-Bedingungen), bei Inbetriebnahme im Jahr 2024 signifikant niedrigere Eigenkapitalrenditen (vgl. Abbildung 5-8). Um eine angenommene investorenseitige Hürde von ca. 12 % zu überschreiten, müssten Fremdkapitalanteile von 75 % und mehr mit Zinserwartungen von deutlich unter 3 % erreicht werden (hier nicht abgebildet). Andernfalls wäre die Investition nur bei Inkaufnahme deutlich geringerer Renditen seitens der Eigenkapitalgeber realisierbar. Im aktuellen Hochzinsumfeld wäre trotz der hohen Strompreiserwartungen sehr hohe Eigenkapitalanteile mit sehr geringen Renditeerwartungen nötig, um Investitionen möglich zu machen. Das erscheint im Zusammenhang mit dem Kontrahentenrisiko im PPA-Kontext als äußerst unwahrscheinlich.

Abbildung 5-8: Heatmap Solar PV (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Tiefpreisszenario

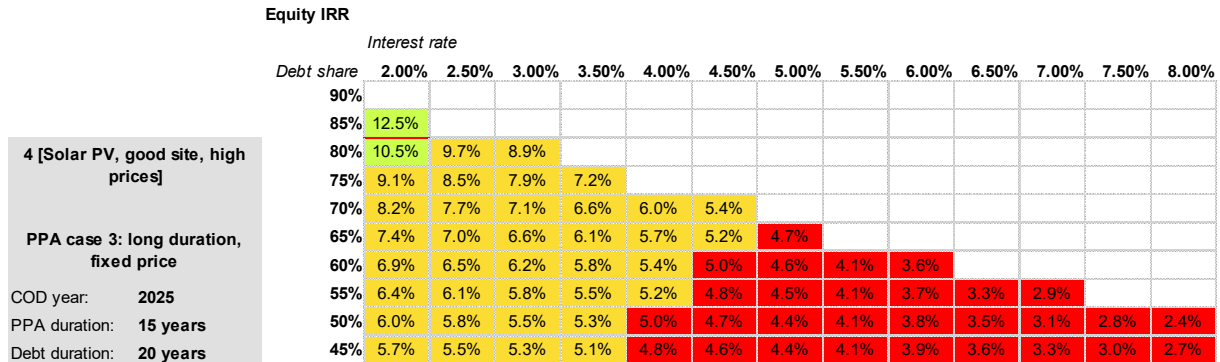


Quelle: Guidehouse 2023.

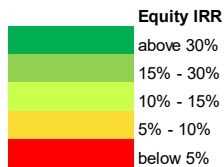
Auch **spätere Inbetriebnahmejahre** wirken sich maßgeblich auf die erwartbaren Eigenkapitalrenditen aus, da die zugrundeliegenden Strompreisszenarien ab Mitte der Dekade mit einer Entspannung am Strommarkt rechnen. PPA-Anlagen, die nach 2024 in Betrieb gehen, profitieren somit nicht mehr von aktuell hohen Preisen am Strommarkt, was sich in den PPA-Abnahmepreise widerspiegelt (vgl. 81,6 Euro/MWh für einen 15-Jahres-PPA mit Lieferbeginn 2024 gegenüber 73.3 Euro/MWh bei Lieferbeginn 2025). Zugleich ist in späteren Jahren mit einer nachteiligen Entwicklung der PV-Marktwertfaktoren zu rechnen (Kannibalisierungseffekt), was sich ebenfalls auf den PPA-Preis auswirkt. Entsprechend sind deutlich geringerer Renditen erwartbar (vgl. Abbildung 5-9), die unter der Hürdenrate liegen und somit keine Investition ermöglichen.

Abbildung 5-9: Heatmap Solar PV (Start 2025, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario

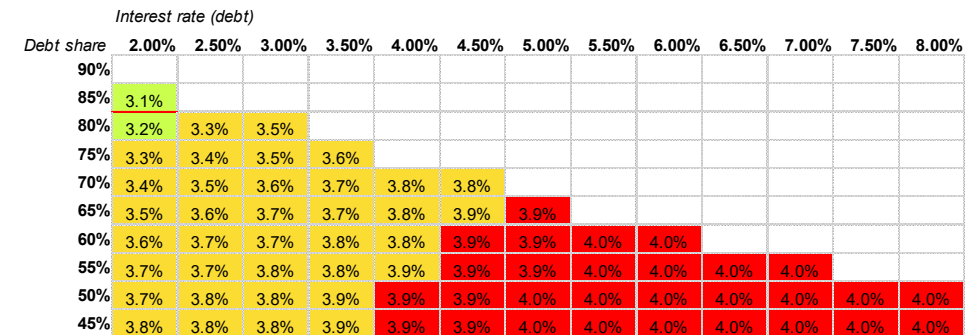
Realizable projects (DSCR >= required minimum, Cashflow > 0)



Legend



Weighted Average Cost of Capital (WACC) (post-tax)

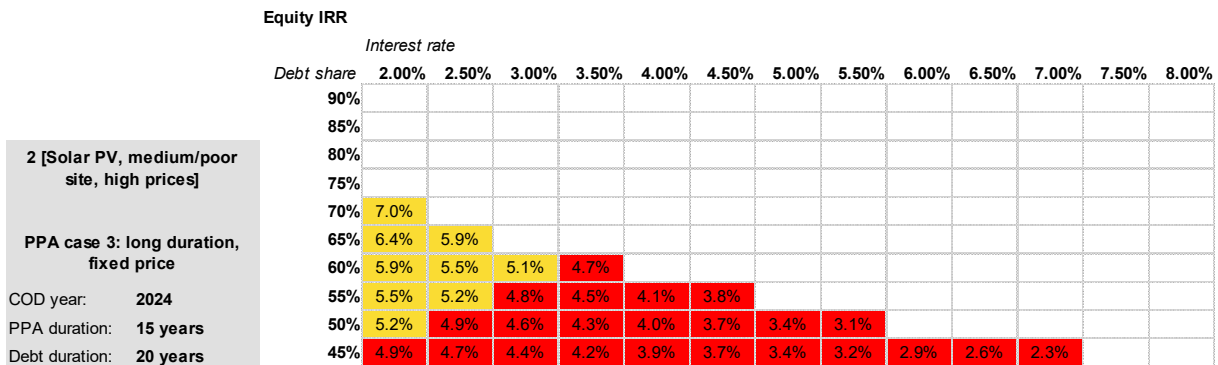


Quelle: Guidehouse 2023.

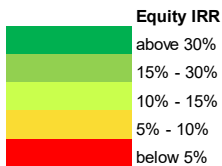
An **mittleren bis schlechten Standorten** sind PV PPA-Projekte deutlich weniger attraktiv. Die erzielbaren Eigenkapitalrenditen liegen in fast allen Zins-Fremdkapitalanteil-Kombinationen unter der angenommenen Hürdenrate. Somit sind für mittlere und schlechtere Standorte (die für die Erreichung der EE-Ziele und EE-Ausbaupfade genutzt werden müssen) keine Investitionen zu erwarten (siehe Abbildung 5-10). Dies gilt selbst im Szenario hoher Strompreiserwartungen und mit Inbetriebnahme im Jahr 2024.

Abbildung 5-10: Heatmap Solar PV (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Mittlerer/schlechter Standort, Hochpreisszenario

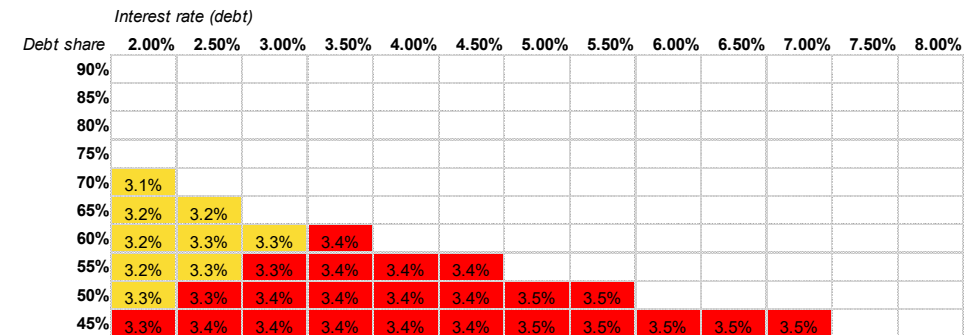
Realizable projects (DSCR >= required minimum, Cashflow > 0)



Legend



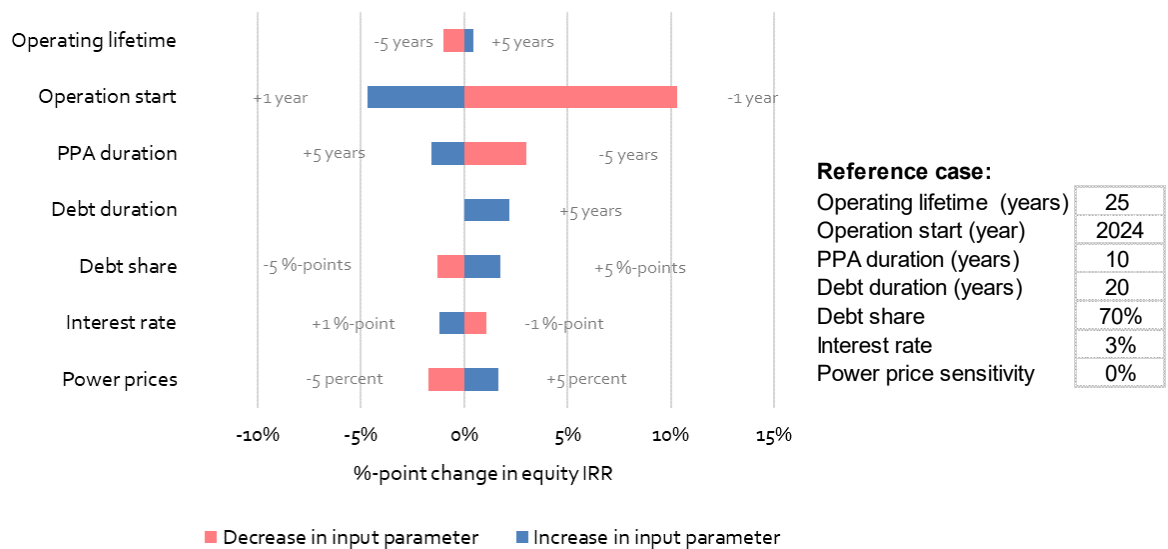
Weighted Average Cost of Capital (WACC) (post-tax)



Quelle: Guidehouse 2023.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, welche Parameter die ceteris paribus die stärksten Auswirkungen auf die Eigenkapitalrendite haben (Abbildung 5-11).

