

Potentiale einer solidarischen Eigenstromerzeugung der Industrie zur Bereitstellung von Backup-Leistung auf dem deutschen Strommarkt

Nina Patricia Reitsam

Vollständiger Abdruck der von der TUM School of Engineering and Design der Technischen Universität München zur Erlangung des Grades einer Doktorin der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) genehmigten Dissertation.

Vorsitzende/-r: Prof. Dr. Gunther Friedl

Prüfer der Dissertation: 1. Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher
2. Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Rommel

Die Dissertation wurde am 23.04.2021 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die TUM School of Engineering and Design am 31.01.2022 angenommen.

Vorwort und Danksagung

Die Themenauswahl und damit die konkrete Beschäftigung mit der industriellen Eigenstromversorgung hat sich aus meiner beruflichen Tätigkeit ergeben. Ich bin seit 2015 bei der Industrie- und Handelskammer Schwaben beschäftigt und verantworte unter anderem den Themenbereich Energie. Der Regierungsbezirk Schwaben ist ein starker Produktionsstandort und die Unternehmen vor Ort bewegen die Energiewende sowie deren Auswirkungen auf die Strompreise und Versorgungssicherheit sehr. Daher beschäftige ich mich hauptberuflich intensiv mit der Eigenstromversorgung vor allem in Industriebetrieben. Auf diesem Weg haben sich auch wertvolle Synergien ergeben, die mir bei der Bearbeitung der gewählten Forschungsfrage geholfen haben. Neben dem stetigen Kontakt zu Unternehmen und damit dem Zugang zu Daten zählen hierzu auch die Möglichkeiten, auf deutschlandweite Erhebungen des IHK-Dachverbandes DIHK e.V. zurückgreifen zu können. Mir war es daher auch möglich, die vorliegenden Überlegungen mit Unternehmern und Fachexperten zu diskutieren, und es ist mir auch über diese Promotion hinaus ein Anliegen, diese weiter voranzutreiben.

Ich möchte mich daher an dieser Stelle bei der IHK Schwaben bedanken, dass es mir ermöglicht wurde diese Synergien zu nutzen. Ein besonderer Dank gilt Dr. Matthias Köppel für die Betreuung und Unterstützung. Darüber hinaus gilt mein Dank selbstverständlich auch der Technischen Universität München und damit meinem Doktorvater Prof. Dr. Thomas Hamacher und seinem gesamten Team. Eine externe Promotion ist für beide Seiten mit vielen Herausforderungen verbunden. Vielen Dank für Ihre Betreuung und Wegweisung und dafür, dass Sie diese Herausforderung gemeinsam mit mir angenommen haben.

Am Ende möchte ich mich bei meiner gesamten Familie bedanken, die während dieser intensiven Zeit immer unterstützend hinter mir gestanden ist, auch wenn dies auf Kosten der gemeinsamen Zeit ging. In den vergangenen Jahren mussten und müssen wir noch immer mit einigen Schicksalsschlägen zureckkommen. Vielen Dank, dass ihr mich immer ermutigt habt, trotz allem weiterzumachen.

Zusammenfassung

Die Bereitstellung von ausreichend Backup-Leistung auf dem deutschen Strommarkt wird mit dem Ausstieg aus der Kohle- und Kernenergie zu einer der zentralen Herausforderungen der Energiewende. Die Nutzung der Eigenversorgungsanlagen der Industrie könnten hierfür jedoch einen möglichen Lösungsansatz bieten. Industrieunternehmen investieren trotz des Infrastrukturwandels auf dem deutschen Strommarkt in konventionelle Kapazitäten, allen voran KWK-Anlagen. Durch die gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung entstehen zahlreiche Vorteile. Vor allem die Erreichung hoher Temperaturniveaus für angeschlossene Produktionsschritte und der sinkende Kostendruck durch einen verminderten Stromnetzbezug können als positive Effekte aus Unternehmenssicht genannt werden. Letzteres ist aber auch einer der zentralen Kritikpunkte am Konzept der Eigenstromversorgung. Durch die geringere Beteiligung an den Steuern und Abgaben, die im Zuge der öffentlichen Versorgung anfallen, wird die Eigenstromversorgung auch als Entsolidarisierung vom Strommarkt bezeichnet.

Daher wird untersucht, ob anstatt eines unsolidarischen nicht eine solidarische Stromversorgung der Industrie erfolgen kann. Ein hierfür entwickeltes Anlagenkonzept sieht vor, dass die Eigenstromversorgungsanlagen immer dann Strom für die öffentliche Versorgung bereitstellen, wenn die erneuerbaren Energien den Bedarf nicht ausreichend decken können. In den übrigen Stunden versorgt sich das Unternehmen weiterhin selbst mit dem selbst erzeugten Strom. Dabei soll es sich um eine Übergangslösung handeln, bis andere, erneuerbare Technologien diese Aufgabe übernehmen können. Dieses Konzept wird sowohl aus Marktsicht als auch aus Unternehmenssicht geprüft, wobei sich ergibt, dass sich für den Markt zahlreiche Vorteile bieten. Zum einen werden weniger Importe aus dem Ausland benötigt und es kann mehr exportiert werden. Zum anderen hat deren Einsatz positiven Einfluss auf die Börsenstrompreise. Diese werden in den kommenden Jahren deutlich steigen, wie die Untersuchung bis ins Jahr 2040 ergeben hat. Durch den solidarischen Einsatz industrieller Eigenstromversorgungsanlagen kann der Anstieg gemindert werden. Weitere positive Auswirkungen sind eine Entlastung der Netze und weniger Kraftwerksabregelungen genauso wie eine Unterstützung des Emissionsreduktionspfades. Mit dem Ausstieg aus der Kohleenergie spätestens im

Jahr 2038 können die solidarischen Eigenstromversorgungsanlagen Backup-Leistung zur Verfügung stellen und die Energiewende als Übergangslösung zielgerichtet unterstützen. Aus Unternehmenssicht ist das Anlagenkonzept aus Gesichtspunkten der Wirtschaftlichkeit jedoch weniger attraktiv. Die zu erwartenden Erlöse der solidarischen Strommengen an der Börse können die Summe aus Investitions- und Betriebskosten genauso wie die verbrauchsgebundenen Kosten bspw. für den Erdgasbezug oder die CO₂-Preise nicht ausgleichen. Die geltenden Rahmenbedingungen ermöglichen es nicht, das solidarische Anlagenkonzept derart flexibel zu betreiben, als dass auf Marktpreise reagiert werden könnte.

In der Theorie könnte der solidarische Einsatz industrieller Eigenstromerzeugungsanlagen daher zukünftig einen Beitrag zur Bereitstellung von Backup-Leistung liefern. In der Praxis bestehen jedoch noch zahlreiche Hindernisse, die eine solidarische Eigenversorgung verhindern.

Abstract

With the end of the coal and nuclear energy generation, the provision of sufficient back-up power in the German electricity market is becoming one of the central challenges of the current energy transition. The use of industrial power plants could, however, offer a possible solution. Despite the change in infrastructure, industrial companies are investing in conventional capacities, especially CHP plants. The simultaneous generation of electricity and heat results in numerous advantages. Above all, many of them are in need of high temperature levels for various steps in their production. Another positive effect is the possibility to decrease costs. However, there is criticism: Due to the lower participation in the taxes and duties that arise in the course of the public supply, critics say that with the self-supply of electricity, one is disunited from the electricity market. It is therefore being analyzed whether a solidarity-based power supply of the German industry can take place instead of a disunited one. A business model developed for this purpose supposes that the industrial power plants always provide electricity for the public when the renewable energies cannot sufficiently cover the demand. In the remaining hours, the company continues to supply itself with the electricity it has generated. This should be an interim solution until other, renewable technologies can take over this task. This concept is examined both from a market point of view and from the companies' point of view, and shows that there are numerous advantages for the market. On the one hand, fewer imports from other countries are required and more electricity can be exported. On the other hand, their use has a positive influence on electricity prices. They will increase significantly in the coming years, this has been shown by a study projecting prices to the year 2040. The increase can be reduced through the solidarity-based use of industrial power supply systems. Other positive effects are a load relief of the network capacities and fewer power plant curtailments as well as support of the emission reduction path. With the phase-out from coal energy by 2038 at the latest, the industrial power plants can provide back-up power and support the energy transition. From the companies' point of view, however, the business model is less attractive. The expected revenues cannot offset the sum of investment and operating costs neither the consumption-related costs, e.g. for the purchase of natural gas. The current market

conditions do not allow the business model to operate as flexible as needed to react on the development of market prices.

In theory, the solidarity-based use of industrial self-generated power generation systems could therefore contribute to the provision of back-up capacities in the future. In practice, however, there are still numerous obstacles that prevent the business model from evolving its full potential.

Abkürzungsverzeichnis

BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BMJV	Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Markt
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MRL	Minutenreserveleistung
OTC	Over-the-Counter
PHELIX	Physical Electricity Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SRL	Sekundärregelleistung
StromStG	Stromsteuergesetz
StromStV	Stromsteuer-Durchführungsverordnung
PRL	Primärregelleistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VIK	Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

Inhaltsverzeichnis

1 Einführung	1
1.1 Problemstellung und Forschungsbedarf	2
1.2 Zentrale Forschungsfrage und Aufbau der Arbeit	5
1.3 Stand der Forschung	8
2 Datengrundlage	15
2.1 Eigenstromversorgung	15
2.2 Energiesystemmodell	21
3 Methodik	25
3.1 Datenanalyse	26
3.2 Aufbau des solidarischen Geschäftsmodells	27
3.3 Methodik des Energiesystemmodells	27
3.4 Methodik der Investitionsrechnungen	30
4 Einführung in die Eigenstromversorgung	33
4.1 Definition	34
4.2 Anreize und Hemmnisse aus Sicht der Wirtschaft	36
5 Systemische und regulatorische Rahmenbedingungen	45
5.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen	45
5.1.1 Eingrenzung der Eigenstromversorgung	46
5.1.2 Ausnahmen bei der Nutzung der Eigenstromversorgung	53
5.1.3 Umlage- und Steuerpflichten bei der Eigenstromversorgung	54
5.2 Systemische Rahmenbedingungen	63
5.2.1 Strombeschaffungsmöglichkeiten	64
5.2.2 Strommarktdesign und Beteiligungsmöglichkeiten	65
6 Eigenstromversorgung in Deutschland in Zahlen	88
6.1 Aktueller Stand	88

6.2	Trends und Entwicklungen	97
6.2.1	Versorgungssicherheit	99
6.2.2	Strompreise	102
6.2.3	Erneuerbare Energien	108
6.2.4	Konventionelle Energieträger	114
6.3	Zusammenfassung	124
7	Einführung eines solidarischen Anlagenkonzepts	126
7.1	Autarkie vs. Solidarisierung	127
7.2	Grundlagen des Anlagenkonzepts	128
8	Technische Voraussetzungen für den solidarischen Einsatz	134
8.1	Technische Parameter zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen	135
8.1.1	Laständerungsgeschwindigkeit und Mindestlast	135
8.1.2	Schwarzstartfähigkeit und Versorgungswiederaufbau	137
8.1.3	Spannungshaltung	138
8.1.4	Frequenzhaltung	140
8.2	Technologische Bewertung ausgewählter konventioneller Kraftwerke	141
8.2.1	Dampfturbine	142
8.2.2	Gasturbine	145
8.2.3	Gas-und-Dampf-Kraftwerk	147
8.2.4	Verbrennungsmotor	148
8.2.5	Bewertung	151
9	Potentiale solidarischer Eigenstromversorgungsanlagen auf dem Strommarkt	154
9.1	Betrachtete Szenarien im Energiesystemmodell	154
9.2	Ergebnisse der Energiesystemmodellierung	159
9.2.1	Stromerzeugung und Einsatzzeiten	160
9.2.2	Börsenstrompreise	166
9.2.3	Emissionen	169
9.2.4	Lastflüsse	172
9.3	Diskussion der Ergebnisse	176
10	Investitionsrechnung und Kostenvergleich	181
10.1	Eckdaten und Kostenstruktur	181
10.2	Beispiel I: Milchverarbeitendes Unternehmen	186
10.2.1	Eigenstromversorgung	188

10.2.2 Solidarische Eigenstromversorgung	190
10.3 Beispiel II: Kunststoffverarbeitendes Unternehmen	193
10.3.1 Eigenstromversorgung	194
10.3.2 Solidarische Eigenstromversorgung	196
10.4 Diskussion der Ergebnisse	198
10.4.1 Mindesterlös für solidarische Strommengen an der Börse	199
10.4.2 Maximale Stundenanzahl zur Bereitstellung von Backup-Leistung .	202
10.4.3 Maximale Kosten für den Reststrombezug aus dem Netz	203
10.4.4 Auswirkung von Steuerentlastungen	204
10.4.5 Kombinierte Betrachtung der optimierten Rahmenbedingungen .	208
11 Fazit und Bedeutung für die Energiewende	213
Literaturverzeichnis	221
Anhang	236

Abbildungsverzeichnis

4.1	Entwicklung der Strom- und Gaspreise für die Industrie	37
4.2	Durchschnittliche Industriestrompreise 2019	38
4.3	Entwicklung SAIDI _{EnWG} -Gesamt	41
5.1	Privilegierte Eigenversorgungsanlagen nach dem EEG 2017	59
5.2	Bestandteile des deutschen Strommarktdesigns	65
5.3	Übersicht der Handelsprodukte und Fristen am Strommarkt	67
5.4	Preisbildung an der Börse ohne Merit-Order-Effekt	68
5.5	Preisbildung an der Börse mit Merit-Order-Effekt	68
5.6	Handelsprodukte der Strombörsen am Beispiel eines Tagesverlaufs	69
5.7	Handelsprodukte und -zeiten an der Strombörsen	75
5.8	Überblick über die Systemdienstleistungen	78
6.1	Bruttostromerzeugung insgesamt und in der Industrie	93
6.2	Entwicklung der Eigenstromerzeugung nach Engpassleistung	95
6.3	Entwicklung der Strompreise aus Sicht der Wirtschaft	103
6.4	Entwickl. der Bruttostromerzeugung der Industrie nach Energieträgern	114
7.1	Zieldreieck der Nachhaltigkeit	127
9.1	Aufbau der vier Szenarien im Energiesystemmodell	155
9.2	Stromerzeugung im Basisszenario I	161
9.3	Stromerzeugung in allen Szenarien im Jahr 2040	162
9.4	Stromerzeugung der KWK-Anlagen im Jahresverlauf	164
9.5	Stromerzeugung in Bayern im Jahr 2040	165
9.6	Stromerzeugung europäischer Nachbarstaaten im Jahr 2040	166
9.7	Strompreise europäischer Nachbarstaaten im Jahr 2040	169
9.8	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen	171
9.9	Nettolastflüsse im Jahr 2025	173
9.10	Nettolastflüsse im Jahr 2040	174

9.11	Kraftwerksabregelung im Jahr 2040	176
A1	Fragebogen DIHK-Energiewende-Barometer 2016	237
A2	Beispielhafter VBA-Makrocode zur Auswertung der DIHK-Datensätze	243
A3	Fragebogen Unternehmensbefragung Investitionsrechnungen	245
A4	Stromerzeugung der Industrie nach Bundesländern und Branchen	252
A5	BMC zur Einführung des solidarischen Anlagenkonzepts	253
A6	Stromerzeugung im Szenario II	254
A7	Stromerzeugung im Szenario III	254
A8	Stromerzeugung im Szenario IV	255
A9	Entwicklung der Börsenstrompreise in europ. Nachbarstaaten	255
A10	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den europ. Nachbarstaaten	256
A11	Übertragungsflüsse mit den europ. Nachbarstaaten im Jahr 2040	256
A12	Bsp. I: dynam. Investitionsrechnung Eigenstromversorgung	257
A13	Bsp. I: dynam. Amortisationsrechnung Eigenstromversorgung	258
A14	Bsp. I: dynam. Investitionsrechnung solidarische Eigenver. (750 kW _{el})	259
A15	Bsp. I: dynam. Investitionsrechnung solidarische Eigenver. (1 MW _{el})	260
A16	Bsp. I: dynam. Investitionsrechnung solidarische Eigenver. (1,99 MW _{el})	261
A17	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung Eigenstromversorgung	262
A18	Bsp. II: dynam. Amortisationsrechnung Eigenstromversorgung	263
A19	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung solidarische Eigenver. (750 kW _{el})	264
A20	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung solidarische Eigenver. (1 MW _{el})	265
A21	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung solidarische Eigenver. (1,99 MW _{el})	266
A22	Bsp. I: dynam. Investitionsrechnung Grenzkosten Börsenstrompreis	267
A23	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung Grenzkosten Börsenstrompreis	268
A24	Bsp. I: dynam. Investitionsrechnung max. Stunden Backup-Leistung	269
A25	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung max. Stunden Backup-Leistung	270
A26	Bsp. I: dynam. Investitionsrechnung max. Strompreis Reststrombezug	271
A27	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung max. Strompreis Reststrombezug	272
A28	Bsp. I: dynam. Investitionsrechnung Wegfall Steuern (750 kW _{el})	273
A29	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung Wegfall Steuern (750 kW _{el})	274
A30	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung Wegfall Steuern (1 MW _{el})	275
A31	Bsp. I: dynam. Investitionsrechnung bei opt. Rahmenbedingungen	276
A32	Bsp. I: dynam. Amortisation bei opt. Rahmenbedingungen	277
A33	Bsp. II: dynam. Investitionsrechnung bei opt. Rahmenbedingungen	278
A34	Bsp. II: dynam. Amortisation bei opt. Rahmenbedingungen	279