Abbildung 5-11: Tornadochart Solar PV (Start: 2024, 10-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario



Quelle: Guidehouse 2023.

- Eine längere **Betriebsdauer** erhöht die Einnahmen aus der Anlage, eine kürzere Dauer reduziert sie; Zahlungen in späteren Jahren werden bei der Berechnung des internen Eigenkapitalzinsfußes jedoch weniger stark gewichtet, daher fällt der Effekt zum Investitionszeitpunkt gering aus.
- Das Jahr der **Inbetriebnahme** wirkt sich am stärksten auf die Wirtschaftlichkeit einer exemplarischen PV-PPA-Anlage aus. Grund hierfür ist, wie oben bereits erwähnt, die zugrundeliegende Entwicklung der Strompreise und Marktwertfaktoren bei PV.
- Im Referenzfall wird eine Anlage mit einer PPA-Laufzeit von 10-Jahren betrachtet. Bei einer längeren **PPA-Dauer** sinkt die Eigenkapitalrendite, bei kürzerer Laufzeit hingegen steigt sie. Dies ist im Preisbildungsmechanismus (durchschnittliche Strompreiserwartung über die PPA-Laufzeit minus Abschlag) begründet. Der PPA-Preis sinkt bei längeren Laufzeiten erheblich aufgrund fallender Strompreise in späteren Jahren. Hinzukommt, dass Zahlungen in früheren Jahren bei der Berechnung des internen Eigenkapitalzinsfußes stärker gewichtet werden als spätere (Diskontierung der Zahlungsströme).
- Eine Verlängerung des **Schuldenrückzahlungszeitraums**¹⁶¹ erhöht die Eigenkapitalrendite. So wird der jährliche Schuldendienst reduziert und eine höhere Dividendenausschüttung in frühen Jahren ermöglicht. Zudem werden Zinszahlungen über einen längeren Zeitraum gestreckt, was höhere Abschreibungen zulässt und die Steuerlast verringert. Eine Verkürzung, entsprechend einer Kreditlaufzeit von 15 Jahren würden im Beispiel dazu führen, dass die Einnahmen durch das Projekt nicht ausreichen, um die jeweils höheren Annuitäten zu decken, das Projekt wäre nicht finanzier- bzw. realisierbar und ist daher in der Grafik nicht abgebildet.
- Der **Fremdkapitalanteil** hat ebenfalls einen starken Effekt. Wie in den Heatmaps zeigt das Tornadochart, dass höhere Schuldenanteile höherer Eigenkapitalrenditen ermöglichen.
- Niedrigere **Zinssätze** reduzieren den Schuldendienst und erhöhen die Rendite je eingesetztem Eigenkapital, der interne Zinsfuß des Eigenkapitals steigt also.
- Höhere durchschn. **Strompreise** steigern die Einnahmen aus Strompreisverkäufen, da entsprechend ein höherer PPA-Preis vereinbart werden kann.

5.4.2.2. Wind an Land

Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass Wind an Land PPA-Projekte an **guten Standorten** mit Inbetriebnahme 2024 und bei **hoher Strompreiserwartung** für eine Vielzahl von Finanzierungskombinationen äußerst profitable Renditen für Eigenkapitalinvestoren versprechen können. In der Modellierung werden Eigenkapitalrenditen weit über 20 % nicht nur für 15-Jahres PPA (siehe Abbildung 5-12) erreicht, sondern auch für PPA mit Laufzeiten von 5 und 10 Jahren (hier nicht abgebildet, geringfügig niedrigere Renditen). Bei einer angenommenen investorseitigen Hürdenrate von 12 % liegen in diesem Szenario immer noch alle Kombinationen deutlich über der Zielmarke (daher ist diese in der Abbildung nicht sichtbar).¹⁶² Eine Ausnahme stellen jedoch Kombinationen mit

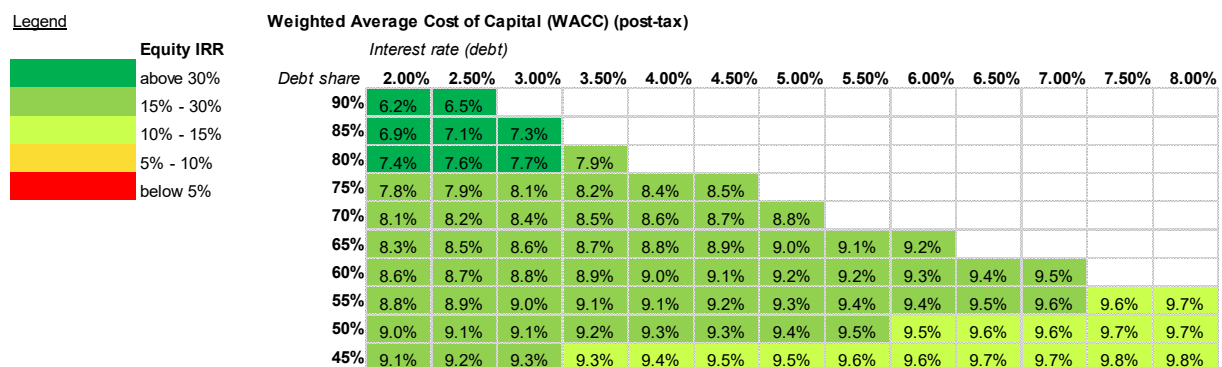
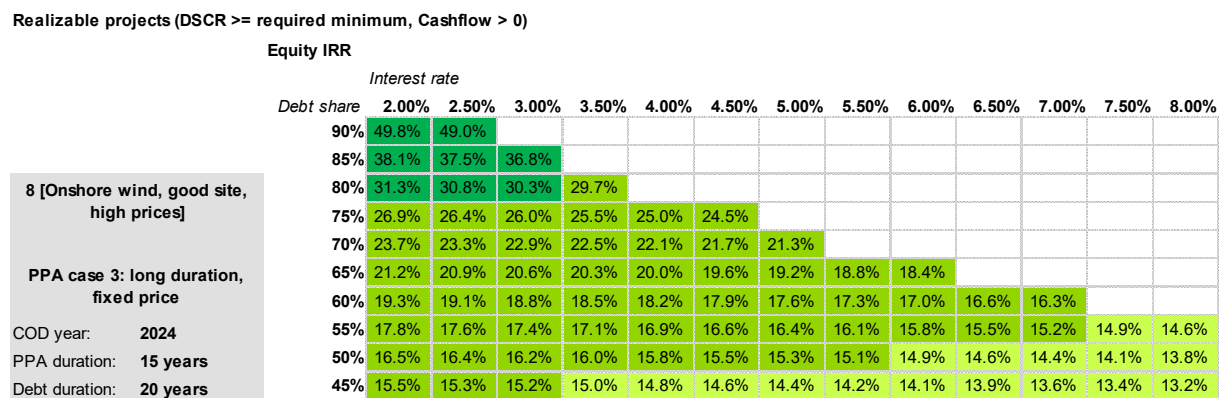
¹⁶¹ Um den Einfluss einzelner Parameter zu isolieren sind PPA-Dauer und Kreditlaufzeit in dieser Betrachtung entkoppelt. Das bedeutet, dass bei einer Verkürzung der PPA-Dauer von 10 auf 5 Jahr der Schuldenrückzahlungszeitraum unverändert bei 20 Jahren bleibt, wohingegen im Rest des Modells davon ausgegangen wird, dass PPAs mit kürzerer Dauer auch kürzere Kreditlaufzeiten (10 Jahre) haben.

¹⁶² Wie bei Solar PV sind bei Verwendung der Strompreis- und Marktwertszenarien von EBP (2023) für Wind an Land selbst im besten Szenario deutlich weniger Investitionen wirtschaftlich realisierbar bzw. für Investoren attraktiv. Dies liegt an den allgemein niedrigeren Preisniveaus und zugrundeliegenden Marktwertfaktoren.

hohen Zinsen und sehr hohen Fremdkapitalanteilen dar, in diesen Fällen kann die Deckung des Schuldendienstes nicht sichergestellt werden (weißer Bereich oben rechts in der Abb.). Bei bankenseitig geforderten Zinssätzen von 5 % wären ähnlich wie bei PV auch hier hohe Eigenkapitalanteile nötig (30 % und mehr) um das Projekt realisierbar zu machen.

Trotz der guten wirtschaftlichen Aussichten¹⁶³ in der hier gezeigten Cashflow Betrachtung spielen in Deutschland PPAs mit neuen Wind-an-Land-Anlagen bislang nur eine untergeordnete Rolle (vgl. Kapitel 5.1.1). Dies liegt aus Sicht der Forschungsnehmer an mehreren Faktoren: Die Flächenverfügbarkeit für neue, große Wind-an-Land Projekte war (vor Festsetzung des 2 %-Flächenziels) begrenzt. Verglichen mit PV sind die Stromgestehungskosten für Wind-an-Land deutlich höher, so dass günstigere PV-Produkte für Abnehmer attraktiver sind. Zudem bestehen für Windanlagen höhere Risiken bei Projektentwicklung (unter anderem auch das höhere Ausfallrisiko der Anlage). Für diese Anlagen stellt eine Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen eine attraktivere Alternative dar bei zugleich weniger restriktiven EEG-Größenbeschränkungen als bei PV.

Abbildung 5-12: Heatmap Wind an Land (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario



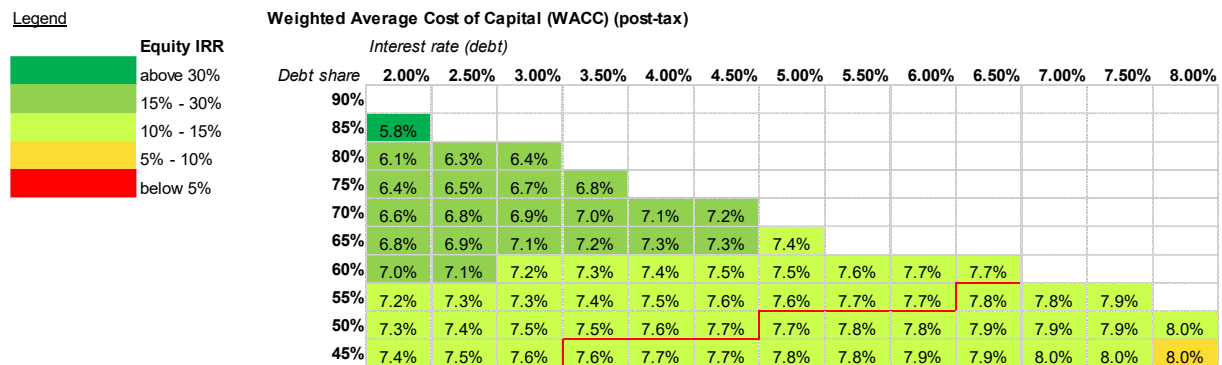
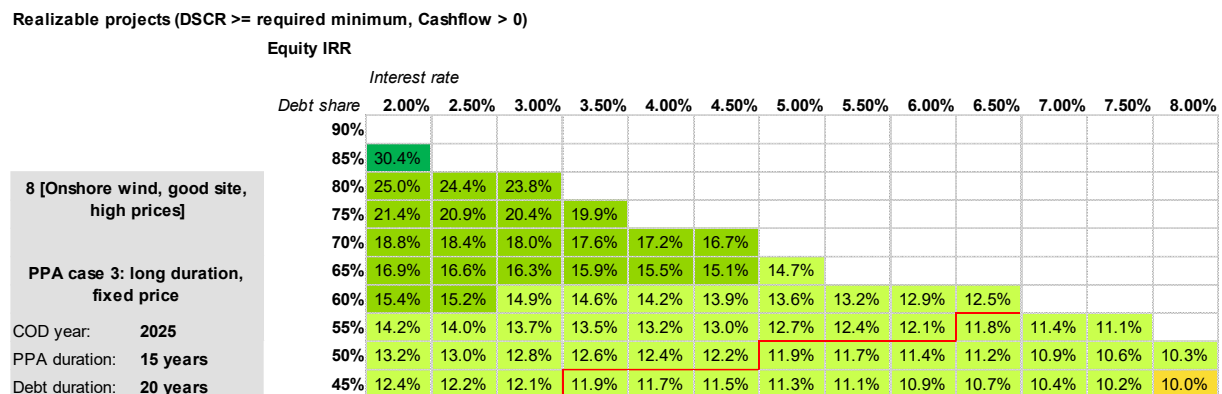
Quelle: Guidehouse 2023.

Vergleichbare Anlagen weisen bei **späterer Inbetriebnahme** bereits deutlich geringere Renditen auf (vgl. Abbildung 5-13). Dies ist vor allem in der PPA-Preisbildung begründet, die nun nicht mehr die

¹⁶³ Die guten wirtschaftlichen Aussichten sind vor allem durch die in der Modellierung verwendeten Strompreise und Marktwertfaktoren begründet. Bei Verwendung der jüngsten EBP-Prognosen mit deutlich schneller und stärker fallende Marktwertfaktoren werden die Aussichten auf die Wirtschaftlichkeit stark getrübt, stärker als bei PV (vgl. vorangegangene Fußnote). Das deckt sich mit den bisherigen Entwicklungen am PPA-Markt.

hohen Strommarktpreise aus dem Jahr 2024 berücksichtigt. Mit Hinblick auf das derzeitige Fremdkapitalzinsniveau sind hier ebenfalls Eigenkapitalanteile von 30 % und mehr nötig, um Projekte realisierbar zu machen. Die damit erzielbaren Renditen für Eigenkapitalgeber fallen dadurch deutlich geringer aus und liegen nur noch wenige Prozentpunkte über Hürdenrate von 12 %.

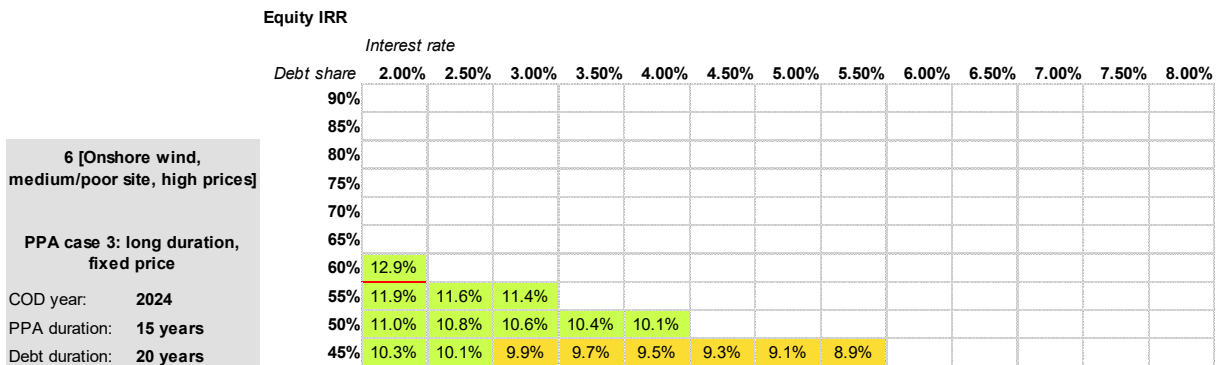
Abbildung 5-13: Heatmap Wind an Land (Start 2025, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario



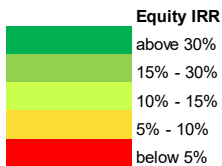
An mittleren bis schlechten Standorten sind auch bei Annahme eines hohen Strompreisszenarios Investitionen in Windanlagen an Land deutlich unattraktiver und nur unter sehr hohem Eigenkapitaleinsatz und bei Fremdkapitalkosten von nur 2 % realisierbar (siehe Abbildung 5-14). Zudem treten hier bereits in Fallkombinationen mit moderatem Fremdkapitalanteil und geringen Zinssätzen Fälle auf, in denen die Deckung des Schuldendienstes nicht sichergestellt ist (siehe großer weißer Bereich in der Abbildung). Fallkombinationen mit geringen Eigenkapitalanteilen (unter 20-30 %) und niedrigen Zinssätzen (2 % und darunter) erscheinen angesichts der Anforderungen von Fremdkapitalgebern kaum realistisch. Dies schränkt die Menge realisierbarer Fälle weiter ein, insbesondere Kombinationen am linken, und oberen Rand des Rasters fallen damit weg.

Abbildung 5-14: Heatmap Wind an Land (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Mittlerer/schlechter Standort, Hochpreisszenario

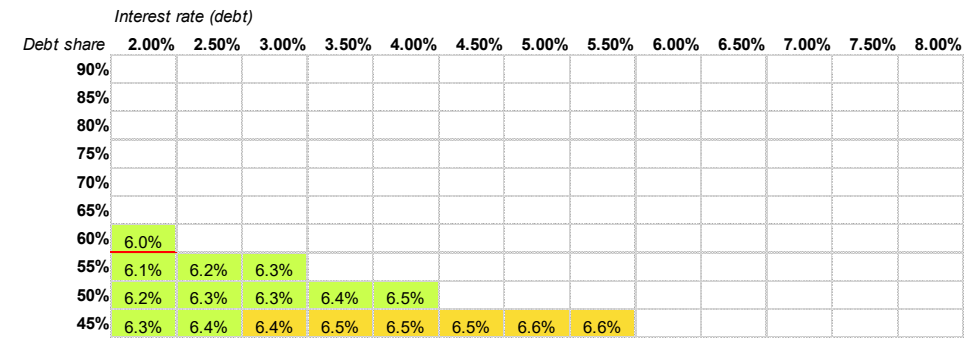
Realizable projects (DSCR >= required minimum, Cashflow > 0)



Legend



Weighted Average Cost of Capital (WACC) (post-tax)



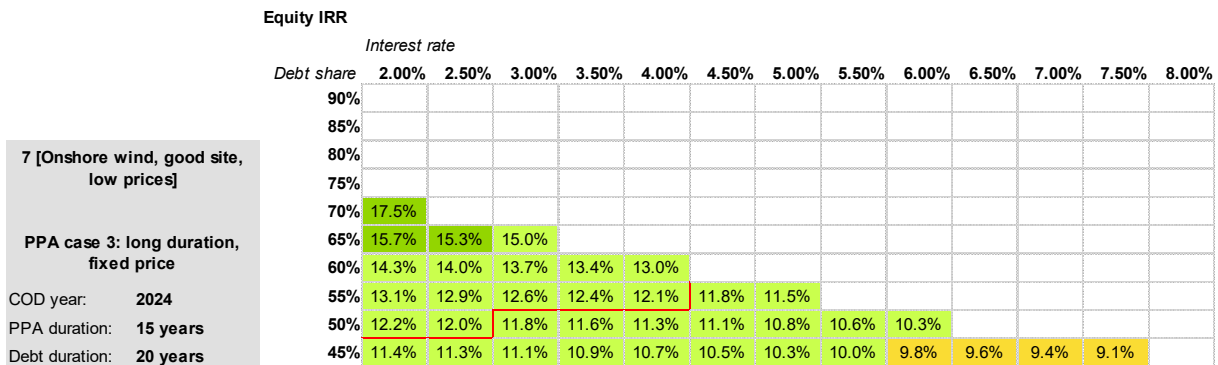
Quelle: Guidehouse 2023.

Im Tiefpreisszenario ist diese Tendenz auch für Anlagen an **guten Standorten** zu beobachten (siehe Abbildung 5-15). Investitionen sind hier nur bei deutlich höheren Eigenkapitaleinsätzen wirtschaftlich. Im Kontext grundsätzlich begrenzter Attraktivität der Investition sind somit auch Kreditausfallgarantien nicht in der Lage, die Investition in den Bereich der Wirtschaftlichkeit zu heben.