Tabellenverzeichnis

2.1	Stichprobenumfang der DIHK-Datensätze	16
2.2	Einordnung der DIHK-Umfrageteilnehmer nach Branchenzugehörigkeit . .	17
2.3	Einordnung der DIHK-Umfrageteilnehmer nach Mitarbeiteranzahl	18
2.4	Kraftwerkspark im Energiesystemmodell <i>evrys</i>	22
3.1	Preisannahmen im Energiesystemmodell <i>evrys</i>	28
5.1	CO ₂ -Preise im nationalen Brennstoffemissionshandel	62
5.2	Präqualifizierte Regelleistung je Primärenergieträger	80
6.1	Erneuerbare Eigenversorgungskapazitäten nach Branchen	89
6.2	Konventionelle Eigenversorgungskapazitäten nach Branchen	90
6.3	Bruttostromerzeugung insgesamt und in der Industrie	91
6.4	Entwicklung der Versorgungssicherheit aus Sicht der Unternehmen	100
6.5	Entwicklung der Absicherung gegen Stromausfälle	101
6.6	Entwicklung der Weitergabe der Energiekosten an Kunden	103
6.7	Entwicklung des Einkaufs an der Strombörsen in der Wirtschaft	105
6.8	Entwicklung Aufbau eigene Eigenstromversorgungskapazität	105
6.9	Anteil des Eigenerzeugungsanteils am Stromverbrauch	107
6.10	Entwicklung Aufbau erneuerbare Eigenstromversorgungskapazität . . .	108
6.11	Entwicklung Aufbau erneuerbare Eigenstromversorgungskapazität nach Technologien	109
6.12	Stromerzeugung dt. Kraftwerke nach Energieträger und Besitzverhältnis	115
6.13	Entwicklung Aufbau konventionelle Eigenstromversorgungskapazität . .	116
6.14	KWK-Anlagen zur Eigenstromerzeugung	118
6.15	KWK-Anlagen zur Eigenstromerzeugung nach Branchen	119
6.16	Bruttostromerzeugung der Industrie im Jahr 2017	121
6.17	Sonstige fossile Energieträger zur Eigenstromerzeugung	122
6.18	Sonstige fossile Energieträger zur Eigenstromerzeugung nach Branchen .	123

8.1	Technologiebewertung zur Bereitstellung von Backup-Leistung und Systemdienstleistungen	152
9.1	Verteilung des Kraftwerkszubaus auf die bayerischen Regierungsbezirke .	159
9.2	Einsatzzeiten Gaskraftwerke und KWK-Anlagen	163
9.3	Entwicklung der Börsenstrompreise je Szenario	167
10.1	Eckdaten der solidarischen Eigenstromversorgungsanlagen	183
10.2	Kostenstruktur der solidarischen Eigenstromversorgungsanlagen	184
10.3	Bsp. I: Unternehmen aus dem milchverarbeitenden Gewerbe	187
10.4	Bsp. I: Überblick bestehender Eigenstromversorgungsanlagen	187
10.5	Bsp. I: Investitionsrechnung reiner Eigenversorgung	189
10.6	Bsp. I: statische Amortisation reiner Eigenversorgung	190
10.7	Bsp. I: Eckdaten Anlagen solidarischer Eigenversorgung	191
10.8	Bsp. I: Investitionsrechnung solidarischer Eigenversorgung	192
10.9	Bsp. II: Unternehmen aus dem kunststoffverarbeitenden Gewerbe	193
10.10	Bsp. II: Überblick bestehender Eigenstromversorgungsanlagen	194
10.11	Bsp. II: Investitionsrechnung reiner Eigenversorgung	195
10.12	Bsp. II: statische Amortisation reiner Eigenversorgung	196
10.13	Bsp. II: Eckdaten Anlagen solidarischer Eigenversorgung	197
10.14	Bsp. II: Investitionsrechnung solidarischer Eigenversorgung	198
10.15	Berechnung Mindesterlöse an der Strombörse	201
10.16	Berechnung maximaler Strompreis für Reststrommenge	203
10.17	Auswirkungen der CO ₂ -Steuer auf die Wirtschaftlichkeit	205
10.18	Auswirkungen des vollständigen Steuererlasses auf die Wirtschaftlichkeit	206
10.19	Mehrkosten bei steigenden CO ₂ -Preisen	207
10.20	Bsp. I: Auswirkungen der optimierten Rahmenbedingungen	209
10.21	Bsp. I: statische Amortisation der optimierten Rahmenbedingungen . . .	210
A1	Mengen und Preise der unterschiedlichen Regelleistungsprodukte	250
A2	Nettostromerzeugung der Industrie nach Anlagenart	251

1 Einführung

„[...] Eines ist gerade für mich als Wirtschaftsminister klar: Geschäftsmodelle werden in Zukunft nur noch dann erfolgreich sein, wenn sie die Energiewende und den Klimaschutz mitdenken. Hierin liegt eine Herausforderung. Hierin liegt aber auch eine große Chance für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Die Energiewende ist nicht nur ein zentrales energiepolitisches Projekt, sie ist zugleich eines der größten Modernisierungsprojekte für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Diese Potentiale müssen wir noch besser nutzen [...].“

Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier am 6. Juni 2019 zum zweiten Fortschrittsbericht zur Energiewende (BMWi 2019b)

Aus dem Zitat des amtierenden Bundeswirtschaftsministers Peter Altmaier geht hervor, dass es sich bei der Energiewende in Deutschland um weit mehr als den Ausbau der erneuerbaren Energien handelt. Die Energiewende ist ein großes Infrastrukturprojekt mit weitreichenden Auswirkungen und Betroffenheiten über den Energiesektor hinaus. Ein vormals oligopol und zentralistisch geprägtes System erfährt seit seiner Liberalisierung im Jahr 1998 und der Einführung des Erneuerbare-Energie-Gesetzes im Jahr 2000 einen immensen Wandel. Im Jahr 2020 werden beispielsweise bereits 16,8 % des Primärenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt (BDEW 2020). Ziel dieser Anstrengungen, vor allem der Ausbau der erneuerbaren Energien, ist der Klimaschutz und eine möglichst große Reduktion der Treibhausgasemissionen. Dies ist nicht nur politischer, sondern vor allem gesellschaftlicher Wille.

Auch wenn das Ziel mit Perspektive 2050 und mindestens 80 % Treibhausgasreduktion im Vergleich zum Referenzjahr 1990 bereits klar ist und verbindliche Reduktionspfade auch gesetzlich verankert werden (BMU 2017), ist der Weg dorthin noch ungewiss. Nach wie vor besteht Unklarheit über zahlreiche Herausforderungen, die dieser Wandel in den kommenden Jahren mit sich bringen wird. Neue Geschäftsmodelle können, wie auch von Wirtschaftsminister Altmaier angesprochen, zum Erfolg der Energiewende und da-

mit zum Erreichen des Gesamtziels beitragen. Diese Arbeit möchte daher eine der zentralen Herausforderungen im Zuge der Energiewende adressieren, nämlich den Wegfall konventioneller Kraftwerke und die damit verbundenen Konsequenzen für das Strommarktsystem. Es soll ein möglicher Lösungsansatz diskutiert werden, der die industrielle Eigenstromerzeugung aus einem neuen Blickwinkel betrachtet und ein potentielles Geschäftsmodell vorstellt.

1.1 Problemstellung und Forschungsbedarf

Wie bereits erwähnt, bringt das Großprojekt Energiewende zahlreiche Herausforderungen mit sich, deren Bewältigung in einigen Fällen noch nicht abschließend geklärt ist. Ein Beispiel hierfür sind die konventionellen Kraftwerke.

In den kommenden Jahren werden zahlreiche konventionelle Kraftwerke vom Netz gehen: zum einen die Kernenergieanlagen, die bereits Ende 2022 deutschlandweit abgeschalten werden und zum anderen der bereits angelegte Ausstieg aus der Kohleenergie bis spätestens 2038. Hinzu kommt, dass weitere konventionelle Stromerzeugungsanlagen, wie beispielsweise Gaskraftwerke, häufig nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Dies hängt mit der Funktionsweise des vorherrschenden Energy-Only-Marktes und den damit verbundenen geringen Einsatzhäufigkeiten dieser Anlagen zusammen. Der Effekt verstärkt sich mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien; somit werden die Einnahmemöglichkeiten für Betreiber konventioneller Anlagen am Markt zusehends geschränkt. Der Bau von neuen Kraftwerken ist unter den beschriebenen Umständen nicht wirtschaftlich und damit unattraktiv für potentielle Investoren. Obwohl diese Entwicklung bereits hinreichend bekannt ist, ergeben sich damit Folgeproblematiken am Markt: Die konventionellen Kraftwerke sind derzeit vor allem für die Bereitstellung von Residuallast und für einige zentrale Systemdienstleistungen verantwortlich und damit wichtige Marktteilnehmer auch über deren klassische Stromerzeugung hinaus. Mit ihrem Wegfall ist fraglich, wer diese Dienstleistungen am Markt zukünftig erbringt.

Unter Residuallast versteht man die Leistung, die durch die erneuerbaren Energien am Markt nicht gedeckt werden kann, also die zusätzliche Leistungsdeckung über konventionelle Anlagen. Durch die volatile Stromeinspeisung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen schwankt diese Residuallast. Laut Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wird sich die Residuallast im konservativen Szenariorahmen B im Jahr 2035 auf 77 GW belaufen (ÜNB 2019). In der Leitstudie der Deutschen Energie-Agentur (dena) zur integrierten Energiewende wird sogar von einer

Spitzenlast von bis zu 160 GW ausgegangen (dena 2018). Die Entwicklung der Stromnachfrage etwa wird im Zuge der Sektorkoppelung an dieser Stelle ein entscheidender Faktor sein. Zudem wird davon ausgegangen, dass der Bedarf im Tagesverlauf zukünftig höheren Schwankungen unterliegt (ÜNB 2019). Auch in diesen kritischen Stunden muss der Strombedarf gedeckt werden, daher sind entsprechende Konzepte zukünftig von enormer Bedeutung.

Außerdem werden zentrale Systemdienstleistungen derzeit von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Zu diesen Dienstleistungen zählen die Spannungshaltung in Form von Blind- und Kurzschlussleistung, die Frequenzhaltung, der Versorgungswiederaufbau und die Momentanreserve. Bis auf die Frequenzhaltung, die in Form des Regelleistungsmarktes bereits heute einem Geschäftsmodell unterliegt, werden die anderen genannten Komponenten von konventionellen Anlagen mit Synchrongenerator automatisch und kostenlos zur Verfügung gestellt. Besonders der Spannungshaltung kann im Zuge der Digitalisierung und den dadurch immer höheren Anforderungen an die Versorgungsqualität zukünftig ein hoher Stellenwert beigemessen werden. Wer diese Systemdienstleistungen, aber vor allem die notwendige Residuallast zukünftig sichert und in ausreichenden Mengen zur Verfügung stellt, ist Kern der vorliegenden Problemstellung.

In der Forschung werden bereits mögliche Lösungsansätze, beispielsweise mit Hilfe von Speichertechnologien, diskutiert. Diese Arbeit beschäftigt sich jedoch mit einer speziellen Zielgruppe, die in diesem Kontext in der Forschung noch nicht im Detail analysiert wurde, und zwar die Industriebranche mit ihren Eigenversorgungsanlagen.

Die Eigenstromversorgung hat eine lange Tradition in besonders energieintensiven Wirtschaftszweigen. Seit der erwähnten Strommarktliberalisierung im Jahr 1998 ist jedoch auch eine stärkere Regulierung durch den Gesetzgeber zu beobachten. Zudem wird in diesem Zusammenhang häufig von einer Entsolidarisierung gesprochen, denn durch die eigenständige Stromproduktion wird der Bezug aus dem Netz reduziert, die Kosten für das Netz bleiben dadurch jedoch fast unverändert und müssen von anderen Marktteilnehmern getragen werden, die über keine eigene Stromproduktion verfügen. Die Kosten für den Einzelnen können dadurch steigen. Damit kann auch die Eigenstromversorgung unter dem Gesichtspunkt einer wachsenden Autarkie vom Energieversorgungssystem gesehen werden. Ein Trend, der sich im Zuge der Energiewende immer häufiger beobachten lässt.

Der Wirtschaft und vor allem der Industrie kann ein Interesse an einer eigenen Stromproduktion unterstellt werden. Zum einen steigen die Strompreise für den Bezug aus dem öffentlichen Netz, was für größere Verbraucher nicht selten ein signifikanter Kostenfaktor ist und mit Hilfe einer eigenen Stromproduktion zumindest teilweise reduziert werden

könnten. Zum anderen spielt die erwähnte Versorgungsqualität eine immer größere Rolle, da Produktionsprozesse durch die zunehmende Automatisierung und Digitalisierung immer sensibler gegenüber Spannungsschwankungen werden. Die Schwankungen können zu Produktionsstörungen oder sogar -ausfällen führen und die Industrie hat ein großes Interesse daran, dies zu vermeiden. Mit einer eigenen Stromproduktion können diese beiden Entwicklungen zumindest teilweise im Unternehmen beeinflusst werden.

Aus diesen Gründen ergibt sich nun der vorliegende Forschungsbedarf und im weiteren Verlauf auch die Forschungsfrage. Sowohl rund um die zukünftige Bereitstellung von Systemdienstleistungen als auch Residuallast steht die Wissenschaft vergleichsweise noch am Anfang der Entwicklung neuer Lösungsansätze. Erste Erkenntnisse und Arbeiten hierzu werden im Folgenden vorgestellt.

Zur Eigenstromversorgung gibt es kaum tiefgehende Forschungsarbeiten, was vor allem mit der schwierigen Datenlage zusammenhängt. Bislang gibt es nur wenige und punktuelle Erhebungen über die Verteilung und Größe bestehender Eigenstromversorgungsanlagen. Häufig beschränken sich die Daten auf Großkraftwerke, sodass nur wenige Aussagen über die gesamte installierte Leistung möglich sind. Mit der derzeitigen Umsetzung des Marktstammdatenregisters und der damit intendierten Datentransparenz könnte sich dies perspektivisch ändern. Nichtsdestotrotz kann durch den vorliegenden Zugang zu Daten des Deutschen Industrie- und Handelskammertages e.V. (DIHK) schon in diesen Ausführungen ein Beitrag zur Grundlagenforschung auf diesem Themengebiet geleistet werden.

Zusammenfassend besteht die Problemstellung darin, dass die derzeitig am Markt befindlichen konventionellen Kraftwerke wichtige Dienstleistungen erbringen, die perspektivisch wegfallen werden und für die es bisher keine Geschäftsmodelle zur zukünftigen Bereitstellung gibt. Der Bau neuer konventioneller und zentraler Großkraftwerke ist auf Grundlage der aktuellen Marktbedingungen kein attraktives Geschäftsmodell. Parallel kann aber aus Sicht der Wirtschaft und vor allem der Industriebranche eine Investitionsbereitschaft in Eigenstromversorgungsanlagen angenommen werden. Aus der Zusammenführung dieser Punkte können sich dezentrale und solidarische Lösungsansätze ergeben, die im Gegensatz zu den bisherigen Autarkiebestrebungen stehen und in dieser Form in der Forschung noch nicht betrachtet wurden.

1.2 Zentrale Forschungsfrage und Aufbau der Arbeit

Im Rahmen der Problemstellung wurden bereits die unterschiedlichen Forschungsgegenstände dargestellt. Es geht um die Frage, wer zukünftig in konventionelle Kraftwerke investieren wird, damit ausreichend Backup-Leistung zur Verfügung steht und welche Rolle die Wirtschaft, vor allem aber die Industrie dabei spielen kann. Im Kern der Arbeit soll die Industrie als potentieller Investor in neue konventionelle Erzeugungsanlagen betrachtet werden, insbesondere die Frage, ob diese die erwähnte Dienstleistung am Markt erbringen können.