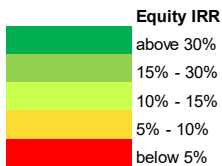
Die Maßnahme (Kreditausfallgarantien) zielt in ihrer Wirkweise darauf ab, Investoren zu ermöglichen, einen höheren Fremdkapitalanteil zu erreichen. Somit wirkt sie kapitalkostensenkend, was wiederum die erzielbare Eigenkapitalrendite erhöht. Entsprechend wäre die Maßnahme förderlich für PPA-Projektfinanzierung in Fällen, in denen durch Aufnahme eines höheren Fremdkapitalanteils die Hürdenrate von Investoren überschritten werden kann (entspricht einer Bewegung des Schuldenanteils nach oben in der Heatmap). Zudem könnten Kreditausfallgarantien, wenn sie umfassender als die KfW-Haftungsfreistellung aufgesetzt sind, auch fremdkapitalkostensenkend wirken und damit auch Fälle mit attraktiveren Eigenkapitalrenditen für Investoren verfügbar machen (Fälle auf der linken Seite der Heatmap).

Abbildung 5-15: Heatmap Wind an Land (Start 2024, 15-Jahres-PPA) – Guter Standort, Tiefpreisszenario

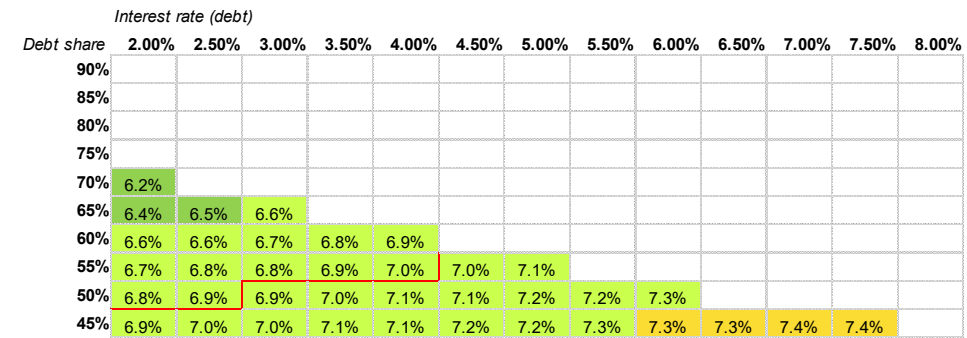
Realizable projects (DSCR >= required minimum, Cashflow > 0)



Legend



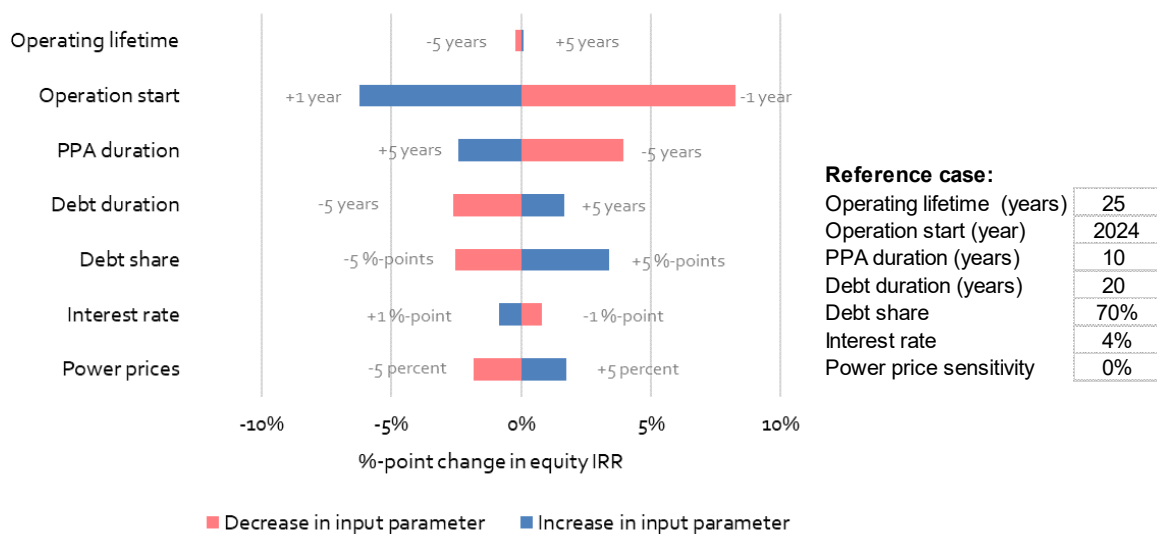
Weighted Average Cost of Capital (WACC) (post-tax)



Quelle: Guidehouse 2023.

Die Sensitivitätsanalyse gibt Aufschluss über die Einflussparameter (analog zu Kapitel 5.4.2.1):

Abbildung 5-16: Tornadochart Wind an Land (Start: 2024, 10-Jahres-PPA) – Guter Standort, Hochpreisszenario



Quelle: Guidehouse 2023.

Ähnlich wie bei Solar PV wird die Wirtschaftlichkeit von Wind an Land Projekten stark vom Inbetriebnahmehjahr bzw. den kurzzeitig hohen Strompreisen beeinflusst (vgl. Abbildung 5-16). Der

Effekt des Inbetriebnahmezeitpunkts ist jedoch etwas schwächer als bei PV wohingegen die Auswirkung anderer Faktoren sich in einer ähnlichen Größenordnung befinden. Ein hoher Fremdkapitalanteil wirkt sich ebenfalls stark positiv auf die für Eigenkapitalinvestoren erzielbare Rendite aus. Alle weiteren Parameter wirken analog wie bei Solar PV.

5.4.3. Zusammenfassung der Kernaussagen

Auf Basis der Modellierungsergebnisse können zusammenfassend folgende Aussagen festgehalten werden:

Die **Wirtschaftlichkeit** der PPA-Anlagen ist maßgeblich beeinflusst vom Inbetriebnahmezeitpunkt (größter Einfluss aufgrund der aktuellen Entwicklungen am Strommarkt), dem Fremdkapitalanteil (steigender Anteil verbessert Wirtschaftlichkeit), der PPA-Dauer und damit auch Kreditlaufzeit sowie der Strompreisprognose. Parameter mit einem vergleichsweise geringen Einfluss sind die Betriebsdauer und der Zinssatz (dieser ist jedoch relevant für Deckung des Schuldendienstes und somit für die Realisierbarkeit des Projekts).

Anlagen, die bald in Betrieb genommen werden und an **guten Standorten** stehen, sind sehr wahrscheinlich wirtschaftlich attraktiv. An mittleren bis schlechten Standorten (die für die Erreichung der festgelegten EE-Ausbaupfade unerlässlich sind) sind Investitionen in EE-Anlagen mit PPA-Verträgen weniger bis gar nicht attraktiv bzw. im aktuellen Hochzinsumfeld in vielen Fällen nicht wirtschaftlich realisierbar.

Bei **Wind an Land** sind deutlich höhere Renditen möglich als bei Solar PV. Jedoch sind PPAs mit Solaranlagen aufgrund der niedrigeren Stromgestehungskosten für Abnehmer attraktiver, und für Investoren mit geringeren Ausfallrisiken behaftet, während die Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen eine vergleichsweise weniger attraktive Alternative darstellt als bei Wind an Land. Bisher spielen bei Wind an Land im PPA-Markt Altanlagen eine dominierende Rolle, dies liegt vermutlich auch an der begrenzten Flächenverfügbarkeit und dem Kostenvorteil von Altanlagen gegenüber Neuanlagen. Die aktuell deutlich gestiegenen Kapitalkosten für Windanlagen (nicht zur Gänze in den vorliegenden Kostendaten reflektiert) reduzieren die in der Realität erzielbaren Renditen für Neuanlagen. Zudem hat der sinkende Marktwertfaktor, der sich durch die neuen EE-Ausbauziele ergibt, einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte. Bei Solar PV ist dieser Effekt in den zugrundeliegenden Strom- und Marktwertprognosen stärker ausgeprägt als bei Wind.

Verschiedene konkrete Konstellation von PPA-Anlagen erscheinen bei Inbetriebnahme ab 2024 als nicht wirtschaftlich, da bei sehr strenger Prüfung die Schuldentilgung nicht durchgängig gesichert ist. Dies kann durch eine zeitliche **Strukturierung der individuellen Schuldentrückzahlung** optimiert werden und in Einzelfällen zur gesicherten Schuldendeckung führen.

Die begrenzte Wirtschaftlichkeit von PPA-Anlagen lässt nur eine **geringe Varianz in den Fremdkapitalkosten** zu. Die Cashflow-Ergebnisse zeigen vermehrt Fälle in denen Investitionen nur bei sehr geringen Fremdkapitalkosten und/oder sehr hohen Eigenkapitalanteilen wirtschaftlich möglich sind. Im Normalzinsumfeld (2-3 %) können Maßnahmen, die den **Zugang zu Fremdkapital erleichtern** eine sinnvolle Option sein, um die Wirtschaftlichkeit von PPA zu verbessern. Instrumente wie staatliche Absicherungen setzen an einer Kernherausforderung für PPAs, dem

Kontrahentenrisiko, an. Indem sie die Aufnahme größerer Anteile vergleichbar günstigen Fremdkapitals ermöglichen können sie die für Eigenkapitalgeber verfügbare Rendite erhöhen.

Im Umfeld hoher Zinsforderungen hingegen wären Maßnahmen, die den Fremdkapitalanteil erhöhen, entsprechend nur bedingt wirksam, da die hohen Zinssätze (z. B. zwischen 5-6 %) in hohen Zinszahlungen resultieren und ein Großteil der Projekte dadurch aus Cashflow-Sicht nicht mehr in der Lage ist, den Schuldendienst zu bedienen. **Geringverzinsten Krediten** könnten hier hilfreich sein.

Abschließend ist anzumerken, dass unter den hier getroffenen Annahmen zu Kosten, Strompreisentwicklung und Standortgüte einige Konstellationen wirtschaftlich attraktiv und aus Cashflow-Perspektive realisierbar sind. Jedoch sind hier nach wie vor tendenziell optimistische Kostenannahmen und Annahmen zur Strompreis- und vor allem Marktwertentwicklung getroffen worden. Bei Berücksichtigung gestiegener EE-Investitionskosten, Inflationsaussichten und aktualisierter Strompreis- und Marktwertprognosen stellen PPA-Projekte aus Cashflow-Perspektive deutlich weniger attraktive Investitionen dar.

Die Erreichung der EE-Ziele und der im EEG festgelegten Ausbaupfade wird mit sehr großer Wahrscheinlichkeit die Nutzung mittlerer und schlechterer Standorte notwendig machen. In diesen Fällen, vor allem in Kombination mit pessimistischeren Kosten- und Strompreisannahmen, erscheinen zahlreiche Investitionsoptionen grundsätzlich nicht wirtschaftlich (und ohnehin aus Cashflow-Perspektive nicht abbildbar), was das Potenzial für EE-Investitionen via PPAs und zugleich auch dessen Begrenzung deutlich aufzeigt.

6. Handlungsempfehlungen

6.1. EEG spezifisch

Die EEG-Novelle 2023 hat die Anreize für Stromeigenversorgung grundlegend geändert. Grundlegender Anreiz für Stromeigenversorgung war bis zur Novelle die Befreiung von der EEG-Umlage bzw. die Möglichkeit der geringeren Belastung mit der EEG-Umlage. Mit dem Entfall der EEG-Umlage durch die Novelle entfiel der maßgebliche Anreiz für die Etablierung einer Eigenstromversorgung. Die bis zur Fassung des EEG 2021 etablierte Besondere Ausgleichregelung für energieintensive Unternehmen ist auch nicht mehr Bestandteil des EEG 2023. Somit kann das Fazit gebildet werden, dass das EEG 2023 wahrscheinlich im Kontext des Kanons an Vergünstigungen und Erleichterungen für die energieintensive Industrie keine große Bedeutung mehr hat. Anpassungsempfehlungen für das EEG 2023 gibt es aus diesem Grund im Bereich der Eigenversorgung und der BesAR nicht.

6.2. Allgemein

6.2.1. Empfehlungen zur BesAR im EnFG

Das EnFG ist erst seit 01.01.2023 in Kraft und gilt zur Zeit der Abgabe dieses Berichts erst seit sechs Monaten. Es ist aus der Sicht der Verfasser des Berichts derzeit zu früh, um konkrete Handlungsempfehlungen zur Fortentwicklung der BesAR im EnFG zu geben. Durch § 44 EnFG ist die laufende Evaluierung der §§ 29 bis 43 EnFG durch das BMWK vorgesehen. Die §§ 29 bis 43 EnFG umfassen die Regelungen zur Begrenzung der netzbezogenen Umlagen für antragsberechtigte Unternehmen. Eine Evaluierung der Praxiserfahrungen bei der Umsetzung und Anwendung wie auch der Wirkungen der Regelungen wird die Grundlage bilden für entsprechende Empfehlungen zur weiteren Entwicklung des EnFG.

Im § 44 EnFG ist festgeschrieben, dass die Wirkung der §§ 29 bis 43 EnFG laufend evaluiert werden soll und dass dazu Daten bei Antragstellenden und Begünstigten erhoben werden dürfen.

Nach § 7 Abs 2 BHO ist die Erfolgskontrolle Teil der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung und besteht aus

- Zielerreichungskontrolle: Wurden die Ziele der Intervention erreicht? Haben die Ziele weiter Bestand?
- Wirkungskontrolle: Ist die Intervention ursächlich für die Zielerreichung? Was sind beabsichtigte und unbeabsichtigte Auswirkungen?
- Wirtschaftlichkeitskontrolle: Ist der Vollzug bzw. die Umsetzung der Intervention wirtschaftlich? Ist die Intervention wirtschaftlich?

Im Folgenden werden die Erkenntnisse aus der aktuellen Evaluierung, Anforderungen angesichts der neuen gesetzlichen Regelungen und Querverweise zu ähnlichen Datenerhebungsaufträgen zusammengetragen.

Im § 28 EnFG ist der Zweck der Besonderen Ausgleichsregelung ausgeführt: die Erhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von stromkostenintensiven Unternehmen und Unternehmen, die elektrochemisch Wasserstoff herstellen sowie die Erhaltung der intermodalen

Wettbewerbsfähigkeit von Schienenbahnen, Verkehrsunternehmen mit E-Bussen und der Seeschifffahrt.

In der aktuellen Evaluation zeigt sich, dass es schwierig ist, eine Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit im Sinne eines kausalen Modells nachzuweisen. Es gibt keinen einheitlichen Ansatz zur direkten Messung der Wettbewerbsfähigkeit, der für alle Förder-/ Begünstigtenkonstellationen gleichermaßen mit geringem Aufwand genutzt werden kann. Das ist keine neue Erkenntnis und sagt nichts über die Zielerreichung der BesAR aus.

Dennoch wird empfohlen, bei zukünftigen Evaluierungen die Wettbewerbsfähigkeit mittels volkswirtschaftlicher Daten vertieft zu beobachten. Kommt es zu Standortverlagerungen/ Abwanderungen? Werden Betriebe geschlossen/ verlagert? Verändert sich der Unternehmensabsatz? Wie entwickeln sich die branchenspezifischen Produktionsanteile am globalen Markt bzw. am europäischen Markt? Wie haben sich die Energiepreise bei denjenigen Branchen, die zugewinnen, entwickelt?

Daneben wird empfohlen, bei künftigen Evaluierungen den Beitrag der Umlagen am Strompreis darzustellen und somit die Frage nach der Relevanz der Besonderen Ausgleichsregelung zu beantworten.

Einige Zugangsvoraussetzungen für die Besondere Ausgleichsregelung im Energiefinanzierungsgesetz entsprechen den Regelungen im EEG 2017 bis EEG 2021: die Antragstellenden müssen mindestens 1 GWh Strom je Abnahmestelle verbrauchen und ein Energiemanagement-System implementiert haben. Eine andere Zugangsvoraussetzung wurde gegenüber dem vorhergehenden Zeitraum leicht verändert und vereinfacht: der Antragstellende muss aus einem Wirtschaftszweig stammen, der als stromkostenintensiv und im internationalen Wettbewerb stehend gilt. Dazu gibt es zwei Listen im Anhang 2 EnFG, die auf den Europäischen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) basieren. Die Vereinfachung besteht darin, dass ein unternehmensindividueller Nachweis der Stromkostenintensität nicht mehr geführt werden muss.

Neu in der EnFG-BesAR im Vergleich zur BesAR im EEG ist, dass zusätzlich eines der folgenden drei Kriterien zu erfüllen ist: Das jeweilige Unternehmen muss

- energieeffizient sein, d. h.
 - entweder, es sind alle im Energiemanagement-System konkret identifizierten wirtschaftlichen Maßnahmen umgesetzt (bzw. keine wirtschaftlichen Maßnahmen konkret identifiziert), oder
 - 50 % der Umlage-Reduzierung wurde für Energieeffizienz-Maßnahmen ausgegeben (ohne dafür eine andere Beihilfe bekommen zu haben);
- Grünstrom beziehen: min. 30 % des Stromverbrauchs aus nicht gefördertem EE-Strom;
- 50 % der Umlage-Reduzierung in Dekarbonisierungsmaßnahmen investieren.

Die Antragstellenden werden voraussichtlich in ihrem Antrag angeben, welches dieser Kriterien sie erfüllen. Da dies für eine Evaluation von besonderem Interesse sein kann, wird empfohlen, diese Angaben digital zu erheben und damit der Auswertung auf einfache Art zugänglich zu machen.

Es wird empfohlen, dass die ergriffenen Maßnahmen gemäß Energiemanagement-System bei allen Antragstellenden erhoben werden. Als Beispiel hierfür kann § 8 Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) herangezogen werden, welcher die Auskunftspflicht für energieauditpflichtige Unternehmen regelt. Das BAFA hat zur Umsetzung dieser Auskunftspflicht eine Online-Energieauditerklärung implementiert. Dieses Verfahren kann möglicherweise leicht abgewandelt auch für das EnFG genutzt werden.

Ein Überblick über die erhobenen Daten bei der Online-Energieauditerklärung ist in den folgenden beiden Tabellen dargestellt. Tabelle 6-1 gibt einen Überblick über die Datenstruktur. Für jedes Energieaudit (das entspricht einem Vorgang) werden Stammdaten („Vorgangsdaten“) erfasst. Diese umfassen insbesondere Informationen zu Größe (Anzahl Beschäftigte, Bilanzsumme, Umsatz), Wirtschaftszweig (4-Steller-Ebene) und Standort (Bundesland) des Unternehmens sowie übergreifende Informationen zum Audit (Art des Audits, Kosten für das Audit, Einreichungsdatum).

Separat werden empfohlene Maßnahmen erfasst („Maßnahmendaten“). Ein Audit kann mehrere Maßnahmen empfehlen. Die Kategorisierung der Maßnahmen ist in Tabelle 6-2 dargestellt. Es werden numerische Angaben zu Einsparungen, Kosten und Lebensdauer erfasst.

Des Weiteren werden Energieverbräuche energieträgerscharf erfasst. Ein Unternehmen kann mehrere Energieträger nutzen.