Im Zuge der Eigenstromversorgung wird häufig von einer Entsolidarisierung gesprochen. Die Entkopplung der Stromverbraucher vom Netz ist einer der größten Kritikpunkte in der öffentlichen Debatte. Daher können sich Hemmnisse bei der Umsetzung und der Kommunikation dieser Projekte ergeben. Um diesen Punkt im Zuge dieser Arbeit zu adressieren, soll bewusst ein solidarisches Anlagenkonzept untersucht werden, welches im Gegensatz zu den häufig nach Autarkie strebenden Modellen im Zuge der Energiewende steht.

Das Wort „solidarisch“ wird im Duden (Bibliographisches Institut 2019) wie folgt definiert:

- mit jemandem übereinstimmen und für ihn einstehen, eintreten
- gemeinsam verantwortlich
- gegenseitig verpflichtet
- Synonyme: einvernehmlich, gemeinschaftlich, im Team, in Kooperation

Das bedeutet in Bezug auf die vorliegende Arbeit, dass keine Entkoppelung dieser Anlagen vom Netz untersucht wird, sondern dass die Anlagenbetreiber gemeinschaftlich mit den Netzbetreibern, Bilanzkreisverantwortlichen und für den gesamten Markt bei der Bereitstellung von Backup-Leistung zusammenarbeiten. Die Anlagen sollen system-, netz- und marktdienlich eingesetzt werden. Überträgt man dieses solidarische Konzept auf die Realität, so würde das bedeuten, dass ein Anlagenbetreiber seine Anlagenleistung dem Markt zugänglich macht. Im Zuge dieser Arbeit wird sogar die Hypothese aufgestellt, dass ein Industrieunternehmen bewusst in eine größere Anlagenleistung investiert, um zusätzliche Backup-Leistungen am Markt vorhalten zu können. Verbunden mit dieser Annahme entsteht auch kein Widerspruch mit einer solidarischen Eigenstromerzeugung, da sowohl der Markt als auch das Unternehmen entsprechend Vorteile aus dem Anlagenkonzept ziehen können. Unter dem Begriff Backup-Leistung werden darüber hinaus

keine Kalt- oder Kapazitätsreserven außerhalb des Marktes verstanden, sondern es soll ein Lösungsansatz untersucht werden, der nur Kraftwerke am Markt berücksichtigt. Damit stehen die Überlegungen im Gegensatz zu den Kapazitätsreserveausschreibungen der ÜNB, die im Jahr 2018 gestartet wurde (ÜNB 2021). Daher ergibt sich die folgende zentrale Forschungsfrage, die im Zuge dieser Ausarbeitungen beantwortet werden soll:

Welche Effekte hat der solidarische Einsatz von industriellen Eigenstromversorgungsanlagen zur Bereitstellung von Backup-Leistung auf den Strommarkt und stellt dieses Anlagenkonzept für Industrieunternehmen eine attraktive Investition dar?

Der in der Forschungsfrage enthaltene Wirtschaftlichkeitsaspekt soll jedoch nicht nur bezogen auf den effizienten Betrieb aus Sicht des Unternehmens untersucht werden, sondern am Ende auch, ob ein gesamtwirtschaftlich effizienter Effekt auf den Markt möglich ist. An dieser Stelle stehen sich erneut dezentrale und zentrale Anlagenkonzepte gegenüber und die Frage, ob es volkswirtschaftlich rentabler ist, zentrale Großkraftwerke für den genannten Zweck zu errichten, oder ob dezentrale Anlagen, beispielsweise der Industrie, die Dienstleistung kosteneffizienter bereitstellen können. Um diese Fragen zu untersuchen, wurde folgender Aufbau der Arbeit gewählt.

Nach dieser Einführung im Kapitel 1, die im weiteren Verlauf noch einen Überblick über den aktuellen Stand der Forschung enthält, wird die verfügbare Datengrundlage in Kapitel 2 vorgestellt. Wie bereits erwähnt, ist die Eigenstromversorgung in der Wirtschaft bisher noch nicht mit einem umfassenden Datenhintergrund abgebildet. Daher werden die zum einen bereits öffentlich zugänglichen und im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Datenquellen präsentiert. Zum anderen werden auch die nicht-öffentlichen Datensätze, die über den DIHK zugänglich gemacht wurden, in ihren Grundzügen dargestellt. Im Anschluss daran wird im Kapitel 3 zur weiteren Vorbereitung auf den Hauptteil das methodische Vorgehen beschrieben.

Der Hauptteil dieser Arbeit beginnt in Kapitel 4 mit einer Einführung in die Eigenstromversorgung. Neben der Definition und einem kurzen geschichtlichen Rückblick werden die Vorteile aus Sicht der Wirtschaft dargelegt und somit analysiert, welche Anreize ein Industrieunternehmen derzeit tatsächlich hat, in eine entsprechende Anlage zu investieren.

In Kapitel 5 werden die derzeitigen Rahmenbedingungen für Eigenstromversorgungsanlagen zusammengefasst. Diese werden sowohl aus rechtlicher als auch aus regulatori-

scher Sicht betrachtet. Die gesetzlichen Vorgaben beinhalten vor allem die steuerrechtlichen Verpflichtungen. Dies ist für die Entwicklung des solidarischen Anlagenkonzepts von Bedeutung. Zudem werden im Zuge dieses Kapitels auch die systemischen Rahmenbedingungen analysiert. Das bedeutet, dass die derzeitigen Marktbedingungen für Eigenstromversorgungsanlagen erarbeitet und bereits vorhandene Geschäftsmodelle und Beteiligungsmöglichkeiten für diese Kraftwerke betrachtet werden.

Im Anschluss wird ein Überblick über den derzeitigen Stand der Eigenstromversorgung in Deutschland gegeben. In Kapitel 6 wird demnach näherungsweise versucht, die verfügbare Leistung der derzeit vorhandenen Anlagen der Wirtschaft zu erarbeiten und Trends der vergangenen Jahre abzulesen. Des Weiteren werden mit Hilfe der Daten des DIHK branchenspezifische Untersuchungen durchgeführt und die Eigenstromversorgung hinsichtlich der Strompreisentwicklungen, dem Aspekt der Versorgungssicherheit und der Anwendung von erneuerbaren und konventionellen Technologien untersucht. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen dienen zur Identifikation der zentralen Technologien, die in der Industrie angewendet werden.

Im anschließenden Kapitel 7 wird das solidarische Anlagenkonzept und das dahinter stehende Geschäftsmodell eingeführt. Der Aufbau des Modells orientiert sich dabei sowohl am Zieldreieck der Nachhaltigkeit als auch in der Abgrenzung der zu beobachtenden Autarkiebestrebungen zahlreicher Akteure. Mit Hilfe eines Business Model Canvas wird das Geschäftsmodell schließlich eingegrenzt, bevor in Kapitel 8 eine Eingrenzung der möglichen Kraftwerkstechnologien erfolgt. Basierend auf der Datenanalyse in Kapitel 6 werden die zentralen konventionellen Technologien, die in der Industrie angewendet werden, im Einzelnen betrachtet und miteinander verglichen. Mit Hilfe technischer Parameter wird diskutiert, welche der Technologien sich am besten für das solidarische Anlagenkonzept eignet und damit die Grundlage für die weiteren Untersuchungen bildet.

In Kapitel 9 und 10 wird das solidarische Anlagenkonzept getestet: zum einen in seinen Einsatzmöglichkeiten am Markt und damit eine volkswirtschaftliche Bewertung; zum anderen in den Anwendungsmöglichkeiten in einem Unternehmen, vor allem aus Sicht der Wirtschaftlichkeit und damit eine betriebswirtschaftliche Analyse. In Kapitel 9 wird für die Marktanalyse mit einem Energiesystemmodell gearbeitet, welches den Kraftwerkseinsatz auf Basis der Kosten optimiert, um Rückschlüsse auf die Funktionsweise des Geschäftsmodells ziehen zu können. Mit Hilfe unterschiedlicher Szenarien werden sowohl die klassische Eigenversorgung, die solidarische Eigenversorgung, als auch der Einsatz zentraler Kraftwerke miteinander verglichen. Das Modell erlaubt somit Rückschlüsse auf die Lastflüsse, Emissionen, die Preisentwicklung als auch die reine Stromerzeugung

und damit eine Bewertung des solidarischen Anlagenkonzepts.

Die Investitionsrechnungen in Kapitel 10 betrachten das Geschäftsmodell schließlich aus Unternehmenssicht und es werden beispielhafte Berechnungen anhand von zwei realen Unternehmen des produzierenden Gewerbes durchgeführt. Diese erlauben es, das solidarische Anlagenkonzept erneut aus einem anderen Blickwinkel zu bewerten und die Forschungsfrage zu beantworten. Am Ende erfolgen ein Gesamtfazit sowie ein Blick auf den weiteren Forschungsbedarf, der sich aus den Resultaten dieser Arbeit ergibt.

1.3 Stand der Forschung

Im Zuge der Problemstellung wurde darauf hingewiesen, dass es sich bei der vorliegenden Thematik um ein bisher relativ unerforschtes Gebiet handelt. Dies hängt zum einen mit der Aktualität und Dynamik des Themas zusammen. Zum anderen stellt die erwähnte mangelnde Datenverfügbarkeit eine Herausforderung dar. Daher beziehen sich die folgenden Ausführungen zum Stand der Forschung jeweils auf einzelne Teilgebiete, die zur Beantwortung der vorliegenden Forschungsfrage von Relevanz sind. Neben den aufgelisteten Publikationen spielen auch aktuelle Gesetzestexte sowie Veröffentlichungen und Leitfäden öffentlicher Stellen eine zentrale Rolle. Beispielsweise kann an dieser Stelle der offizielle Leitfaden der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Eigenstromversorgung genannt werden, der die derzeitige Gesetzeslage anhand praktischer Fälle definiert. Obwohl diese und vergleichbare Ausführungen von zentraler Bedeutung für die Bearbeitung dieser Arbeit sind, soll im weiteren Verlauf eine Fokussierung auf wissenschaftliche Publikationen und Studien erfolgen.

Matzen und Tesch: Industrielle Energiestrategien

In den Kapiteln 4 und 5 dieser Arbeit geht es um die Sichtweise der Wirtschaft und die damit verbundene Einordnung der Eigenstromversorgung im unternehmerischen Kontext. In diesem Rahmen ist ein aktueller Sammelband von Matzen und Tesch aus dem Jahr 2017 zu erwähnen, der insgesamt aus 35 einzelnen Artikeln besteht und unter Mitwirkung von 46 Autoren aus Wissenschaft und Wirtschaft entstand. Insgesamt erweisen sich die Artikel als sehr praxisorientiert und werfen einen Blick auf die Möglichkeiten von Industrieunternehmen am Strommarkt. Es werden die Chancen und Risiken wie auch Probleme im Zuge der aktuellen Änderungen am Strommarkt adressiert und die unterschiedlichsten Aspekte der Thematik für Industrieunternehmen angesprochen. Dazu

zählen zum Beispiel die rechtlichen Rahmenbedingungen und allgemeine Informationen zur Funktionsweise des Marktes bis hin zu Energiemanagementsystemen, Energiecontrolling und Methoden zur Entwicklung einer Energiestrategie. Besonders hervorgehoben werden können aber die folgenden Artikel, die genauer vorgestellt werden.

Baumhögger und Perret erörtern in ihrer Publikation die Funktionsweise und Beteiligungsmöglichkeiten an den bestehenden Energiemarkten. Dabei gehen sie sowohl auf die unterschiedlichen Handelsplätze und Produkte als auch die Preis- und Vertragsbildung ein. Damit schaffen sie eine Grundlage für Ansatzpunkte von industriellen Kraftwerken zur Vermarktung ihrer Strommengen auf Basis des aktuellen Rechtsrahmens. Diese werden dann in Kapitel 19 von Würfel et al. nochmals konkretisiert und die möglichen Energiebeschaffungswege für Industrieunternehmen über den direkten Handelsplatz hinaus veranschaulicht. Auch die Eigenstromerzeugung wird darin als alternative Beschaffungsmöglichkeit vorgestellt und die damit verbundenen Risiken werden diskutiert.

Ähnlich sind auch die Ausführungen von Uwer und Rademacher. Sie beziehen sich in der Darstellung des aktuellen Rechtsrahmens konkret auf Eigenversorgungsanlagen und die damit verbundenen Genehmigungspflichten und Steueraspekte. Damit wird ein entsprechender Überblick über die zahlreichen Regelungen und Verordnungen die eigene Stromproduktion betreffend gegeben.

Die technische Seite der Eigenstromversorgung betrachtet dagegen Riedle in seinem Artikel zur Kraftwerkstechnik. Darin stellt er die unterschiedlichen konventionellen und regenerativen Kraftwerkstechniken vor, die sich für die Eigenstromerzeugung der Industrie in unterschiedlichen Größenklassen eignen könnten. Zudem definiert er allgemeine Kenngrößen, die zur Bewertung und zum Vergleich der einzelnen Technologien untereinander herangezogen werden können.

Der Sammelband beschreibt den zum Zeitpunkt der Veröffentlichung aktuellen Forschungsstand mittels einer umfassenden Literaturrecherche. Insgesamt bieten die einzelnen Artikel einen neuen Blickwinkel aus Sicht eines Unternehmens auf den derzeitigen Energiemarkt (Matzen und Tesch 2017). Mit der Fokussierung der Eigenstromversorgung und der Diskussion neuer Ansatzpunkte für Geschäftsmodelle im Zuge dieser Arbeit erfolgt daher eine Ergänzung und Weiterführung der Ausführungen von Matzen und Tesch.

Döring: Energieerzeugung nach Novellierung des EEG

Die von Döring im Jahr 2015 veröffentlichte Publikation soll Unternehmen bei der Entscheidung einer Investition in eine eigene Energieerzeugung unterstützen. Zum einen werden die Vor- und Nachteile einer dezentralen Energieversorgung für Industrieunternehmen beleuchtet. Zum anderen werden aber auch konkrete Wirtschaftlichkeitsberech-

nungen durchgeführt und die Rentabilität dieser Anlagen im vorliegenden Rechtsrahmen bewertet. Konkret beschäftigt sich dieses Buch auch mit den Novellierungen im Zuge des Erneuerbare-Energie Gesetz (EEG) und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) (Döring 2015). Bei diesen Ausführungen handelt es sich erneut um ein sehr praxisorientiertes Werk, welches sowohl den Stand der Technik zusammenträgt als auch beispielhafte Anlagen aus betriebswirtschaftlicher Sicht bewertet. Jedoch muss zum einen berücksichtigt werden, dass es seit der Veröffentlichung im Jahr 2015 bereits eine EEG-Novelle gab, mit Auswirkungen noch nicht enthaltenden Auswirkungen auf die Eigenstromversorgung. Zum anderen liegt der Fokus auf der innerbetrieblichen Umsetzung und vernachlässigt daher das Gesamtsystem. Die vorliegende Arbeit erweitert die Sichtweise auch auf die volkswirtschaftlichen Auswirkungen.

Bardt u.a.: Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom

Im Jahr 2014 wurde ein vom Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) in Auftrag gegebenes Gutachten mit dem Titel „Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom - Stand, Potentiale und Trends“ veröffentlicht. Ausgearbeitet wurde die Studie vom Institut der deutschen Wirtschaft Köln und dem energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI). Das Gutachten untersucht den Rechtsrahmen rund um die Eigenstromversorgung und bezieht dabei neben dem EEG auch weitere Aspekte wie die Stromsteuer oder die Netzentgelte ein, um ein vollumfassendes Bild zu ermöglichen. Zudem erfolgt eine quantitative Einschätzung des möglichen Selbstverbrauchs nach Sektoren. Es werden sowohl der Haushaltssektor als auch die Industrie, der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD-Sektor) sowie der Verkehrsbereich betrachtet. Ergebnis dieser Untersuchung ist, dass der rechtliche Rahmen und die damit verbundenen Änderungen zu Planungsunsicherheiten bei den Akteuren führen. Das Potential des möglichen Selbstverbrauchs in den einzelnen Sektoren wird dagegen als sehr hoch eingestuft. Im GHD-Sektor beispielsweise wird davon ausgegangen, dass bis zu 91 % des Nettostromverbrauchs über eine Eigenerzeugung gedeckt werden könnten. Als Hemmnis wird jedoch die zum Zeitpunkt des Gutachtens bereits bekannte EEG-Umlagepflicht auf die Eigenstrommengen gesehen. Die Autoren sehen darin einen großen Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit und damit Investitionsbereitschaft über die Sektoren hinweg.