Tabelle 6-1: Ausgewählte Spaltenköpfe der erhobenen Daten bei der Online-Energieauditerklärung

Vorgangsdaten
VORGANGSNUMMER, ANTRAGSDATUM, BUNDESLAND, WZ_CODE, KOSTEN_INTERN, KOSTEN_EXTERN, KAPITALZINS, ANZAHL_BESCHAEFTIGTE, BILANZSUMME, UMSATZ, AUDITART
Maßnahmendaten
VORGANGSNUMMER, ANTRAGSTATUS, EINGANGSDATUM, BESCHREIBUNG_UNTERNEHMEN, MASSNAHMENBEREICH, UNTERKATEGORIE, NUTZUNGSDAUER_JAHRE, NUTZUNGSDAUER_MONATE, KOSTEN, EINSPARUNG_KWH, EINSPARUNG_EURO
Energieträgerdaten
VORGANGSNUMMER, ANTRAGSTATUS, EINGANGSDATUM, ENERGIETRAEGER_TYP, ENERGIEKOSTEN, ENERGIEVERBRAUCH, VERBRAUCHSMENGE, ANTEIL, CO2_EMISSION

Quelle: BAFA

Tabelle 6-2: Maßnahmenbereiche und -unterkategorien bei der Online-Energieauditerklärung

Bereich	Unterkategorie
Gebäudehülle	Sonstige Maßnahmen, Sanierung Fenster, Dämmung Dach, Dämmung Wände
Heizungssystem	Ersatz der Heizungspumpen, Ersatz des Heizkessels, Sonstige Maßnahmen, Nachrüstung Steuerung und Regelung, Optimierung Wärmeverteilung, Umrüstung auf Dunkelstrahler, Dämmung des Kessels, der Pumpen Armaturen oder Rohrleitungen, Ersatz/Optimierung des Wärmespeichers
Beleuchtung	Umstellung auf T5 mit tageslichtabhängiger Steuerung u. Regelung, Umstellung auf LED, Sonstige Maßnahmen, Umstellung auf LED mit tageslichtabhängiger Steuerung u. Regelung, Nachrüstung tageslichtabhängige Steuerung u. Regelung/ Präsenzmelder, Umstellung auf sonstige hocheffiziente Beleuchtung, Umstellung auf T5, Nachrüstung EVG
Lüftung / Klima	Nachrüstung Steuerung und Regelung, Nachrüstung Wärmerückgewinnung, Sonstige Maßnahmen, Ersatz der RLT-Anlage
Kälteanlage	Ersatz Kälteanlage, Sonstige Maßnahmen, Dämmung von Kälteanlage und Armaturen oder Rohrleitungen, Nachrüstung Wärmerückgewinnung
Antriebe, Elektromotoren	Ersatz einzelner Elektromotoren, Nachrüstung Steuerung und Regelung, Sonstige Maßnahmen
Druckluft	Nachrüstung Wärmerückgewinnung, Sonstige Maßnahmen, Ersatz Kompressor(en), Optimierung des Versorgungsnetzes, Optimierung des Versorgungsdrucks, Nachrüstung Steuerung und Regelung, Umstellung von Druckluft auf Elektroantrieb
Pumpen	Ersatz einzelner Pumpen, Sonstige Maßnahmen, Nachrüstung Steuerung und Regelung
IKT	Sonstige Maßnahmen, Ersatz der Endgerätetechnik (Drucker, Monitore, etc.), Optimierung Kühlung / Wärmemanagement in Rechenzentren, Energiemonitoring Rechenzentren
Produktion sprozesse/ anlagen	Optimierung der Abläufe, Umstellung auf energieeffiziente Technologien, Sonstige Maßnahmen, Abwärmennutzung/WRG
Abwärmennutzung/ WRG	Sonstige Maßnahmen, aus Abgasen, aus Abwasser, mit Ad/Absorptionskältemaschine
KWK	Neuinvestition in BHKW, Ersatz des bestehenden BHKW
Erneuerbare Energien	Nutzung Photovoltaik, Nutzung Solarthermie/ solare Prozesswärme, Sonstige Maßnahmen
Transport	Optimierung des Fahrzeugeinsatzes, Sonstige Maßnahmen, Modernisierung der Fahrzeugflotte, Umstellung auf alternative Kraftstoffe
Organisatorisches	Verhalten der Mitarbeiter (Schulungen, etc.), Änderungen im Arbeitsablauf, Vorgaben für die Beschaffung, Regelmäßige Instandhaltung und Wartung, Sonstige Maßnahmen
Alternatives System	Einführung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001, Einführung eines alternativen Energiecontrollingsystems, Sonstige Maßnahmen
Energiedienstleistungen	Sonstige Maßnahmen, Einführung eines Energieeinspar- oder Energieliefercontractings
Sonstiges	

Quelle: BAFA

Sofern zur Erfüllung der Zugangsvoraussetzung der Bezug von ungefördertem Strom aus erneuerbaren Energien gewählt wurde, ist es von Interesse, zu welchem Preis die Herkunftsnachweise beschafft worden sind. Bislang gibt es für diese Preise keine belastbare Datenquelle. Eine Evaluation müsste hier mit Setzungen/ Annahmen arbeiten.

Sofern zur Erfüllung der Zugangsvoraussetzungen die Unterschreitung eines Produkt-Benchmarks im Sinne des Emissionshandels angegeben wird, ist es von Interesse, für welche Produkte (Prodcom-Codes) diese Regelung in Anspruch genommen wird.

Im § 44 EnFG wird auch die Möglichkeit eingeräumt, Daten zu belieferten Schiffstypen einschließlich der Bruttorauminhalts zu erheben. Hier wird empfohlen, den damit verbundenen zusätzlichen Aufwand mit dem Erkenntnisgewinn abzuwägen.

Es gibt verschiedene reduzierte Umlagesätze für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes:

- 15 % des regulären Satzes für bestimmte besonders exponierte Wirtschaftszweige (Liste 1)
- 25 % des regulären Satzes für bestimmte exponierte WZ (Liste 2). Wenn diese Unternehmen ihren „Stromverbrauch in besonderer Weise aus erneuerbaren Energien decken“ erfolgt eine Reduzierung auf 15 %.
- Es gibt eine Deckelung durch die Bruttowertschöpfung und eine Mindestumlage von 0,05 Cent/kWh und einen Selbstbehalt (für die erste GWh muss der volle Satz gezahlt werden)

Daneben gibt es Sonderregelungen für den Wirtschaftszweig 20.11 „Herstellung von Industriegasen“, sofern sie Wasserstoff herstellen (§ 36 EnFG), für Schienenbahnen (§ 37 EnFG), für E-Busse und für Landstromanlagen.

Im Rahmen einer Evaluation ist von Interesse, in welchem Umfang die einzelnen Begrenzungstatbestände in Anspruch genommen wurden. Zudem ist von Interesse, in welchem Umfang Unternehmen von Liste 2 die Sonderregelung in Anspruch nehmen. Es handelt sich hierbei um eine zentrale Frage für die Wirkung – was wird warum in Anspruch genommen, wo läuft die Intervention ins Leere und könnte verschlankt werden bzw. wo liegt Missbrauch (z. B. Mitnahme) nahe?

Zudem ist es wünschenswert, künftig nicht nur Antragsdaten insbesondere zur privilegierten Strommenge, sondern auch tatsächlich abgerechnete Mengen für die Evaluation zu nutzen. In der aktuellen Evaluation haben sich die Unzulänglichkeiten der Antragsdaten aufgrund von Corona-Pandemie und verkürzter Geltungszeit des EEG im Jahr 2022 deutlich gezeigt.

Zur Prüfung der Vollzugswirtschaftlichkeit und Maßnahmenwirtschaftlichkeit wird empfohlen, die administrativen Kosten auf Seiten des BAFA zu erheben und dem Nutzen, d. h. der finanziellen Entlastung, gegenüberzustellen, auch wenn diese Kosten teilweise über Gebühren ausgeglichen werden.

Die Bestimmung der administrativen Kosten auf Seiten der Antragstellenden ist schwierig und für die Wirtschaftlichkeitskontrolle nicht zwingend notwendig. Bei der Wirtschaftlichkeitskontrolle im Sinne der Bundeshaushaltsordnung geht es um die Wirtschaftlichkeit der Intervention, nicht beim Begünstigten. Für eine gesamtwirtschaftliche Bewertung könnte diese Information jedoch auch relevant sein.

6.2.2. Empfehlungen zur Eigenversorgung

Eine fossile Eigenversorgung ist mit einem klimaneutralen Stromsystem nicht vereinbar. Eine Ausweitung der thermischen Nutzung von Biomasse zur Eigenversorgung ist aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit und der Nutzungskonkurrenz stark begrenzt. Wenn die bedarfsgerechte Eigenversorgung auf der Grundlage von Verbrennungsprozessen mittelfristig weiter eine Rolle spielen soll, ist die einzige Option die Verbrennung von Wasserstoff. Dafür müsste den Unternehmen langfristig nicht nur über ein entsprechend ausgebautes Wasserstoffnetz ein möglichst flächendeckender Zugang zu Wasserstoff gewährt werden, für einen wirtschaftlichen Betrieb müssten auch die Kosten für den Wasserstoff für die Unternehmen begrenzt werden. Dies betrifft sowohl den direkten Einsatz von Wasserstoff in Verbrennungs- oder Syntheseprozessen als auch eine mögliche Rückverstromung zur Energieversorgung von Unternehmen. Unabhängig von der Frage, in welchem Umfang Wasserstoff überhaupt zur Verstromung eingesetzt werden sollte, wäre eine zentrale Struktur der Wasserstoffverstromung einem dezentralen Ansatz in der Eigenversorgung vorzuziehen.

Die mit dem EnFG beschlossene Freistellung der Eigenversorgung von allen netzseitigen Belastungen hilft den Unternehmen, in der Restlaufzeit ihrer Anlagen ihre Stromkosten zu begrenzen. Diese Regelung sollte beibehalten werden. Gleichzeitig sollten die wirtschaftlichen Anreize zur Nutzung von erneuerbaren Energien in der Eigenversorgung gestärkt werden. Das Hauptproblem in der industriellen Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien ist die fehlende Flächenverfügbarkeit an den Standorten. Ein möglicher Ansatzpunkt wäre bei der Nutzung erneuerbarer Energien zur Eigenversorgung deshalb die Zulässigkeit bestimmter Entfernungen zwischen EE-Erzeugungsanlage(n) und Verbraucher, soweit das öffentliche Netz nicht genutzt wird.

6.2.3. Empfehlungen zu PPA

Wir empfehlen, dass Instrumente, die den Abschluss von PPAs erleichtern, weiter geprüft werden. Hierzu gehört das Instrument der Ausfallgarantien, das das für PPAs zentrale Kontrahentenrisiko adressiert und somit der Abschluss von PPAs erleichtert. Hierdurch könnte der auf PPAs basierende EE-Ausbau unterstützt werden. Die weitere Prüfung der Ausfallgarantien könnte z. B. in größerem Detailgrad herausarbeiten, wie die Garantien genau ausgestaltet werden sollten. Der Umfang und die Tiefe der Absicherung kann sich in den verschiedenen Ausgestaltungsoptionen stark unterscheiden. Dabei reicht die Spannweite von sehr begrenzter Absicherung der kreditgebenden Bank bis hin zur sehr umfangreichen Übernahme der Ausfallrisiken durch die öffentliche Hand. Die genaue Ausgestaltung beeinflusst deren Wirksamkeit, berührt aber auch maßgeblich beihilferechtliche Fragen (grundsätzlich gilt, je umfangreicher der Markteingriff, desto eher ist das Absicherungsinstrument im Beihilferecht zu verorten). Des Weiteren könnten ggf. auch weitere Instrumente, wie z. B. geringverzinsten Kredite geprüft werden, die jedoch ebenfalls beihilferechtliche Relevanz haben.

Zudem ist in jedem Fall eine fortgeführte Marktbegleitung empfehlenswert, z. B. hinsichtlich offener Fragen zur buchhalterischen Bilanzierung von PPAs. Hierbei sind z. B. die Fragen relevant, unter welchen Umständen PPAs als Finanzderivate eingestuft werden (z. B. nur finanzielle PPAs oder u.U. auch physische PPAs), welche Bilanzierungs-Implicationen das für die Abnehmer von PPAs hat und welche Potenziale und Begrenzungen sich hieraus für den PPA-Markt ergeben. Die fortgeführte Marktbegleitung sollte auch weiterhin wo notwendig und möglich die Entwicklung des PPA-Marktes

aufklärend unterstützen, z. B. mit Blick auf Fragen der Ausstellung von HKN, kartellrechtliche Fragestellungen, Vertragsstandardisierungen, etc. Weiterhin ist die sorgfältige Marktbeobachtung des auf PPAs basierenden EE-Ausbaus notwendig, insbesondere vor dem Hintergrund der im EEG definierten Ausbauziele und jüngster Erwartungen bezüglich der sich einstellenden Marktwerte für EE, die eine deutliche Beschränkung des Potenzials für neue, ungeforderte PPAs nahelegen.

7. Literaturverzeichnis

Axtell, Robert L., 2001: Zipf Distribution of U.S. Firm Sizes, Science, Vol. 293, No. 5536, S. 1818–1820.

BAFA, 2023: Merkblatt Grüne Konditionalität 2023 zu den gesetzlichen Regelungen der Besonderen Ausgleichsregelung nach dem Energiefinanzierungsgesetz, online verfügbar unter [Merkblatt Grüne Konditionalität 2023](#), besucht am 13.9.2023

BAFA, 2023a: Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2021 für Begrenzung der EEG-Umlage 2022, online verfügbar unter [Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung](#), besucht am 25.10.2023

Bundesnetzagentur, 2021: Marktuntersuchung Eisenbahnen 2021

BNetzA, 2022: Monitoringbericht 2021, (Stand: 15.03.2022), online verfügbar unter: [Monitoringbericht 2021 \(bundesnetzagentur.de\)](#), besucht am 30.05.2022

BNetzA, 2023: Monitoringbericht 2021, (Stand: 15.03.2022), online verfügbar unter: [Monitoringbericht 2022 \(bundesnetzagentur.de\)](#), besucht am 28.06.2023

BNetzA, 2023a: Monitoringbericht 2022, (Stand: 25.05.2023), online verfügbar unter: [Monitoringbericht 2022 \(bundesnetzagentur.de\)](#), besucht am 13.09.2023

Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) (Hrsg., 2016-2022): Empirische Untersuchung des Marktes für Energiedienstleistungen, Energieaudits und andere Energieeffizienzmaßnahmen, Endberichte 2016-2022. Eschborn, 2016-2022.

Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE), 2023: Sonderauswertung der elektronischen Energieauditerklärungen 2019 bis 2022.

DB Netz AG, 2021: Das Trassenpreissystem 2022

Dechezleprêtre, A. und Sato, M. 2017: The Impacts of Environmental Regulations on Competitiveness. Review of Environmental Economics and Policy, volume 11, issue 2, Summer 2017, pp. 183–206

Destatis A, 2017: Statistiken zu Stromerzeugungsanlagen der Industrie mit einer elektrischen Engpassleistung (brutto) von 1 Megawatt und mehr, „Brennstoffeinsatz für Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern“ und „Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern“, Ergebnis der schriftlichen Anfrage bei Destatis vom Mai 2022

Destatis B, 2018-2020: Statistik zu Stromerzeugungsanlagen der Industrie mit einer elektrischen Engpassleistung (brutto) von 1 Megawatt und mehr, Auswertungen 43351-0001 bis 43351-0005 „[Betriebe, Anlagen zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung, Nettonennleistung: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige, Anlagenart](#)“, „[Betriebe, Nettonennleistung: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige, Hauptenergieträger](#)“, „[Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplung: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige, Anlagenart](#)“, „[Elektrizitätserzeugung, Nettowärmeerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplung: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige, Energieträger](#)“ und „[Brennstoffeinsatz: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige, Energieträger](#)“, jeweils online verfügbar unter [Statistisches Bundesamt Deutschland - GENESIS-Online: Suche \(destatis.de\)](#), besucht am 30.05.2022

Destatis C, 2020: Fläche für Siedlung nach Nutzungsarten in Deutschland am 31.12.2020, online verfügbar unter: [Fläche für Siedlung nach Nutzungsarten in Deutschland - Statistisches Bundesamt \(destatis.de\)](#), besucht am 30.05.2022

Destatis D, 2023: Jahrerhebung über die Energieverwendung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden. Stromverbrauch in GWh nach Verbrauchsklassen und Wirtschaftszweigen. Berichtszeitraum 2021. Sonderauswertung vom März 2023

Deutsche Windguard, 2020: Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land – Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen, online abrufbar unter: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2020/Volllaststunden%20von%20Windenergieanlagen%20an%20Land%202020.pdf, besucht am 13.06.2022

enervis energy advisors GmbH, 2019: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2020 bis 2024, online verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/2019-10-11_Endbericht_enervis.pdf, besucht am 30.05.2022

enervis energy advisors GmbH, 2020: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025, online verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-07%20Endbericht%20enervis.pdf>, besucht am 30.05.2022

EU-KOM, 2014, Energy prices and costs report. Part 3 of 4. SWD(2014) 20 final. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:ba385885-8433-11e3-9b7d-01aa75ed71a1.0001.01/DOC_3&format=PDF, besucht am 18.9.2023

EU-KOM, 2021, Explanatory note on sector eligibility under section 4.11 of the draft CEEAG. Online verfügbar unter https://competition-policy.ec.europa.eu/system/files/2021-07/CEEAG_explanatory_note_sector_eligibility_under_section_4.11.pdf, besucht am 29.9.2023

Fraunhofer ISE A, 2022: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, online verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, besucht am 13.06.2022

- Fraunhofer ISE B, 2021: Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, online verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, besucht am 13.06.2022
- Fraunhofer ISI, 2018: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2019 bis 2023, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, online verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202019/20181005_Abschlussbericht%20Fraunhofer%20ISI.pdf, besucht am 30.05.2022
- Fraunhofer ISI, 2020: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, online verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-15%20Endbericht%20Fraunhofer%20ISI.pdf>, besucht am 30.05.2022
- Fraunhofer ISI, Prognos, Öko-Institut, IER (2023): Evaluation der „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“, online verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Evaluationen/Foerdermassnahmen/bundesfoerderung-fuer-energieeffizienz-in-der-wirtschaft.pdf>, besucht am 4.7.2023
- KCW/ETC/Rödl & Partner, 2014: Revision der Regionalisierungsmittel - Mittelbedarf der Bundesländer für den Revisionszeitraum 2015-2030
- Leeuw, Frans L., 2012: Linking theory-based evaluation and contribution analysis: Three problems and a few solutions. *Evaluation*, 18(3), 348–363.
- Leipziger Institut für Energie GmbH, 2019: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2020 bis 2024, online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/portals/1/2019-10-11_Endbericht_IE-Leipzig.pdf, besucht am 30.05.2022
- Leipziger Institut für Energie GmbH, 2021: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2022 bis 2026, online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/portals/1/2021-10-15%20Endbericht%20IE%20Leipzig.pdf>, besucht am 30.05.2022
- Mofair/NEE, 2022: 7. Wettbewerber-Report Eisenbahnen 2021/22 https://www.netzwerk-bahnen.de/assets/files/news/2021/03_2021_03-mofair-nee-wettbewerberreport_powerpoint-20211025.pdf
- Öko-Institut, 2014: Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014), online verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2118/2014-674-de.pdf>, besucht am 30.05.2022
- Öko-Institut, 2022: Aktueller Stand der KWK-Erzeugung, persönliche Mitteilung vom 10.06.2022
- Prognos AG/Boos Hummel & Wegerich, 2015: Weiterentwicklung des EEG im Hinblick auf die Kosten industrieller Verbraucher, Teilbericht Eigenversorgung, Projekt 40/15 im Auftrag des BMWi, online verfügbar unter: <http://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/forschungsvorhaben-ee-02.html>, besucht am 30.05.2022