Das Gutachten umfasst am Ende zudem Positionen aus der Politik und von ausgewählten Verbänden. Ergebnis ist, dass sich die Interessenslage sehr unterschiedlich darstellt und bei der Eigenstromversorgung bisher kein einheitliches Meinungsbild vorhanden ist. Das Argument der Entsolidarisierung wurde bereits eingeführt und kann an dieser Stelle als

Beispielargument der BNetzA genannt werden. Obwohl sich der Großteil der Verbände prinzipiell für bessere Rahmenbedingungen ausspricht, herrscht eine große Diskrepanz zwischen den jeweiligen Forderungen. Einige Verbände aus dem Bereich der erneuerbaren Energien regen beispielsweise eine reine Privilegierung erneuerbarer Eigenstrommengen an. Damit wird auch die Schwierigkeit bei der Vorstellung und Diskussion neuer Ansatzpunkte in diesem Bereich deutlich (Bardt u. a. 2014).

Die Studie deckt ein ähnliches Forschungsfeld wie die vorliegende Arbeit ab, jedoch konzentriert sie sich auf die rein theoretischen Potentiale im Gesamtsystem.

Gawlick u.a.: Szenarien für die bayerische Stromversorgung bis 2040

In einer gemeinsamen Studie des ifo-Instituts und des Lehrstuhls für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme der TU München werden die Szenarien für die Stromversorgung in Bayern bis 2040 beleuchtet. Für die Analyse wird das Energiesystemmodell *evrys* verwendet, welches auch im Rahmen dieser Arbeit eingesetzt wird.

Die Studie untersucht die Auswirkungen des Wegfalls konventioneller Kapazitäten für die Stromversorgung in Bayern. Mit Hilfe einer Erweiterung der Modellierung um drei Szenarien können zudem die Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien, der Ausbau von Gaskraftwerken und KWK-Anlagen ermittelt werden. Ergebnis ist, dass Bayern eine Versorgungslücke im Umfang von ca. 3 GW aufweisen wird. Auch der in den Szenarien hinterlegte Ausbau wird einen verstärkten Importbedarf nicht verhindern. Daher empfehlen die Autoren eine Kombination aus einem Ausbau erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen, um die Emissionen zu beschränken, die Versorgungssicherheit zu stärken, zwei Preiszonen in Deutschland zu vermeiden und die Investitionskosten zu begrenzen (Gawlick u. a. 2020). Die Ergebnisse der Studie dienen zum einen als Grundlage für die weiterführenden Analysen rund um das solidarische Anlagenkonzept. Zum anderen werden für die Grundannahmen der Modellierung ähnliche Rückschlüsse gezogen, sodass die in der Studie hinterlegte Datengrundlage auf diese Arbeit angewendet werden kann.

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): BHKW-Grundlagen

Die ASUE veröffentlicht Studien, Checklisten und Datenblätter, die nicht im wissenschaftlichen Kontext stehen. Jedoch enthalten sie für die Forschung wichtige Datengrundlagen und Parameter, die bei Herstellern und Nutzern, beispielsweise von KWK-Anlagen, abgefragt werden. Diese herstellerneutralen Erkenntnisse können daher einen

Mehrwert bieten. Zudem dienen die Veröffentlichungen als Entscheidungshilfe für interessierte Unternehmen. Für die vorliegende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Sicht zweier Industrieunternehmen ist aus diesem Grund die Publikation „BHKW-Grundlagen“ von besonderer Bedeutung.

Darin werden der Einsatz und die Funktionsweise eines BHWK beschrieben und der Leser über die unterschiedlichen Betriebsmöglichkeiten und Kriterien zur richtigen Auslegung der Anlage aufgeklärt. Zudem wird die Wirtschaftlichkeit von BHKWs betrachtet und die einzelnen Kostenpunkte in Verbindung mit der Installation einer Anlage eingeführt. Besonders dabei ist, dass die ASUE-Studie jeweils die unterschiedlichen Größenklassen in Form von Streudiagrammen berücksichtigt und keine pauschalen Aussagen über alle Leistungsklassen hinweg getroffen werden. Zudem wird gleichzeitig zwischen einzelnen Technologien unterschieden. Auf diesem Weg können beispielsweise die betriebsgebundenen Kosten einer spezifischen Anlage für Wartung und Instandhaltung genauer abgelesen werden und die Annahmen für die weiterführenden Analysen sind damit noch genauer (ASUE 2010a).

Die Datengrundlage und Ausführungen rund um die Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage dienen daher im Rahmen dieser Arbeit als Grundlage für die beispielhaften Berechnungen in Kapitel 10.

Rolle der KWK-Anlagen bzw. der gesicherten Leistung im Energiesystem der Zukunft

Zur Bereitstellung von Backup-Leistung stehen im Rahmen dieser Untersuchungen KWK-Anlagen im Fokus. Zum einen stellen diese im Bereich der industriellen Eigenstromversorgung bereits eine etablierte Technologie dar (vgl. Kapitel 6). Zum anderen wird in zahlreichen Studien von einem mittelfristigen Einsatz von KWK-Anlagen zur Bereitstellung gesicherter Leistung ausgegangen.

Bereits im Jahr 2001 wurden die Potentiale der KWK-Anlagen im Zuge der Marktliberalisierung untersucht. In einer Studie im Auftrag des BMWi mit dem Titel „Bestandsanalyse der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Bundesrepublik Deutschland“ wurde deren Wettbewerbsfähigkeit im Energiesystem der Zukunft analysiert und die Strom- und Wärmeerzeugung gleichermaßen berücksichtigt. Die Studie wurde vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart durchgeführt. Fazit der Modelluntersuchungen war, dass die gekoppelten Systeme positive Effekte auf die CO₂-Emissionen haben und eine Energieeinsparung ermöglichen (Blesl, Fahl und Voß 2001).

Im Jahr 2014 führte das BMWi eine weitere Untersuchung durch, die sich ebenfalls mit

der Entwicklung der Energiemarkte beschäftigt. Der Endbericht „Entwicklung der Energiemarkte – Energierelativprognose“ wurde in Zusammenarbeit mit der Prognos AG, dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln und der Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung, erstellt. Die Prognose soll die Entwicklungen bis zum Jahr 2030 darstellen. Eine Zunahme des Erdgasanteils an der deutschen Stromerzeugung wird in der Studie vorhergesagt. Damit verbunden wird bei der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks von einem Bedeutungsgewinn der flexiblen Betriebsweise ausgegangen. Insbesondere das Teillastverhalten von Kraftwerken wird explizit herausgestellt. Darüber hinaus wird eine Zunahme der Bruttostromerzeugung aus KWK-Anlagen prognostiziert, auch wenn dieser nicht das Zielszenario der Bundesregierung erreicht. Die Industrie wird vor allem aufgrund der gekoppelten Wärmeerzeugung und der Annahme steigender CO₂-Preise als Investor hervorgehoben, da auf diesem Weg Emissionen und damit Kosten gesenkt werden können (BMWi 2014).

Des Weiteren spielen KWK-Anlagen auch im Endbericht „Klimaschutzszenario 2050“ und in der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ eine Rolle.

In der Studie des Öko-Instituts in Verbindung mit dem Fraunhofer ISI aus dem Jahr 2015 wird errechnet, dass der Zubau an erdgasbetriebenen Kraftwerken vor allem in Form von gekoppelten Anlagen erfolgen wird. In KWK-Anlagen wird eine Brückentechnologie zur Unterstützung der Dekarbonisierung gesehen. Zudem wird über alle untersuchten Szenarien hinweg von einer Verfügbarkeit von Backup-Kraftwerken ausgegangen, bei der es sich nicht um eine Kaltreserve handelt. Im Klimaschutzszenario 80 der Studie, welches die Ziele der Bundesregierung widerspiegelt, wird von 70 GW Backup-Leistung ausgegangen (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015).

In der dena-Leitstudie wird in puncto konventionelle Stromerzeugung von einer Dominanz erdgasbetriebener Technologien ausgegangene. An dieser Stelle spielen auch mittlere und kleinere KWK-Anlagen eine Rolle. Je nach Elektrifizierungsgrad variiert der Anteil von Erdgas an der deutschen Stromerzeugung zwischen 69 und 250 TWh im Jahr 2050. Insbesondere die Absicherung in Spitzenlastzeiten sowie bei Dunkelflauten werden explizit herausgestellt aber auch die Möglichkeit, diese Anlagen perspektivisch mit synthetischen Gasen betreiben zu können (dena 2018).

Die Analyse der Studien hat ergeben, dass in KWK-Anlagen eine Brückentechnologie gesehen wird, die insbesondere in kostenminimierenden Szenarien eine Rolle spielt und auch über das Jahr 2050 hinaus, in Verbindung mit synthetischen Kraftstoffen, Potentiale entfalten kann (FfE 2019). Diese Erkenntnisse sollen daher die Grundlage für die Annahmen der folgenden Untersuchungen sein.

Diese Publikationen beschreiben, neben den zahlreichen Leitfäden und Gesetzestexten deutscher Behörden¹, den aktuellen Stand der Forschung rund um die dieser Arbeit zugrundeliegende Thematik. Neben der Literatur spielt aber auch die entsprechende Datenverfügbarkeit eine zentrale Rolle. Mit welchen Datensätzen gearbeitet wurde, wird im Folgenden vorgestellt.

¹Diese Arbeit berücksichtigt alle gesetzlichen und politischen Entscheidungen sowie Zahlen bis zum 31.12.2020. Aufgrund der Dynamik des Themas wurde versucht, allen aktuellen Änderungen gerecht zu werden und eventuelle Auswirkungen bis zu diesem Zeitpunkt zu bewerten. Die Effekte und langfristigen Auswirkungen der Corona-Pandemie wurden außen vor gelassen.

2 Datengrundlage

Die allgemeine Datengrundlage rund um das Thema Eigenstromversorgung ist bisher nicht sehr ausgeprägt. Nur wenige offizielle Stellen erheben die derzeitigen Aktivitäten. Die zum Zeitpunkt dieser Arbeit verfügbare Datengrundlage wird im weiteren Verlauf vorgestellt. Darüber hinaus wurde zur Beantwortung der Forschungsfrage ein Energiesystemmodell herangezogen. Die notwendigen Daten für das Modell werden im Folgenden ebenfalls eingeführt.

2.1 Eigenstromversorgung

Im Rahmen dieser Arbeit sollen hauptsächlich die Eigenversorgungsanlagen der Wirtschaft genauer analysiert werden. Hierfür wurden sowohl öffentlich zugängliche Datenquellen herangezogen als auch nicht-öffentliche Datensätze. Zu den derzeit nicht-öffentlichen zugänglichen Datensätzen zählen die jährlichen Umfragen des DIHK, die ergänzende Informationen rund um die Thematik der Eigenstromversorgung und der Marktentwicklung beinhalten.

DIHK Energiewende-Barometer

Der DIHK ist der Dachverband der Industrie- und Handelskammern in Deutschland. Mit Sitz in Berlin vertritt der Verein die Gesamtinteressen der deutschen Wirtschaft sowohl auf nationaler als auch auf europäischer und internationaler Ebene. Zentrales Thema der Interessenvertretung ist unter anderem die Energiewende und die damit verbundenen Herausforderungen, Auswirkungen und Positionen der Mitgliedsunternehmen. Um die entsprechende Stimmung der Wirtschaft zu diesem Thema abzufragen, führt der DIHK einmal pro Jahr das DIHK-Energiewende-Barometer durch. Im Jahr 2012 wurde diese Umfrage begonnen und erstmals durchgeführt, sie erfolgt jeweils im Mai bis Juni eines Jahres. Die Ergebnisse werden in Form eines zusammenfassenden Berichts veröffentlicht. Die Daten werden daher nur in Teilen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Für diese Arbeit liegen jedoch die umfassenden Datensätze vor.

Die Teilnahme jeder IHK in Deutschland und die damit verbundene Weiterleitung an die Unternehmen ist optional und nicht verpflichtend. Daher beteiligen sich zum einen nicht alle 79 deutschen IHKn jährlich an der Umfrage. Zum anderen nimmt nicht jedes Jahr eine feste Stichprobe an Unternehmen teil. Im Durchschnitt füllen ca. 2.000 Unternehmen den Fragebogen aus (vgl. Tabelle 2.1) (DIHK 2012 bis 2018).

Tabelle 2.1 Überblick über den Stichprobenumfang der Datensätze des DIHK Energiewende-Barometers 2012 bis 2018

Jahr	Anzahl Teilnehmer
2012	k.A.
2013	2.394
2014	928
2015	2.174
2016	2.171
2016*	1.604*
2017	2.250
2018	2.167

*detaillierter Datensatz aus dem Jahr 2016 bei dem nicht alle teilnehmenden Kammern ihre Zustimmung zur Datenfreigabe erteilt haben

Quelle: Eigene Darstellung nach DIHK 2016

Im Rahmen der Dissertation werden die detaillierten Ergebnisse der Umfrage aus dem Jahr 2016 sowie die allgemeinen Auswertungen der Jahre 2012 bis 2018 herangezogen. Für die Detailergebnisse aus dem Jahr 2016 musste aus Datenschutzgründen jede einzelne IHK ihr Einverständnis zur Freigabe der anonymisierten Umfrageergebnisse aus ihrem Bezirk geben. Dies hat zur Folge, dass nicht alle IHKn, die im Jahr 2016 an der Umfrage teilgenommen haben auch Teil der vorliegenden Stichprobe sind, da diese keine Freigabe erteilt haben. Der detaillierte Datensatz aus dem Jahr 2016 enthält insgesamt 1.604 ausgefüllte Fragebögen. Jedes der teilnehmenden Unternehmen kann daher in diesem Datensatz genauer betrachtet werden, da die Einzelangaben ersichtlich sind, und tiefergehende Korrelationsanalysen wären theoretisch möglich. Da es sich jedoch um Nominaldaten handelt, ist die Anwendung statistischer Methoden eingeschränkt. In den allgemeinen Datensätzen der anderen Jahre sind jeweils nur die Gesamtergebnisse, aufgeteilt nach Branchen, Bundesländern und Mitarbeiterzahl, abzulesen. Die Tabelle 2.1 fasst die allgemeinen Eckpunkte der Datensätze für die Jahre 2012 bis 2018 zusammen. Bei der Umfrage handelt es sich um einen Fragebogen (vgl. Anhang A1) ohne Freitextmöglichkeiten; die Unternehmen müssen sich also nach dem Multiple-Choice-Verfahren in die vorgegebenen Antwortkategorien einordnen. Zur Auswertung werden die Antwortmöglichkeiten nummeriert, sodass, nominale Daten vorliegen. Zusätzlich zu den

ca. 45 energiewendebezogenen Fragestellungen werden je nach Umfragejahr Sonderfragen oder neue Aspekte eingebracht und zu Beginn der Umfrage auch die Branchenzugehörigkeit und die Mitarbeiteranzahl abgefragt. Im Bereich der Brancheneinteilung findet eine Klassifizierung nach den folgenden Branchen statt:

- Industrie
- Bau
- Handel
- Dienstleistung

In der Tabelle 2.2 ist die Aufteilung der Unternehmen aus dem Jahr 2016 nach Branchen vorgenommen worden. Die Frage wurde von n=1501 Unternehmen beantwortet. Es wird deutlich, dass mit 41 % die meisten Teilnehmer der Umfrage aus der Industrie kommen, knapp gefolgt von der Dienstleistungsbranche mit 39,4 %, dem Handel mit 14,9 % und mit einer geringeren Teilnahmequote von der Baubranche mit 4,7 %.

Tabelle 2.2 Einordnung der DIHK-Umfrageteilnehmer 2016* nach Branchenzugehörigkeit (n=1.501)

Branche	Anzahl Unternehmen	in %
Industrie	616	41,0 %
Bau	71	4,4 %
Handel	223	14,9 %
Dienstleistung	591	39,4 %
Summe	1.501	

*detaillierter Datensatz

Quelle: Eigene Darstellung nach DIHK 2016

Die Tabelle 2.3 zeigt die Teilnehmerstruktur der Umfrage aus dem Jahr 2016 und zeigt die Einordnung nach Größenklassen. Diese Angaben wurden insgesamt von n=1.516 Unternehmen gemacht. Mit 73,2 % sind Unternehmen im Bereich der kleinen und mittleren Unternehmen (KMU), also einer Mitarbeiteranzahl von unter 250, die dominante Gruppe im Rahmen der Umfrage. Stärkste Gruppe mit fast 700 teilnehmenden Unternehmen ist die Sparte 20 bis 249 Mitarbeiter, wobei diese Kategorie sehr groß gefasst wurde. Fast 27 % der Unternehmen sind keine KMUs mit über 250 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern.