- Prognos AG/Boos Hummel & Wegerich, 2019: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben IV: Fachlos 9 Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung und der Umlagebefreiung von eigenerzeugtem und -genutztem Strom im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Auftrag des BMWi, online verfügbar unter: [Microsoft Word - Wissenschaftlicher Endbericht Teilvorhaben IV Fachlos 9_20190701.docx \(erneuerbare-energien.de\)](#), besucht am 30.05.2022
- Prognos AG/Consentec, 2021: Klimaneutrales Stromsystem 2035 – Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Im Auftrag von Agora Energiewende
- Prognos et. al., 2021: Entwicklung des Investitionsumfelds im Bereich gewerblicher KWK-Eigenerzeugungsanlagen und Perspektiven für Förderstrategien, Autoren: Prognos AG/Öko-Institut e.V./BHKW-Consult/Stiftung Umweltenergierecht, internes Gutachten für das BMWK
- RWTH Aachen University Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), 2022: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2023 bis 2027, online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/portals/1/2022-10-14%20Endbericht%20IAEW.pdf>, besucht am 10.02.2023
- RWTH Aachen University Lehrstuhl für Energiesystemökonomik, 2022: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2023 bis 2027, online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/portals/1/2022-10-14%20Endbericht%20FCN-ESE.pdf>, besucht am 10.02.2023
- r2b energy consulting GmbH, 2021: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2022 bis 2026, online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/portals/1/2021-10-15%20Endbericht%20r2b.pdf>, besucht am 30.05.2022
- Statistisches Bundesamt, 2010: Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2010, online verfügbar unter: [Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2009 \(statistischebibliothek.de\)](#), besucht am 30.05.2022
- Statistisches Bundesamt, 2014: Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2014, online verfügbar unter: [Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2014 \(statistischebibliothek.de\)](#), besucht am 30.05.2022
- Statistisches Bundesamt, 2017: Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2017, online verfügbar unter: [Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2017 \(statistischebibliothek.de\)](#), besucht am 30.05.2022

Statistisches Bundesamt, 2018: Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2018, online verfügbar unter: [Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2018 \(statistischebibliothek.de\)](https://www.statistik.de/fachserie/4/reihe/6.4/2018), besucht am 30.05.2022

Statistisches Bundesamt, 2017: Produzierendes Gewerbe – Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2019, online verfügbar unter: [Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 6.4 - 2019 \(statistischebibliothek.de\)](https://www.statistik.de/fachserie/4/reihe/6.4/2019), besucht am 30.05.2022

UBA 2019, Marktanalyse Ökostrom II. Climate Change 30/2019. Online verfügbar unter [Marktanalyse Ökostrom II](https://www.umweltbundesamt.de/ueber-uns/leistungen/marktanalyse-oe-kostrom-ii), besucht am 13.9.2023

UBA 2023, Analyse eines Unternehmensentwertungsrechts für Strom-Herkunftsnachweise in Deutschland. Climate Change 24/2023. Online verfügbar unter [Unternehmensentwertungsrecht](https://www.umweltbundesamt.de/ueber-uns/leistungen/unternehmensentwertungsrecht), besucht am 13.9.2023

Übertragungsnetzbetreiber, 2016: Prognose Der EEG – Umlage 2017 nach EEG, Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, online verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/20161014_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2017.pdf, besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2016a: Prognose der indikativen KWKG-Umlage 2017 auf der Basis des Regierungsentwurfs, online verfügbar unter: [Microsoft PowerPoint - 2016-10-25 - Veröffentlichung KWKG-Umlage 2017 \[Schreibgeschützt\] \(netztransparenz.de\)](https://www.netztransparenz.de/portals/1/20161025_Veroeffentlichung_KWKG-Umlage_2017_Schreibgeschuetzt.pdf), besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2017: Prognose Der EEG – Umlage 2018 nach EEG, Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, online verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016_Ver%20c3%b6ffentlichung_EEG-Umlage_2018.pdf, besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2017a: Prognose der KWKG-Umlage 2018, online verfügbar unter: [Prognose KWKG-Umlage 2018 \(netztransparenz.de\)](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/KWKG-Umlage/Prognose_KWKG-Umlage_2018.pdf), besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2017b: Ermittlung der Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG) 2018, online verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20c2%a7%2017f%20EnWG/Umlage%20c2%a7%2017f%20EnWG%202017/OHU%20Prognose%202018%20Ver%20c3%b6ffentlichung.pdf>, besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2018: Prognose Der EEG – Umlage 2019 nach EEG, Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, online verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202019/20181015_Ver%20c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202019.pdf, besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2018a: Prognose der KWKG-Umlage 2019, online verfügbar unter:
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Kraft-W%
c3%a4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%
c3%a4ge-Prognosen/Konzept%20zur%20Prognose%20KWKG-Umlage%202019.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Kraft-W%c3%a4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%c3%a4ge-Prognosen/Konzept%20zur%20Prognose%20KWKG-Umlage%202019.pdf), besucht am
30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2018b: EEG-Jahresabrechnung 2017, online verfügbar unter:
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-
Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2017.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2017.pdf), besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2018c: Prognose der Offshore-Netzumlage 2019, online verfügbar
unter:
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%
c2%a7%2017f%20EnWG/Umlage%20%
c2%a7%2017f%20EnWG%202018/ONU%20Prognos
e%202019%20Ver%
c3%b6ffentlichung.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%
c2%a7%2017f%20EnWG/Umlage%20%
c2%a7%2017f%20EnWG%202018/ONU%20Prognos
e%202019%20Ver%
c3%b6ffentlichung.pdf), besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2019: Prognose Der EEG – Umlage 2020 nach EEG, Prognosekonzept
und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, online verfügbar unter:
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/2019-10-15%20Ver%
c3%b6ffentlichung%20EEG-
Umlage%202020.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/2019-10-15%20Ver%
c3%b6ffentlichung%20EEG-
Umlage%202020.pdf), besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2019a: Prognose der KWKG-Umlage 2020, online verfügbar unter:
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Kraft-W%
c3%a4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%
c3%a4ge-Prognosen/Konzept%20zur%20Prognose%20KWKG%20-%20Umlage%202020.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Kraft-W%
c3%a4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%
c3%a4ge-Prognosen/Konzept%20zur%20Prognose%20KWKG%20-%20Umlage%202020.pdf),
besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2019b: EEG-Jahresabrechnung 2018, online verfügbar unter:
https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Jahresabrechnung_2018.pdf, besucht am
30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2019c: Prognose der Offshore-Netzumlage 2020, online verfügbar
unter:
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/ONU%20Prognose%202020%20Ver%
c3%b6ffent
lichung.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/ONU%20Prognose%202020%20Ver%
c3%b6ffent
lichung.pdf), besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2020: Prognose Der EEG – Umlage 2021 nach EEG, Prognosekonzept
und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, online verfügbar unter:
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-
Umlage%202021/2020-10-15%20Ver%
c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202021.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-
Umlage%202021/2020-10-15%20Ver%
c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202021.pdf),
besucht am 30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2020a: Prognose der KWKG-Umlage 2021, online verfügbar unter:
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Kraft-W%
c3%a4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%
c3%a4ge-Prognosen/Konzept%20zur%20Prognose%20KWKG-Umlage%202021.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Kraft-W%
c3%a4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%
c3%a4ge-Prognosen/Konzept%20zur%20Prognose%20KWKG-Umlage%202021.pdf), besucht am
30.05.2022

Übertragungsnetzbetreiber, 2020b: EEG-Jahresabrechnung 2019, online verfügbar unter:
<https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Jahresabrechnung%202019.pdf>, besucht
am 30.05.2022

- Übertragungsnetzbetreiber, 2020c: Prognose der Offshore-Netzumlage 2021, online verfügbar unter:
<https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%20c2%a7%2017f%20EnWG/Konzept%20zur%20Prognose%20ON-Umlage%202021.pdf>,
besucht am 30.05.2022
- Übertragungsnetzbetreiber, 2021: Prognose Der EEG – Umlage 2022 nach EEV, Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, online verfügbar unter:
<https://www.netztransparenz.de/portals/1/2021-10-15%20Ver%c3%b6ffentlichung%20EEG-Umlage%202022.pdf>, besucht am 30.05.2022
- Übertragungsnetzbetreiber, 2021a: Prognose der KWKG-Umlage 2022, online verfügbar unter:
<https://www.netztransparenz.de/portals/1/Konzept%20zur%20Ermittlung%20KWKG-Umlage%202022.pdf>, besucht am 30.05.2022
- Übertragungsnetzbetreiber, 2021b: EEG-Jahresabrechnung 2020, online verfügbar unter:
https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Jahresabrechnung_2020.pdf, besucht am 30.05.2022
- Übertragungsnetzbetreiber, 2021c: Prognose der Offshore-Netzumlage 2022, online verfügbar unter:
<https://www.netztransparenz.de/portals/1/Konzept%20zur%20Ermittlung%20ON-Umlage%202022.pdf>, besucht am 30.05.2022
- Übertragungsnetzbetreiber, 2022: Prognose der KWKG-Umlage 2023, online verfügbar unter:
<https://www.netztransparenz.de/portals/1/Konzept%20zur%20Ermittlung%20KWKG-Umlage%202023.pdf>, besucht am 10.01.2023
- Übertragungsnetzbetreiber, 2022a: EEG-Jahresabrechnung 2021, online verfügbar unter:
<https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Jahresabrechnung%202021.pdf>, besucht am 10.01.2023
- Übertragungsnetzbetreiber, 2022b: Prognose der Offshore-Netzumlage 2023, online verfügbar unter:
<https://www.netztransparenz.de/portals/1/Konzept%20zur%20Ermittlung%20ON-Umlage%202023.pdf>, besucht am 10.01.2023
- Übertragungsnetzbetreiber, 2023: EEG-Jahresabrechnung 2022, online verfügbar unter: [Matrizen \(netztransparenz.de\)](https://www.netztransparenz.de), besucht am 14.09.2023
- VDV, 2020: VDV-Statistik 2020
- VDV, Roland Berger, 2021: Schienengüterverkehr als Garant des Klimaschutzes im Verkehr – Qualität, Innovation und Kunden im Fokus
- Weiss, Carol H., 1995: Nothing as practical as good theory: Exploring theory-based evaluation for comprehensive community initiatives for children and families. In J. Connell, A. Kubisch, L. Schorr & C. Weiss (Eds.), New approaches to evaluating comprehensive community initiatives (S. 65-92). New York: The Aspen Roundtable Institute
- WIIW, 2015: Energy Efficiency and EU Industrial Competitiveness: Energy Costs and their Impact on Manufacturing Activity. Wiener Institut für Internationale Wirtschaftsvergleiche, Research Report 405, 2015. online verfügbar unter [Energy Efficiency and EU Industrial Competitiveness](https://www.wiiw.at/en/publications/energy-efficiency-and-eu-industrial-competitiveness), besucht am 18.9.2023.