Tabelle 2.3 Einordnung der DIHK-Umfrageteilnehmer 2016* nach Mitarbeiteranzahl
(n=1.516)

Anzahl Mitarbeiter	Anzahl Unternehmen	in %
0 bis 9	264	17,4 %
10 bis 19	151	10,0 %
20 bis 249	695	45,8 %
250 bis 499	166	11,0 %
500 bis 999	96	6,3 %
über 1000	144	9,5 %
Summe	1.516	

*detaillierter Datensatz

Quelle: Eigene Darstellung nach DIHK 2016

An diese Stelle soll zur besseren Einordnung der Daten ein Vergleich zur realen Mitarbeiterstruktur der deutschen Wirtschaft vorgenommen werden. Das Statistische Bundesamt Deutschland nimmt eine ähnliche Strukturierung wie der DIHK vor. Ein Unterschied ist die Aufteilung von 10 bis 49 Mitarbeitern und 50 bis 249 Mitarbeitern. Zudem wird über einer Mitarbeiteranzahl von 250 keine Unterteilung mehr vorgenommen. Die Dominanz der kleinen und mittleren Unternehmen ist demnach auch in der Realität gegeben, jedoch ist diese weitaus ausgeprägter als im Rahmen der DIHK-Umfrage. Im Detail sind 89,8 % der deutschen Betriebe Kleinstunternehmen mit 0 bis 9 Mitarbeitern, in absoluten Zahlen über 3 Millionen Betriebe. Über einer Anzahl von 250 Mitarbeitern sind laut Statistischem Bundesamt nur noch 0,4 % der Betriebe zuzuordnen (Statista GmbH 2016). Das bedeutet, dass die Mitarbeiterstrukturen des DIHK-Barometers zwar die Vielzahl an KMU in Deutschland widerspiegelt, aber dass auch weitaus mehr Großunternehmen an der Umfrage teilgenommen haben. Begründet werden kann dies vor allem durch die nicht vorgesehene Mitgliedschaft von beispielsweise Freiberuflern oder Handwerkern, die in der Regel geringere Beschäftigtenzahlen aufweisen. Außerdem zeigen größere Unternehmen beim Thema Energie häufig eine größere Betroffenheit und damit auch Motivation, die Umfrage durchzuführen. Die Umfrage des DIHK spiegelt demnach nur ansatzweise die realen Verhältnisse wider und muss daher gesamtwirtschaftlich betrachtet entsprechend bewertet werden. Weitere Aufschlüsse über die Eigenstromversorgung in Deutschland liefert darüber hinaus das Statistische Bundesamt. Die relevanten Daten werden im Folgenden vorgestellt.

Statistisches Bundesamt Deutschland

Das Statistische Bundesamt Deutschland (Destatis) sammelt eine Vielzahl energiewirtschaftlicher Daten und wertet diese aus. In Bezug auf die Eigenerzeugung im Bereich

Strom und Energie werden ebenfalls Veröffentlichungen publiziert, die im Rahmen dieser Arbeit herangezogen werden. Im Speziellen handelt es sich dabei um die Ausgaben der Fachserie 4 Reihe 6.4 mit dem Titel „Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden“. Die aktuellste Ausgabe, die dieser Arbeit zu Grunde liegt, stammt aus dem Jahr 2020 und fasst die Daten des Jahres 2019 zusammen. Die Erscheinungsfolge dieser Publikationen ist jährlich und sie sind im Internet frei verfügbar. Die älteste Ausgabe, die herangezogen wird, stammt aus dem Jahr 2002. Grundlage für die Erhebung dieser Daten ist das Energiestatistikgesetz (EnStatG) des Jahres 2002. Im Folgenden wird genauer auf den Umfang und die Inhalte dieser Berichte eingegangen, die an späterer Stelle detaillierter analysiert werden (Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019).

Die Veröffentlichungen sind das Ergebnis einer jährlichen Erhebung der Stromerzeugungsanlagen aus dem Verarbeitenden Gewerbe, dem Bergbau und dem Wirtschaftszweig zur Gewinnung von Steinen und Erden. Folgende Wirtschaftszweige werden berücksichtigt:

- Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden

Kohlebergbau

Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau

- Verarbeitendes Gewerbe

Herstellung von Nahrungs- und Futtermittel

Herstellung von Textilien

Herstellung von Holz-, Flecht-, Kork- und Korbwaren (ohne Möbel)

Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus

Kokerei und Mineralölverarbeitung

Herstellung von chemischen Erzeugnissen

Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarb. von Steinen und Erden

Metallerzeugung und -bearbeitung

(Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019)

Im Allgemeinen werden außerdem nur Anlagen erfasst, die über eine Engpassleistung größer als ein Megawatt verfügen (Statistisches Bundesamt 2016). Die Engpassleistung wird wie folgt definiert:

„Als Engpassleistung wird die höchste verfügbare Leistung des Kraftwerksparks bezeichnet, die wegen Wartung, Reparatur, Brennelementewechsel usw. merklich kleiner als die installierte Leistung ist“ (Oeding und Oswald 2004, S. 1).

Die im Rahmen der Erhebung des Statistischen Bundesamtes erhobenen Daten betreffen Eigenstromerzeugungsanlagen aus der Industrie. Die genaue Verwendung des Stroms bzw. der Energieerzeugnisse wird jedoch nicht genauer ausgewertet. Im Detail erfolgt eine Auswertung nach unterschiedlichen Kriterien. Dazu zählen beispielsweise die Brutto- und Nettoelektrizitätserzeugung nach Energieträgern und Art der Anlage wie auch KWK, die Bruttoengpassleistung, der Brennstoffeinsatz oder die Wärmeerzeugung. Außerdem wird eine zusätzliche Unterteilung der Anlagen nach Größenklasse, Wirtschaftszweig oder Bundesland durchgeführt (Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019).

An einigen Stellen der Auswertung verweist das Bundesamt auf die Geheimhaltungspflicht, sodass bestimmte Werte nicht publiziert werden. Für die Verwendung im Rahmen dieser Arbeit muss zum einen kritisch hervorgehoben werden, dass die Erhebungen des Statistischen Bundesamtes mit den Bereichen Bergbau sowie verarbeitendes Gewerbe lediglich ausgewählte Wirtschaftszweige berücksichtigen. Diese Wirtschaftszweige, wie beispielsweise die Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, zählen zu den energieintensiven Wirtschaftsbereichen und haben daher eine höhere Motivation, sich mit der Eigenstromversorgung auseinanderzusetzen. Da jedoch ein möglichst klares Bild für die Gesamtwirtschaft gezeichnet werden soll, können die Erhebungen des Statistischen Bundesamtes nicht exemplarisch für andere Wirtschaftszweige herangezogen werden. Zum anderen werden in den Statistiken nur Anlagen berücksichtigt, die eine Engpassleistung über 1 MW aufweisen. Damit sind Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerke oder kleinere Anlagen zum Großteil nicht in den Aufstellungen enthalten. Auf der anderen Seite decken die berücksichtigten Anlagen einen Großteil der deutschen Bruttostromerzeugung aus Eigenversorgungsanlagen ab. Dies wird im Kapitel 6.1 nochmals genauer analysiert.

Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

Der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) ist ein deutschlandweit agierender Verein mit ca. 300 Mitgliedern aus den Bereichen Industrie und Gewerbe. Der Verband betreibt eine Interessenvertretung sowohl für die Energieverbraucher, als auch die Eigenerzeuger. Nach eigenen Angaben vertritt er Unternehmen, die 80 % des industriellen Energieverbrauchs und ca. 90 % der industriellen Eigenerzeugung ausmachen (VIK 2018a). Seit 1952 publiziert der VIK jährlich die sogenannte „Statistik

der Energiewirtschaft“. Dabei handelt es sich um eine Sammlung von Datenmaterial aus den Bereichen Elektrizität, Mineralöl, Gas, Umwelt und Kohle. Die Publikation ist kostenpflichtig (VIK 2018c). Im Zuge dieser Arbeit liegen die Ausgaben der „Statistik der Energiewirtschaft“ aus den Jahren 2017 und 2018 vor. Die Auswertungen rund um die Stromerzeugung des produzierenden Gewerbes setzen sich aus den bereits vorgestellten Fachserien des Statistischen Bundesamtes zusammen. Aus diesem Grund ist eine sehr große Überschneidung der beiden Datenquellen vorhanden. Der Unterschied liegt vor allem darin, dass der VIK die Zeitreihen darstellt, zusätzliche Grafiken einstellt und im Bereich der KWK-Anlagen Daten bspw. des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e.V. berücksichtigt (VIK 2017; VIK 2018b). Es handelt sich bei der „Statistik der Energiewirtschaft“ also um eine Datensammlung unterschiedlicher Quellen.

Da der VIK die gleichen Daten wie das Statistische Bundesamt in seiner Fachserie 4 Reihe 6.4 heranzieht, muss auch hier kritisch hervorgehoben werden, dass erneut nur die Anlagen der bereits aufgezählten Wirtschaftszweige sowie jene über einer Engpassleistung von 1 MW berücksichtigt werden. Daher spiegelt auch der VIK nicht die Eigenenerzeugungsleistung der Gesamtwirtschaft wieder, liefert jedoch punktuell ergänzende Informationen, vor allem im Bereich der Eigenerzeugung aus KWK-Anlagen.

2.2 Energiesystemmodell

In Kapitel 9 wird mit dem Energiemodell *evrys* der TU München gearbeitet. Das Modell betrachtet die Stromerzeugung, Emissionen, Preisentwicklung und Lastflüsse auf dem gesamten europäischen Strommarkt. Hierfür müssen die notwendigen Daten und Prognosen im Modell hinterlegt werden, um die an dieser Stelle gewählten Betrachtungsjahre 2025, 2030 und 2040 abbilden zu können. Welche Daten notwendig sind, wird im weiteren Verlauf vorgestellt. Die Funktionsweise wird im Zuge der Methodik adressiert.

Für die europäische Betrachtungsebene werden die NUTS-2 Regionen zur geographischen Einteilung herangezogen. Daher muss die Erzeugungsstruktur zur Eingabe in das Modell aus unterschiedlichen Blickwinkeln betrachtet werden. Es sind die Daten der EU- und Nicht-EU-Staaten notwendig, genau wie eine Abbildung der Stromerzeugungssituation in Deutschland und Bayern. Letzteres Bundesland wird aufgrund der Datenverfügbarkeit exemplarisch für weiterführende Analysen im Rahmen von Kapitel 9 herangezogen.

Für die EU-Länder liegt das EU-Referenz-Szenario aus dem Jahr 2016 vor. Die Veröffent-

lichung der Europäischen Kommission prognostiziert die Entwicklung des konventionellen und erneuerbaren Kraftwerksparks für die an dieser Stelle notwendigen Jahre 2025, 2030 und 2040. Die Klimaziele von Paris werden in den Prognosen entsprechend berücksichtigt (Europäische Kommission 2020). Das Referenzszenario enthält jedoch keine regionale Verteilung, welche für das Modell notwendig ist. Daher werden die NUTS-2-Regionen mit der jeweiligen Einwohnerzahl herangezogen und die konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten entsprechend der Verbraucher aufgeteilt. Ausnahme sind Wind- und PV-Anlagen. Nachdem deren Verfügbarkeit standortabhängig ist, wurde für das Energiemodell ein Potentialansatz erarbeitet, der diesen Aspekt berücksichtigt. Für die genauere Methodik wird auf Gawlick u. a. 2020 verwiesen.

Bei den Nicht-EU-Staaten wurden die Daten einzeln recherchiert. Falls keine Aussagen über die zukünftige Entwicklung im jeweiligen Land zu finden waren, wurden die Daten der ENTSO-E als Basis herangezogen und deren Verteilung als konstant angenommen (Gawlick u. a. 2020).

Tabelle 2.4 Kraftwerkspark im Energiesystemmodell *evrys* (in MW)

	2025	2030	2040
Braunkohle	9.400	9.300	0
Steinkohle	13.500	8.100	0
Erdgas	26.500	27.800	49.500
Öl	900	900	300
Abfall	1.700	1.700	1.700
Wind Onshore	70.500	81.500	100.100
Wind Offshore	10.800	17.000	29.400
Photovoltaik	73.300	91.300	103.500
Biomasse	7.600	6.000	3.200
Wasserkraft	5.100	5.100	5.100
Geothermie	600	600	600

Quelle: Eigene Darstellung nach ÜNB 2019

Für die Darstellung Deutschlands wird folglich der aktuelle Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 herangezogen. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Ergebnisse des Szenariorahmen B verwendet, da dieser eine konservative Entwicklung annimmt (ÜNB 2019). Der NEP enthält Prognosen über die Entwicklung des Kraftwerksparks und bezieht die energiepolitischen Beschlüsse bis 2030 bzw. 2035 ein. Die Ausweitung auf das Jahr 2040 erfolgt mittels einer linearen Extrapolation der Daten. Da hierbei die konventionelle Kapazität nicht ausreicht, um den Strombedarf zu decken, wird von einer Kapazität von 49,5 GW (statt 29 GW Kapazität NEP) an Gaskraftwerken ausgegangen (Reitsam, Gawlick und Hamacher 2021). In der Tabelle 2.4 ist der modellierte Kraftwerkspark auf

Basis des NEP dargestellt.

Die ÜNB gehen von einem sinkenden Anteil konventioneller Energieträger aus. Die Reduktion erfolgt in den Bereichen Kern- und Kohleenergie. Bei der Verwendung von Erdgas wird jedoch in allen Szenarien mit einem Ausbau der Leistung gerechnet. Dieser Energieträger soll demnach an Bedeutung gewinnen. Dazu zählen auch der Ausbau von bspw. KWK-Anlagen, die in vielen Fällen mit Erdgas betrieben werden (BMWi 2019a). Parallel soll auch der Ausbau der erneuerbaren Energien auf bis zu 222,9 GW anwachsen. In Bezug auf die Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauchs sind jedoch derzeit keine derart deutlichen Entwicklungspfade abschätzbar. Im NEP 2030 schwankt der Netztostromverbrauch je nach Szenario im Jahr 2030 zwischen 543,9 TWh und 576,5 TWh. Beides wäre jedoch im Vergleich zu 2017 ein Verbrauchsanstieg. Die Entwicklung hängt dabei auch stark mit den zukünftigen politischen Rahmenbedingungen zusammen zum Beispiel denen für die Sektorkopplung, der Elektrifizierung des Verkehrssektors oder auch dem Ausstieg aus konventionellen Erzeugungsformen (ÜNB 2019). Für die in dieser Analyse fokussierte Industriebranche wird jedoch kein Verbrauchsanstieg modelliert. Auf Basis einer Studie des BMWi wird eine relativ konstante Stromnachfrage der Industrie bis 2040 angenommen. Grundlage dafür sind die Entwicklungen der industriellen Wertschöpfung oder die Steigerung der Energieeffizienz (BMWi 2014).

Im Jahr 2035 geht die Marktbeobachtung davon aus, dass Deutschland seinen Strombedarf in 23 % der insgesamt 8.760 Stunden allein durch erneuerbare Energien aus dem Inland decken kann. In den übrigen 6.745 Stunden ist der Strommarkt demnach auf die Bereitstellung von Residuallast angewiesen (ÜNB 2019). Für den deutschen Strommarkt und für die bayerische Betrachtung werden die installierten Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke nach der Bruttowertschöpfung auf die Regionen verteilt. Dadurch werden die Regionen mit höheren Kapazitäten ausgestattet, in welchen auch Verbrauchsschwerpunkte anzunehmen sind. Die entsprechenden Zahlen für das Jahr 2017 werden den Statistischen Bundesämtern der Länder entnommen. Eine räumliche Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch wird auf diesem Weg modelliert. Für die Verteilung der Erneuerbaren wird erneut der bereits beschriebene Potentialansatz herangezogen (Gawlick u. a. 2020).

Die unterschiedlichen Szenarien und die damit verbundenen Annahmen für die Veränderungen in der Infrastruktur werden nur für den Betrachtungsraum Bayern modelliert. Aus diesem Grund müssen für dieses Bundesland weitere Datengrundlagen herangezogen werden. Dazu zählt zum einen die vorhandene Kapazität industrieller Eigenstromerzeugungsanlagen, wofür die Zahlen aus den bereits vorgestellten Datenerhebungen des Statistischen Bundesamts entnommen (Statistisches Bundesamt 2017) und die Eigenerzeu-

gungsanlagen anhand der Bruttowertschöpfung auf die Regierungsbezirke verteilt werden. Zum anderen sind Aussagen über die zu erwartende Kapazitätslücke in Bayern relevant. Hierfür wird die bereits vorgestellte Studie des ifo-Instituts in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität München herangezogen, die die Lücke auf ca. 3,5 GW errechnet (Gawlick u. a. 2020). Mit Hilfe der vorgestellten Daten kann die Erzeugungsstruktur sowohl nach Art der Anlagen als auch nach ihrer regionalen Verteilung abgebildet werden und bietet daher die Grundlage für das Energiesystemmodell.

Das Energiesystem modelliert den Einsatz von Kraftwerken auf Basis der Kosten. Daher muss auch die Preisentwicklung vor allem hinsichtlich der Kraftstoff und CO₂-Preise berücksichtigt werden.

Die Einführung eines nationalen CO₂-Preises wurde in Deutschland im Jahr 2019 beschlossen und 2020 rechtlich umgesetzt. Neben einem Festpreissystem in den Jahren 2021 bis 2025 soll ab dem Jahr 2026 ein nationaler Zertifikatehandel etabliert werden. Entsprechend müssen die zusätzlichen Kosten für den Kraftstoffverbrauch konventioneller Kraftwerke berücksichtigt werden. Die bereits bekannten Zahlen stammen direkt von der Bundesregierung und sind in Tabelle 5.1 abgebildet.

Neben den staatlich beschlossenen Zusatzkosten müssen darüber hinaus auch die marktisierten Preisentwicklungen der fossilen Brennstoffe bedacht werden. Diese sind ähnlich wie die Nachfragesituation schwer zu prognostizieren. Die International Energy Agency (IEA) untersucht die Preisentwicklung in ihrem Energy Outlook 2018. Im *New Policy*-Szenario sind die Preisrahmen für fossile Energieträger aber auch internationale CO₂-Preiskomponenten hinterlegt (International Energy Agency 2019).

Wie genau das Modell arbeitet und welche methodische Vorgehensweise verwendet wurde, soll im folgenden Kapitel vorgestellt werden.

3 Methodik

Im Zuge der Energiewende hat die Eigenstromerzeugung, auch über die energieintensive Industrie hinaus, an Bedeutung gewonnen. Wie im Rahmen der Einführung beschrieben, wurde die dezentrale Stromerzeugung in der Wirtschaft bisher aber noch nicht tiefergehend in der Forschung analysiert. Aus diesem Grund werden unterschiedliche methodische Vorgehensweisen gewählt, um einen Einblick in diese Thematik zu ermöglichen und die zentrale Forschungsfrage, jene nach den Potentialen der solidarischen Eigenstromerzeugung in der Industrie, zu beantworten. Neben der Analyse bestehender Fachliteratur wird eine Datenanalyse sowie Energiemodellberechnungen und auf einem Fragebogen basierende Investitionsrechnungen durchgeführt. Die genaue Vorgehensweise wird im Folgenden beschrieben.

In einem ersten Schritt werden mittels einer Literaturrecherche die zentralen Grundlagen für den Betrieb einer Eigenstromversorgungsanlage in Deutschland zusammengetragen. Dazu zählen neben der Erörterung der Vor- und Nachteile aus Unternehmenssicht auch die gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die mit dem Betrieb einer Anlage einhergehen. Zudem werden die systemischen Beteiligungsmöglichkeiten der Anlagen recherchiert und dargestellt. Hierfür wird vor allem auf die Informationen öffentlicher Stellen und relevanter Institutionen wie der Strombörse oder der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. Aber auch die Auswertung von Gesetzestexten ist wesentlicher Bestandteil dieser Analyse.

An späterer Stelle wird in Kapitel 8 methodisch erneut eine Literaturrecherche angewendet. Sie dient der Bewertung ausgewählter Technologien für den industriellen und solidarischen Einsatz. Zentrale Quellen für diese Analyse sind die Publikationen der ASUE, die echte Eckdaten vorhandener Kraftwerkstypen zusammenfassen. Zudem wird auf zahlreiche elektrotechnische Fachliteratur zurückgegriffen, die die Funktionsweise und das Verhalten der betrachteten Maschinen vorstellt und bewertet.

Neben der Literaturanalyse wird auch eine Datenanalyse durchgeführt. Zur Vorbereitung auf die weiteren Ausführungen wird der Bestand industrieller Eigenversorgungsanlagen zusammengetragen. Wichtige Quellen hierfür sind die bereits in Kapitel 2 vorgestellten Datensätze des DIHK, des VIK und des Bundesamtes für Statistik.

3.1 Datenanalyse

Bei den Datensätzen des DIHK handelt es sich um jährlich aggregierte Befragungsresultate, die nur begrenzte statistische Methoden zulassen. Dies begründet sich im gewählten Umfragedesign des DIHK der Tatsache, dass zur Auswertung lediglich Nominaldaten zur Verfügung stehen. Die Unternehmen beantworten die Fragen, indem sie sich in beispielhafte Kategorien wie *trifft zu*, *trifft nicht zu* oder *in Umsetzung* oder *keine Umsetzung geplant* einordnen. Die Einzelantworten werden dann entsprechend der Antwortmöglichkeiten nummeriert. In den aggregierten Datensätzen liegen pro Frage schließlich nur der jeweilige Stichprobenumfang in Form der teilnehmenden Unternehmen und die Gewichtung der Antwortmöglichkeiten vor. Die Datensätze sind in Excel-Tabellen zusammengefasst und werden auch mit diesem Programm weiterführend bearbeitet. Für die vorliegende Auswertung werden diese aggregierten Ergebnisse herangezogen und im Zeitverlauf in einzelnen Tabellen zusammengetragen. Hierfür werden mit Hilfe der Programmiersprache Visual Basic entsprechende Makrovorlagen in Microsoft Office Excel programmiert und somit die Datenzusammenstellung der Jahre 2012 bis 2018 automatisiert durchgeführt. Die Vorlage eines ausgewählten Quellcodes ist im Anhang A2 dargestellt. Das Ergebnis dieses Quellcodes in der einheitlichen LaTex-Formatierung ist entsprechend in Kapitel 6 in der Tabelle 6.4 ersichtlich. Die Tabellen und Schaubilder werden in den Fließtext integriert und analysiert.

Bei den Daten des DIHK handelt es sich um einen exklusiven Zugriff auf Informationen, die derzeit nicht öffentlich zugänglich sind. Die Ergebnisse werden jährlich in Form einer kurzen Publikation veröffentlicht, ohne genaue Rückschlüsse auf die Stichprobenumfänge und absoluten Umfrageergebnisse zu liefern. Daher liegt in der ausführlicheren Analyse und Auswertung ein Mehrwert dieser Arbeit.

Die ebenfalls verwendeten Datensätze des VIK und des Bundesamtes für Statistik werden jährlich bereits in einer zusammenfassenden Form veröffentlicht. Einzig die Zusammensetzung zur Darstellung über die Jahre hinweg erfolgt manuell und wird in entsprechenden Tabellen und Schaubildern eigenständig visualisiert. Die Datensätze liegen in Form von öffentlich zugänglichen Publikationen vor und werden ausgewertet.

Der Kern der Arbeit beschäftigt sich jedoch mit einem solidarischen Anlagenkonzept. Wie dieses methodisch aufgebaut ist und wie der potentiellen Einsatz im Markt und bei Unternehmen untersucht wird, soll nun erklärt werden.

3.2 Aufbau des solidarischen Geschäftsmodells

Das potentielle solidarische Geschäftsmodell orientiert sich in seiner Funktionsweise am Zieldreieck der Nachhaltigkeit. Dabei handelt es sich um das geltende politische und gesellschaftliche Leitbild unter Berücksichtigung der Ökonomie, Ökologie und dem sozialen Aspekt. Mit der Ausrichtung des Modells an diesen Leitlinien sollen die Grundlagen für eine Akzeptanz und Umsetzbarkeit des Ansatzes geschaffen werden.

Darüber hinaus wird das Geschäftsmodell mit Hilfe eines *Business Model Canvas* aufgebaut. Damit soll beschrieben werden, wie das Modell funktioniert, wie ein Mehrwert oder Einnahmen generiert werden können sowie was und welche Partner hierfür benötigt werden. Ziel der Anwendung des Business Model Canvas ist, die Funktionsweise der Innovation in seinen einzelnen Schritten zu beschreiben und damit zu verdeutlichen. Auf diesem Weg können Querverbindungen visualisiert und Auswirkungen auf die bestehende Tätigkeit eines Unternehmens herausgearbeitet werden (Joyce und Parquin 2016). Im vorliegenden Fall des solidarischen Anlagenkonzepts wird diese Vorgehensweise gewählt, da die Produktion und der Verkauf von Strom in der Regel nicht zu den Kernkompetenzen eines klassischen Industrieunternehmens zählen. Daher handelt es sich bei dem angedachten Geschäftsmodell um eine Art Innovation aus Sicht der Unternehmen. Obwohl weder die Technik noch der Verkauf von Strom an sich eine Neuerung darstellen, so ist es die Kombination und Anwendung in diesem Kontext. Mit Hilfe des Business Model Canvas kann diese Innovation daher aus Unternehmenssicht beschrieben werden und dient als Grundlage für die folgenden Untersuchungen.

3.3 Methodik des Energiesystemmodells

Für den Test des solidarischen Anlagenkonzepts wird dieses zum einen in seinen Einsatzpotentialen auf dem deutschen Strommarkt und zum anderen für den Einsatz aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten in beispielhaften Unternehmen geprüft. Für den Einsatz am Strommarkt wurde mit dem *evrys* Modell des Lehrstuhls für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme der Technischen Universität München gearbeitet. Bei dem Modell handelt es sich um ein lineares Optimierungsmodell zur Kraftwerkseinsatzplanung. Es bezieht den europäischen Strommarkt mit ein, um Lastflüsse und damit Import- und Exportaktivitäten ebenfalls darstellen zu können. Die geographi-

sche Auflösung Europas erfolgt in NUTS-2-Regionen (Europäische Kommission 2020). Je nach Knoten (Regionen) wird eine Energiebilanz errechnet und die verfügbaren Kraftwerke hinsichtlich ihrer Einsatzkosten optimiert. Die vorliegende Analyse fokussiert sich zwar auf Deutschland bzw. den Freistaat Bayern, nichtsdestotrotz sind die Interaktionen und Lastflüsse innerhalb Europas hierfür relevant und werden in den Analysen dargestellt (Reitsam, Gawlick und Hamacher 2021).

Für die Modellierung werden die Jahre 2025, 2030 und 2040 betrachtet. Entsprechend muss ein Kraftwerkspark hinterlegt werden, damit die Kraftwerkseinsatzplanung erfolgen kann. Hierfür werden für die europäischen Staaten und die Entwicklung des Kraftwerksparks die von der Europäischen Kommission veröffentlichten Angaben des „EU Reference Scenario“ herangezogen (Europäische Kommission 2016). Für Deutschland werden die Daten des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 verwendet. Diese wurden bereits im Kapitel 2 vorgestellt. Nachdem dieser bisher nicht bis in das Jahr 2040 reicht, erfolgt eine lineare Extrapolation der Daten. Zudem erfolgt eine Anpassung der Kraftwerksdaten hinsichtlich des beschlossenen Kohleausstiegs. Obwohl dieser im NEP berücksichtigt ist, reichen hierbei die konventionelle Kapazitäten nicht aus, um den Strombedarf zu decken. Daher wird von einer zusätzlichen Kapazität von 49,5 GW (statt 29 GW Kapazität NEP) an Gaskraftwerken ausgegangen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (Reitsam, Gawlick und Hamacher 2021).

Auch die Stromnetze müssen für das Modell hinterlegt werden. Für Deutschland wird erneut der NEP herangezogen. Für die Grenzkuppelstellen werden die „net transfer capacities“ der ENTSO-E hinterlegt. Zusätzlich muss das Modell für die Optimierung auf Preisgrundlagen zurückgreifen können. Hierfür ist auch die Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises im EU-ETS einzubringen, genauso wie Rohstoffpreise. Als Quelle wurde auf die Prognosen des World Energy Outlook 2018 zurückgegriffen (International Energy Agency 2019). In der Tabelle 3.1 sind die hinterlegten Preisentwicklungen dargestellt.

Tabelle 3.1 Preisannahmen im Energiesystemmodell *evrys* (in Euro/MWh bzw. Euro/tCO₂)

	2025	2030	2040
Braunkohle	17,65	20,11	24,60
Steinkohle	16,10	18,20	21,90
Erdgas	28,14	30,43	34,99
KWK-Anlagen (Erdgas inkl. Wärme)	21,17	22,89	26,33
CO ₂ -Preis	22,25	27,59	38,27

Quelle: Eigene Darstellung nach International Energy Agency 2019

Hinsichtlich des Kraftwerkspark wird zwischen Must-Run-Kraftwerken und Nicht-Must-Run-Anlagen unterschieden. Die erneuerbaren Energien sind in diesem Kontext die Kraftwerke, die nicht abgeregelt werden und deren Energie in jedem Fall verwendet wird. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass die Variabilität im Kraftwerkspark bei den konventionellen Anlagen und Netzen liegt. Da in diesem Fall KWK-Anlagen im Fokus stehen und nicht der Netzausbau, wird der Zubau an konventionellen Kraftwerken die einzelnen Szenarien definieren, die in diesem Kontext zur Analyse der Fragestellung dienen. Speicherkapazitäten werden ebenfalls hinterlegt. Thermische Kraftwerke werden im Modell inkl. ihrer Anfahrtsgradienten, Abkühlverluste und operativen Betriebskosten modelliert. Das bedeutet, dass bereits laufende Kraftwerke im Einsatz gegenüber stillstehenden favorisiert werden, um sowohl Kosten- als auch Effizienzpotentiale darstellen zu können. Eine Besonderheit bei der Modellierung der KWK-Anlagen ist zudem die zusätzliche Wärmeerzeugung. Dieser wird in Form von günstigeren Gaspreisen Rechnung getragen, um die Gewinne abbilden zu können (Gawlick u. a. 2020). Die Preise für die gasbetriebenen KWK-Anlagen sind ebenfalls in der Tabelle 3.1 sichtbar. Der marktdienliche Einsatz der Kapazitäten wird daher im Modell vorgegeben, indem die günstigste Option vorrangig eingesetzt wird. Der Kraftwerkspark (ausgenommen der Zubau der KWK-Anlagen) wurde in der Tabelle 2.4 bereits visualisiert.

Für detailliertere Einblicke in die Funktionsweise und den Aufbau des Energiemodells *evrys* wird an dieser Stelle auch auf die Publikation von Gawlick u.a., Kapitel 2 und 3 aus dem Jahr 2020, verwiesen (Gawlick u. a. 2020).

Dieses beschriebene Basisszenario wird für die Analyse des solidarischen Geschäftsmodells nun um drei Szenarien erweitert. Wie erwähnt, besteht die Variabilität der einzelnen Szenarien im konventionellen Kraftwerkspark. Der Zubau der konventionellen Kraftwerke erfolgt in Bayern und wird auf Basis der Bruttowertschöpfung anteilig auf die Regierungsbezirke verteilt. Die genaue Verteilung ist in der Tabelle 9.1 dargestellt. Der Aufbau der drei Szenarien und die damit verbundenen Annahmen werden in Kapitel 9 eingeführt und die Ergebnisse der Modellierung im Anschluss diskutiert. An dieser Stelle ist erneut die Definition der Backup-Leistung relevant, da ausschließlich der Zubau von Kraftwerken am Markt und keine Kaltreserven untersucht werden.

3.4 Methodik der Investitionsrechnungen

Um die Potentiale des solidarischen Anlagenkonzepts aus Unternehmenssicht bewerten zu können, werden Investitionsrechnungen vorgenommen. Diese erfolgen anhand von zwei beispielhaften realen Unternehmen. Diese Unternehmen stammen beide aus dem produzierenden Gewerbe, nachdem die Industrie im Fokus der Analysen steht: ein milchverarbeitender Betrieb und ein Kunsstoffverarbeiter. Die Auswahl der Unternehmen erfolgte anhand dieser Kriterien:

- Unternehmen des produzierenden Gewerbes
- keine Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregel nach §§64 ff. EEG 2021
- hoher Strom- und Wärme- bzw. Kältebedarf
- bereits bestehende Eigenstromversorgung

Die Besondere Ausgleichsregel können in Deutschland nur ca. 2.000 Unternehmen (BAFA 2020) in Anspruch nehmen. Dabei handelt es sich um sehr stromintensive Firmen bspw. aus der Grundstoffindustrie. Nachdem in erster Linie eine breitere Anwendbarkeit des solidarischen Anlagenkonzepts untersucht werden soll, werden Ausnahmetatbestände an dieser Stelle außen vor gelassen. Diese Zielgruppe würde sich jedoch für weiterführende Analysen ebenfalls gut eignen, nachdem dort hohe Energieverbräuche und damit ein sehr großes Interesse an Kosteneinsparungen vorliegt. Letzteres ist aber auch ein Kriterium für die vorliegende Betrachtung. Nachdem der Einsatz von KWK-Anlagen und damit die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme untersucht werden, müssen die Verbräuche im Unternehmen entsprechend vorhanden sein. Das Modell kann nur funktionieren und Beiträge zu Energiewende leisten, wenn der Strom und die Wärme vollumfänglich verbraucht werden. Ein weiteres vordefiniertes Kriterium für die Auswahl der Beispielunternehmen ist eine bereits bestehende Eigenstromversorgung. Der Hintergrund ist, dass auf diesem Weg gleichzeitig mögliche Synergien untersucht werden können. Kerngedanke des solidarischen Konzepts ist es unter anderem, dass der dezentrale Ansatz bei Industrieunternehmen Vorteile mit sich bringt, die den Einsatz zentraler Kraftwerke überwiegen. Beispiel hierfür wären die Wartung oder Einbindung in die Prozesstechnik und damit geringere Betriebskosten. Anhand der Unternehmensdaten können an dieser Stelle Rückschlüsse gezogen werden.

Auf Basis dieser Kriterien wurden zwei Unternehmen kontaktiert und das Interesse an einer anonymisierten Teilnahme erfragt. Beide Unternehmen haben sich bereit erklärt, einen Online-Fragebogen auszufüllen und damit Angaben zu ihrem Betrieb zur

Verfügung zu stellen. Der Fragebogen ist in Anhang A3 hinterlegt. Die Umfrage fand im Zeitraum zwischen dem 15. Juli 2020 und dem 31. August 2020 statt und wurde mit dem Online-Tool LimeSurvey (Version 3.24.2) durchgeführt. Die Ergebnisse konnten in Form von Excel-Tabellen exportiert werden. Die Angaben zu Stromverbrauch, Strom- oder Gaspreis sind daher reale Daten auf Basis einer empirischen Erhebung.

Die Angaben der beiden Unternehmen werden dann in Kapitel 10 herangezogen, um das solidarische Geschäftsmodell zu testen. Hierfür werden grundlegende Berechnungen durchgeführt. Bei der Methodik handelt es sich um dynamische Investitionsrechnungen nach der Kapitalwertmethode sowie dynamische und statische Amortisationsrechnungen. Es wird ein absoluter Gewinnüberschuss ermittelt und die Summe der abgezinsten Nettozahlungen einbezogen. Auf diesem Weg wird die Inflation über die Nutzungsdauer hinweg berücksichtigt genauso wie der Zinseszins und der interne Zins. Die Abschreibung ist linear. Bei positivem Kapitalwert ist die Investition lohnenswert und ein Wiedergewinn der investierten Mittel ist möglich. Der Kapitalwert muss daher den Kosten des Stromnetzbezuges gegenübergestellt werden. Es handelt sich also um eine Kostenvergleichsrechnung ob sich die Investition im Vergleich zum reinen Stromnetzbezug für das Beispielunternehmen rentiert. Bei dieser Methodik handelt es sich um eine gängige und anerkannte Vorgehensweise der Investitionsrechnungen in der Betriebswirtschaftslehre. Für die Vereinfachung der Investitionsrechnung wird darüber hinaus angenommen, dass beide Unternehmen über die Bonität verfügen die Investition zu 100 % über einen Kredit zu finanzieren. Bei Rechnungen mit Eigenkapital müssten die Opportunitätskosten berücksichtigt werden. Da jedoch das Ziel verfolgt wird grundlegende Aussagen darüber treffen zu können, ob sich die Investition im definierten Abschreibungszeitraum amortisiert, wird auf weiterführende betriebswirtschaftliche Überlegungen verzichtet. Dazu zählen auch die Einbeziehung eines Rest- oder Schrottwertes der Eigenerzeugungsanlage (Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016). Die dynamischen Investitions- und Amortisationsberechnungen werden in Excel, für jedes der beiden befragten Unternehmen und anhand von drei unterschiedlichen Anlagengrößen, durchgeführt. Teilweise werden diese auch durch statische Amortisationsberechnungen ergänzt, um eine Indikation abgeben zu können. Die Berechnungen sind teilweise im Fließtext und in ihrer Gesamtheit im Anhang A12 bis A30 hinterlegt.

Die Anlagengrößen leiten sich aus den realen Energieverbräuchen ab. Die Deckung des Reststrombedarfs im Falle einer reinen Eigenstromversorgung stellt die Anlagenmindestgröße dar. Im Falle des Beispielunternehmens I sind das 750 kW_{el}, bei Beispielunternehmen II ist es eine Anlage mit 1 MW_{el}. Als maximale Leistung wird die Anlagengröße durch die Stromsteuerpflicht ab 2 MW_{el} limitiert und damit auch ei-

ne Überdimensionierung der industriellen Stromerzeugungsanlagen getestet. Für jedes der Unternehmen erfolgen die Berechnungen daher für eine 750 kW_{el}, 1 MW_{el} und 1,99 MW_{el} Anlage.

Weitere notwendige Angaben für die Investitionsrechnungen werden der Literatur entnommen. Dazu zählen beispielsweise der Wirkungsgrad, der Zinssatz für die Finanzierung der Investition sowie aktuelle Steuersätze wie die Energiesteuer oder andere rechtliche Vorgaben. Zudem werden Ergebnisse aus dem Energiesystemmodell in Kapitel 9 herangezogen, um diese anhand der Beispielunternehmen zu testen.

Im Rahmen der Diskussion werden die Ergebnisse noch einer Optimierung unterzogen. Es werden Minima und Maxima bestimmter Werte wie beispielsweise dem Börsenstrompreis oder der Netzbezugskosten errechnet, um die Grenzen der Rentabilität für die beiden Unternehmen beispielhaft darstellen zu können. Diese Berechnungen erfolgen ebenfalls mit Hilfe der Kapitalwertmethode.

Die beschriebene methodische Vorgehensweise im Rahmen dieser Arbeit ermöglicht es, die vorliegende Forschungsfrage in einer abschließenden Diskussion zu beantworten und somit Rückschlüsse auf die Potentiale der industriellen Eigenstromerzeugung in Deutschland zu ziehen.

4 Einführung in die Eigenstromversorgung

Die Produktion von Eigenstrom war in Deutschland bereits früh verbreitet. Vor allem die Industrie zeigte bereits in den 1920er und 1930er Jahren ein starkes Interesse, ihren Strom selbst zu produzieren und sich somit weniger abhängig vom Stromnetz zu machen. Dies hing vor allem mit der Weiterentwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zusammen, die aufgrund der höheren Dampfdrücke und Dampftemperaturen für die Industrie attraktiver wurde. Vor Einführung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1935 stellten industrielle Kraftwerke in Deutschland bereits 50 % der verfügbaren Erzeugungskapazität und bildeten demnach eine zentrale Säule der Stromversorgung. Die Folge war, dass sich die großen industriellen Verbraucher vermehrt aus der öffentlichen Versorgung zurückzogen. Dies war aus Sicht der öffentlichen Energieversorger nicht nur aus Wettbewerbsgründen nachteilig, sondern auch aufgrund der Tatsache, dass 80 % der damaligen Stromnachfrage aus der Industrie kamen (Faridi 2003).

Mit Einführung des EnWG im Jahr 1935 wurden die industriellen Kraftwerke schließlich reguliert. Fortan waren die Betreiber dazu verpflichtet, Erweiterungen oder Ertüchtigungen ihrer Kraftwerksanlagen an das zuständige Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu melden. Wurde ermittelt, dass ein industrielles Kraftwerk mehr Strom produziert, als das Unternehmen benötigt, und die Überschüsse in das Netz eingespeist werden sollten, wurde das Kraftwerk fortan als öffentlicher Energieversorger deklariert und unterstand dem Reichswirtschaftsminister. Dies betraf damals vor allem die Grundstoffindustrie wie den Bergbau oder die Unternehmen der Eisen- und Stahlherstellung. War die Eigenerzeugungsanlage dagegen auf den Strom aus dem öffentlichen Netz angewiesen, war die Anlage fortan ein Sonderabnehmer und der Anschluss und die Versorgung durch das öffentliche EVU waren nicht mehr gesichert. Die öffentlichen Versorger hatten daher für die zukünftigen Verhandlungen der Versorgungsverträge eine größere Verhandlungsmacht. Durch weitere Durchführungsverordnungen in den Jahren 1936 und 1938 wurde das Gesetz aus Sicht der industriellen Stromerzeuger weiter verschärft und kam einer Investitionskontrolle gleich. Die Bestrebungen der Industrie, ihre Kraftwerke auszubauen, wurden damit eingeschränkt und die öffentlichen Versorger konnten diese wichtige Verbrauchergruppe als Kunden behalten (Faridi 2003). Das EnWG aus dem

Jahr 1935 verfolgte das Ziel, eine möglichst flächendeckende und vor allem günstige Strom- und Gasversorgung aufzubauen und zu gewährleisten. Ein Wettbewerb war in diesem Rahmen nicht erwünscht, dieser wurde als volkswirtschaftlich schädlich angesehen. Trotz häufiger Forderungen in der Nachkriegszeit, dieses Gesetz zu überarbeiten, kam die tatsächliche Novellierung erst im Jahr 1998 unter Druck der Europäischen Union zustande. Die mit dem neuen EnWG verbundene Marktliberalisierung und der starke Ausbau der erneuerbaren Energien in den darauffolgenden Jahren markieren einen neuen Aufschwung der Eigenstromversorgung in Deutschland (Danner 2011, April 13). Mit der Einführung des Erneuerbare-Energie-Gesetzes im Jahr 2000 und die damit verbundene finanzielle Förderung des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energieträgern wurden die Investitionen in regenerative Kraftwerke attraktiv. Im Jahr 2020 lag der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms bereits bei 46 % der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland¹ (BMWi 2021). Allen voran die Investitionen durch Bürger, Bürgergenossenschaften oder Landwirte haben in diesem Zusammenhang einen großen Anteil. Deren Beteiligung an Investitionen in erneuerbare Anlagen lag im Jahr 2012 bei 48 %. Banken und Fonds halten 13 %, Industrie und Gewerbe 14 % der Anlagen (Die Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2012). Durch die Bürgerbeteiligung bei der Energiewende und die Marktliberalisierung hat die Bedeutung der Eigenstromerzeugung in Deutschland insgesamt wieder zugenommen. Auch der Gesetzgeber hat im Rahmen der EEG Novelle 2014 eingeräumt, dass ein Letztverbraucher im Sinne des EEG den Strom verbrauchen, aber nicht unbedingt kaufen muss. In früheren Novellen hat der Stromkauf den Letztverbraucher definiert (BMJV 2021). Dies zeigt, dass sich auch der Gesetzgeber nach der industriellen Anwendung in den 1930er Jahren dem Thema Eigenerzeugung wieder stärker annimmt.

Welche Anreize, aber auch Hemmnisse Unternehmen in der heutigen Zeit sehen, auch unabhängig von einer eventuellen Förderung, wird im weiteren Verlauf anhand der Vorteile und Nachteile verbunden mit dem Betrieb einer Eigenversorgungsanlage beschrieben.

4.1 Definition

Die Eigenstromversorgung wird vor allem im Erneuerbare-Energie-Gesetz geregelt. Im §3 Nr. 19 EEG wird diese wie folgt eingegrenzt:

¹Die Effekte der Corona-Pandemie auf den Strommarkt und damit auf den Stromverbrauch müssen an dieser Stelle kritisch angemerkt werden.

„Im Sinne des Gesetzes ist oder sind ‚Eigenversorgung‘ der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.“
(§3 Nr. 19 EEG 2021)

Zudem wird der Begriff der Eigenanlage im EnWG wie folgt festgelegt:

„Im Sinne des Gesetzes bedeutet ‚Eigenanlagen‘: Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität zur Deckung des Eigenbedarfs, die nicht von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden.“ (§3 Nr.13 EnWG 2018)

Auch die rechtliche Definition und Eingrenzung eines EVU soll berücksichtigt werden:

„Im Sinne des Gesetzes bedeutet ‚Energieversorgungsunternehmen‘: natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbeifugnis besitzen; der Betrieb einer Kundenanlage oder einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung macht den Betreiber nicht zum Energieversorgungsunternehmen.“

(§3 Nr. 18 EnWG 2018)

Unter einer Eigenanlage fallen demnach nur Kraftwerke, die nicht von EVU betrieben werden und dem Zwecke der Energieproduktion zur Deckung des eigenen Energiebedarfs dienen.

Im unternehmerischen Kontext bedeutet das, dass Betriebe mit Hilfe von eigenen Energieanlagen Strom produzieren, um diesen direkt, beispielsweise im Produktionsprozess, zu verbrauchen. Der Strom kann dabei mit unterschiedlichen Energieträgern und Technologien erzeugt werden und darf nur in Ausnahmefällen durch ein öffentliches Versorgungsnetz geleitet werden. Das eigene Werksnetz, also die Kundenanlage, ist von dieser Einschränkung nicht betroffen (Bolay und Meyer 2015).

Die genauere rechtliche Eingrenzung und Auslegung erfolgt in Kapitel 5. Im weiteren Verlauf werden die mit der Eigenstromversorgung verbundenen Vor- und Nachteile aus Unternehmenssicht betrachtet.

4.2 Anreize und Hemmnisse aus Sicht der Wirtschaft

Die Definition der Eigenstromversorgung setzt den gesetzlichen Rahmen, welcher unter anderem eine Durchleitung des erzeugten Stroms durch ein öffentliches Netz untersagt. Damit ergibt sich bereits ein zentraler Vorteil der Eigenstromerzeugung aus Sicht eines Unternehmens. Die Besteuerung einer Kilowattstunde Strom erfolgt in der Regel nur für die aus dem Stromnetz bezogene Leistung. Dies hat zur Konsequenz, dass einige Steuern und Abgaben für den Eigenstrom nicht erhoben werden und sich daraus finanzielle Vorteile ergeben. Es gibt jedoch weitere positive Aspekte, die mit einer Eigenstromversorgungsanlage einhergehen. Dies sind mögliche Anreize, die Unternehmen im Aufbau einer Eigenstromversorgung sehen können:

- Reduzierung der Stromkosten durch die Befreiung des Eigenstroms von diversen Steuern und Abgaben
- gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme/Kälte für den Produktionsprozess
- Steigerung der Versorgungssicherheit durch Absicherung im Fall eines Stromausfalls
- größere Unabhängigkeit vom Versorgungsnetz und damit verbundenen Kostensteigerungen
- steuerliche Vorteile, beispielsweise reduzierte Stromsteuer
- Möglichkeit der Stromvermarktung bspw. am Regelenergiemarkt
- evtl. Verbrennung von Reststoffen aus dem Produktionsprozess
- Flexibilisierung
- positives Image

(Döring 2015; Riedle 2017).

Unternehmen können folglich zahlreiche Vorteile aus einer selbständigen Stromproduktion ziehen. Als wesentlich können jedoch die Punkte Kostenreduktion und Versorgungssicherheit angesehen werden, da aus Unternehmenssicht stets die Kostenreduktion und Gewinnmaximierung im Rahmen einer gesteigerten Wettbewerbsfähigkeit im Fokus stehen (Würfel, Kunzelmann und Toptik 2017). Zur genaueren Darstellung sollen die aufgelisteten Vorteile jedoch nun im Einzelnen beschrieben und erklärt werden.

Die Energiepreisentwicklung spielt eine entscheidende Rolle für die Unternehmen. In der Abbildung 4.1 sind sowohl die durchschnittlichen Industriestrompreise, als auch die

Gaspreise für industrielle Verbraucher abgebildet. Während die Strompreise für Unternehmen seit 2009 stetig steigen, sinken gleichzeitig die Preise für den Bezug von Gas. Aus den gegengerichteten Entwicklungen ergibt sich ein Trichter, der den Bezug und damit die Energieerzeugung mit gasbetriebenen Anlagen attraktiver werden lässt (BDEW 2019; Statistisches Bundesamt 2019b).

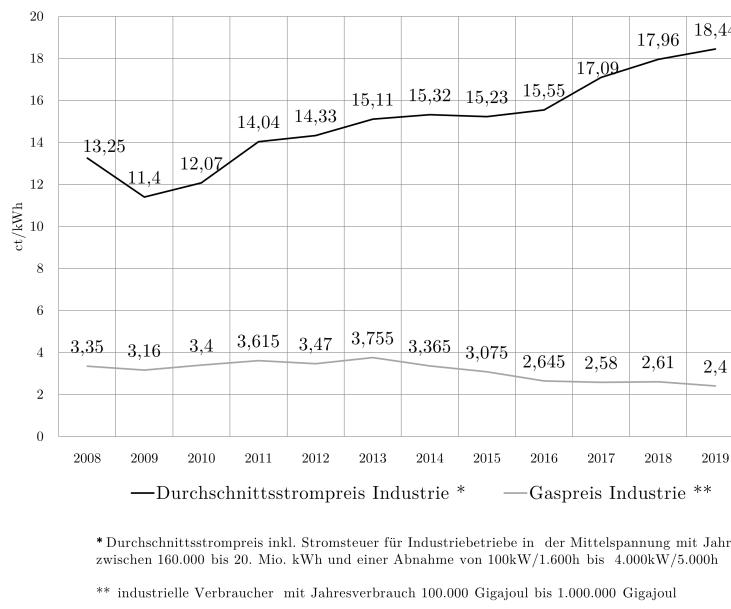


Abbildung 4.1 Entwicklung der Strom- und Gaspreise für die Industrie (in ct/kWh)
Quelle: Eigene Darstellung nach BDEW 2019; Statistisches Bundesamt 2019b

Die Steigerungen im Bereich der Strompreise lassen sich vor allem durch energiepolitische Rahmenbedingungen begründen. Neben dem wachsenden Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen EEG-Umlage verursachen der Um- und Ausbau des Energiesystems hohe Kosten. Hinzu kommen Ausgaben zur Sicherung der Versorgungssicherheit in Form von Netzstabilisierungsmaßnahmen und der Netzausbau. Die dabei entstehenden Kosten werden auf die Stromverbraucher umgelegt (J. Albrecht u. a. 2011). Im Jahr 2019 bezahlte ein Industriebetrieb in der Mittelspannungsebene mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 160.000 und 20 Mio kWh durchschnittlich bereits 18,44 ct pro Kilowattstunde Strom. Schlüsselt man den Strompreis wie in Abbildung 4.2 auf, wird Folgendes deutlich: Die Stromsteuer² belief sich im gleichen Jahr auf 1,54 ct pro Kilowattstunde. Insgesamt betragen die Steuern und Abgaben in der Summe 8,96 ct pro Kilowattstunde, allen voran die EEG-Umlage mit 6,405 ct/kWh. Damit ist

²reduzierter Steuersatz unter Inanspruchnahme der Privilegierungen für das produzierende Gewerbe

der Industriestrompreis über 48,6 % von staatlichen Steuern und Abgaben bestimmt. Die verbleibenden 9,49 ct setzen sich aus Beschaffungskosten, Netzentgelten und den Vertriebskosten zusammen. Die Netzentgelte werden je nach Jahresbenutzungsstunden und Jahreshöchstleistung unternehmensindividuell berechnet. Sie können zusätzlich zur Steuerbelastung hinzugerechnet werden. Noch im Jahr 1998 zahlte die gleiche Verbrauchergruppe im Vergleich insgesamt 9,34 ct pro Kilowattstunde Strom, wovon lediglich 0,19 ct auf Steuern und Abgaben entfielen (BDEW 2019).

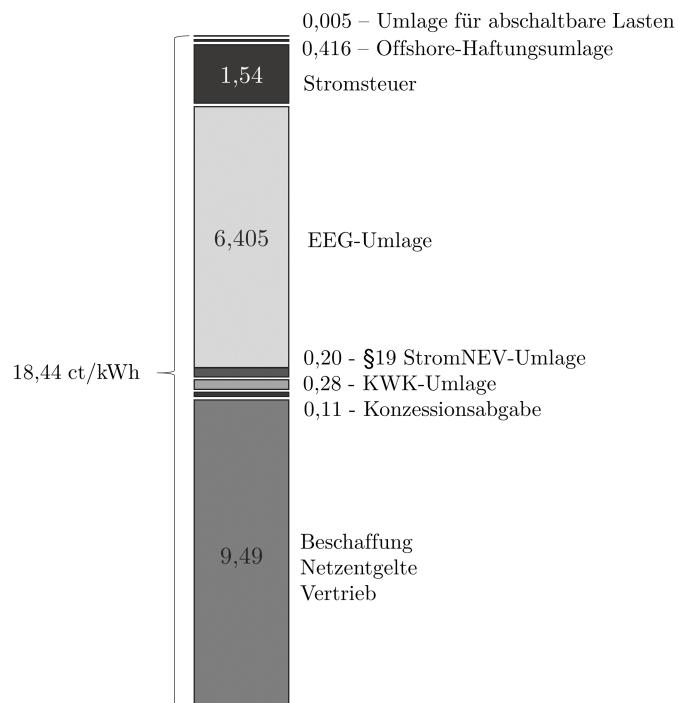


Abbildung 4.2 Durchschnittlicher Industriestrompreis 2019 (inkl. Stromsteuer, in ct/kWh)
Quelle: Eigene Darstellung nach BDEW 2019

Seit dem Jahr 2017 ist Deutschland gemeinsam mit Dänemark erstmalig führend in Bezug auf die höchsten Strompreise in Europa. Auch wenn bei den Messungen die Haushaltsstrompreise verglichen werden, wirkt sich dies auch auf die Strompreise der Unternehmen aus (Eurostat 2018). In den kommenden Jahren ist bei den Steuern und Abgaben zudem ein weiterer Anstieg wahrscheinlich. Vor allem bei den Komponenten Netzentgelte wird durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und deren Integration in das Stromnetz eine Erhöhung erwartet.

Aufgrund der beschriebenen Entwicklungen kann die Kostenreduktion im Zuge einer Eigenstromversorgung als Vorteil für Unternehmen identifiziert werden. Bei der Eigen-

stromerzeugung fallen weniger bis gar keine Steuerbelastungen an (Bolay und Meyer 2015). Wie bereits dargestellt, setzen sich über 50 % des deutschen Strompreises aus Steuern und Abgaben zusammen. Da bei der eigenen Versorgung keine Durchleitung durch das öffentliche Netz erfolgt, fallen keine Netzentgelte an. Auch andere Umlagen wie die KWK- oder Offshore-Haftungsumlage müssen für den selbst produzierten Strom nicht bezahlt werden. Einzig die EEG-Umlage und die Stromsteuer können je nach Anlage und Zeitpunkt der Inbetriebnahme erhoben werden (Bolay und Meyer 2015). Auf die EEG-Umlagezahlungspflicht und die Stromsteuer soll im Zuge der rechtlichen Rahmenbedingungen in Kapitel 5.1 im Detail eingegangen werden. Beim Betrieb einer KWK-Anlage kann außerdem eine Förderung des Eigenstroms möglich sein; darauf wird ebenfalls im weiteren Verlauf dieser Arbeit eingegangen. Generell können überschüssige Strommen gen auch in das öffentliche Netz eingespeist werden und eine zusätzliche Vergütung je Kilowattstunde kann in Anspruch genommen werden. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass der Anlagenbetreiber seinen Strom hauptsächlich auf Basis seiner Kapital- und Betriebskosten herstellt und verbraucht. Darunter fallen auch mögliche Brennstoff- sowie Personalkosten und Aufwendungen für den Betrieb und die Instandhaltung (Riedle 2017).

Ein weiterer Vorteil, der sich aus einer Eigenversorgung ergibt, ist, dass sich ein Unternehmen damit in Teilen unabhängiger von der allgemeinen Versorgung und den damit verbundenen Kosten macht. In der Abbildung 4.1 ist die Strompreisentwicklung der Jahre 2008 bis 2017 dargestellt und zeigt den Anstieg in diesem Zeitraum. Durch einen geringeren Strombezug aus dem öffentlichen Netz können die Strompreisseigerungen zumindest teilweise abgedeckt werden.

Ein zusätzlicher Anreiz, der sich für Unternehmen aus der selbstständigen Stromproduktion ergeben kann, ist der eventuell gleichzeitige Bedarf von Strom und Wärme für den Produktionsprozess. Dies kann über Blockheizkraftwerke (BHKW) ermöglicht werden. Das BHKW erzeugt nicht nur Strom, sondern parallel auch Wärme. Je nach Bedarf und notwendiger Temperatur können unterschiedliche Motoren oder Turbinen Dampf, Heißwasser oder heiße Abgase zur weiteren Verwendung bereitstellen. Dadurch kann das Unternehmen nicht nur im Zuge eines vermindernten Strombezugs aus dem öffentlichen Netz finanzielle Vorteile generieren, sondern die Wärme direkt in der Produktion oder zum Heizen einsetzen. Der Wärmebezug aus anderen Quellen kann in der Folge reduziert werden (Döring 2015).

Ein weiterer finanzieller Vorteil im Zuge einer Eigenstromversorgung sind steuerliche Aspekte. Neben der reinen Abschreibung der Investition und möglichen positiven Effekten bei der Kapitalverzinsung ergeben sich Möglichkeiten der Befreiung und Erstattung

im Energie- und Stromsteuerrecht. Beispielsweise ist der Strom, der zu Stromproduktion in der Eigenversorgungsanlage benötigt wird, steuerfrei. Das betrifft jene Strommengen, die zum grundsätzlichen Betrieb der Anlage benötigt werden und aus dem öffentlichen Netz kommen. Benötigen Eigenversorgungsanlagen zum Betrieb zusätzlich Gas oder Öl, können zudem über das Energiesteuerrecht Vorteile entstehen. Stromerzeugungsanlagen gelten als begünstigte Anlagen nach §3 Energiesteuergesetz (EnergieStG). Werden die Energieträger mit dem entsprechenden Verwendungszweck dieser Anlage zugeführt, sind ermäßigte Steuersätze bei den Hauptzollämtern beantragbar und eine finanzielle Ersparnis ist möglich (Generalzolldirektion 2018). Es kann unter Umständen aber auch sein, dass Unternehmen zum Betrieb der Anlage neben fossilen Brennstoffen auch Reststoffe aus dem Produktionsbetrieb verwenden können. Dies führt nicht nur zu einer Einsparung von Brennstoffkosten an sich, sondern kann eventuell auch eine Entsorgung der Stoffe und die damit verbundenen Kosten hinfällig werden lassen. Daher ist dies auch als möglicher Vorteil für einige Unternehmen zu sehen (Riedle 2017).

Eine weitere Möglichkeit für Unternehmen ist die Vermarktung der Eigenstrommengen über den Regelenergiemarkt, die Strombörsen oder direkt an dritte Stromverbraucher in der räumlichen Umgebung der Anlage (Döring 2015). Letzteres wird auch als Stromdirektlieferung bezeichnet und bietet sich vor allem für Unternehmen an, die sich beispielsweise ein Werksnetz mit anderen Unternehmen teilen. Der überschüssige Strom kann dann an diese weitergegeben werden, ohne dass er das öffentliche Versorgungsnetz durchläuft. Für diesen Strom fällt, abgesehen von den individuellen Konditionen der beiden Parteien, steuerrechtlich nur die volle EEG-Umlage an. Anlagen unter einer Nennleistung von 2 MW sind außerdem auch von den Stromsteuerpflichten befreit, wenn sie ihren Strom über eine Stromdirektlieferung erhalten (Bolay und Meyer 2015). Verbunden mit einer Vermarktung an der Strombörsen oder dem Regelenergiemarkt muss eine Anlage auch entsprechend flexibel auf den Markt und seine Preissignale reagieren können. Aus dieser Flexibilität können sich aber wiederum finanzielle Vorteile ergeben, wenn die Strommengen möglichst effizient und zu möglichst hohen Preisen vermarktet werden können (Würfel, Kunzelmann und Toptik 2017). Auf die Vermarktungs- und Beteiligungsmöglichkeiten von Unternehmen am Regelenergiemarkt und der Strombörsen soll in Kapitel 5.2.2 genauer eingegangen werden.

Neben finanziellen Vorteilen können Eigenversorgungsanlagen auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit eines Unternehmens leisten. Die Versorgungssicherheit ist abhängig von unterschiedlichen Komponenten im Energiesystem. Neben den ausreichenden Netzkapazitäten, die die Energiemengen von den Erzeugern zu den Verbrauchern transportieren, müssen genügend Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen, die den Energie-

bedarf decken. Außerdem besteht die Notwendigkeit, mit Hilfe entsprechender Maßnahmen in das Netz eingreifen zu können, um dieses abzusichern, zu stabilisieren und gegen Störungen, evtl. auch durch Dritte, zu schützen (BNetzA 2018g). Ist dies nicht uneingeschränkt möglich, kann es zu Stromausfällen kommen. Die BNetzA überwacht diese Störungen und errechnet die durchschnittliche Ausfallzeit je Letztverbraucher in Minuten, den sogenannten System Average Interruption Duration Index (SAIDI). Das Monitoring erfasst dabei nur ungeplante Stromunterbrechungen der Nieder- und Mittelspannung oberhalb einer Dauer von drei Minuten, die beispielsweise wetterbedingt oder durch menschliche Einwirkungen verursacht werden. In der Abbildung 4.3 wird deutlich, dass der SAID-Index kontinuierlich absinkt und sich die durchschnittliche Störungsdauer von 21,53 Minuten in 2006, auf 12,2 Minuten im Jahr 2019 reduziert hat. Das Niveau der Versorgungssicherheit steigt und die durchschnittliche Störungsdauer je Letztverbraucher nimmt ab (BNetzA 2020).

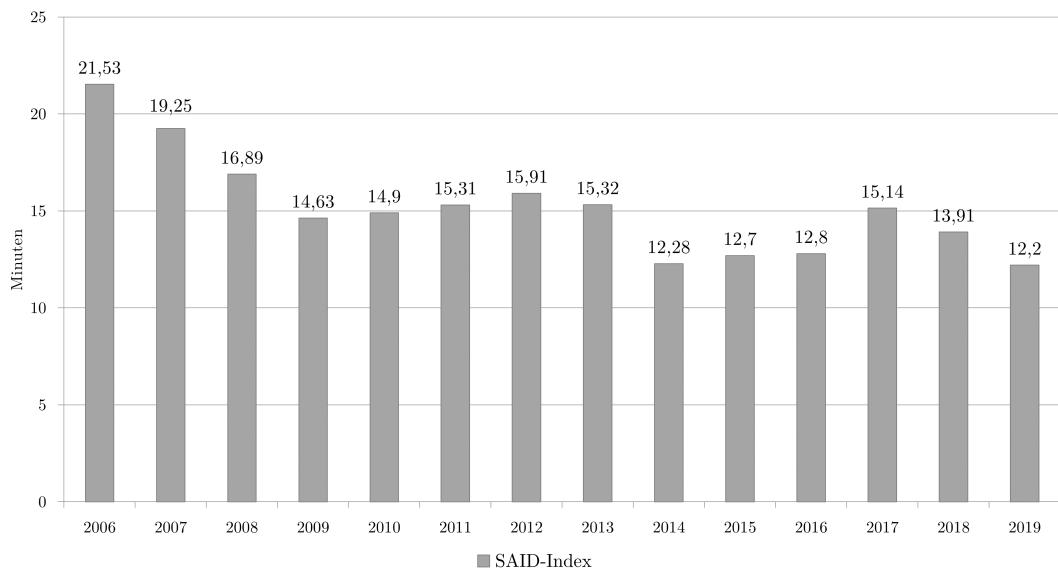


Abbildung 4.3 Entwicklung der durchschnittlichen Versorgungsunterbrechungen Strom (in Minuten je Letztverbraucher) und Bemessungsscheinleistung 2006 bis 2019 (SAIDI_{EnWG}-Gesamt)

Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA 2020

Laut BNetzA treten die Störungen in den meisten Fällen in der Mittel- und Niederspannungsebene auf. Von den 172.417 geplanten und ungeplanten Unterbrechungen im Jahr 2016 wurden nur drei Ausfälle in der Zuständigkeit der ÜNB gemeldet (BNetzA

2016b). Obwohl also das Niveau der Versorgungssicherheit in den vergangenen Jahren gestiegen ist und der SAIDI sinkt, ergibt sich aus den Eigenversorgungsanlagen ein Vorteil für die Unternehmen. Kommt es doch zu einem Stromausfall, können wichtige Anlagen in einem Notstromnetz abgesichert werden. Um sich gegen Stromausfälle oder Störungen aus dem öffentlichen Netz abzusichern, können Unternehmen Investitionen in Notstromversorgungsanlagen oder Eigenerzeugungsanlagen tätigen (Döring 2015). Bei einer Notstromversorgung wird zwischen einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) und einer Netzersatzanlage unterschieden. Die USV ermöglicht trotz eines Stromausfalls einen störungsfreien Weiterbetrieb der ausgewählten Systeme im Notstromnetz, indem diese mit Hilfe eines integrierten Batteriespeichers direkt einsatzbereit bleiben. In der Regel werden mit diesen Anlagen sensible technische Komponenten sowie die IT-Infrastruktur abgesichert. Die USV ist jedoch nur für eine begrenzte Einsatzdauer ausgelegt, sodass die Systeme entweder kontrolliert heruntergefahren werden können oder eine Netzersatzanlage die weitere Stromversorgung übernimmt. Letztere benötigt eine Vorlaufzeit, um die entsprechenden Strommengen zur Verfügung zu stellen. Häufig handelt es sich dabei um Dieselmotoren, die dann die weitere Versorgung der Verbraucher, die an das Notstromnetz des Unternehmens angeschlossen sind, übernimmt (BBK 2015). Sowohl eine USV als auch eine Netzersatzanlage sind ausschließlich Investitionen für den Eintritt eines tatsächlichen Stromausfalls. Diese Investitionen verursachen Produktionskostensteigerungen und der ökonomische Vorteil kommt erst indirekt mit der tatsächlichen Stromunterbrechung zum Tragen bzw. ist durch die schwer quantifizierbaren vermiedenen Kosten in Form von Produktionsausfällen oder Lieferunterbrechungen zu bewerten (Schmidthaler, Reichl und Schneider 2012). Schwankungen oder gar ganze Ausfälle können dagegen über Eigenversorgungsanlage abgepuffert und Folgekosten vermieden werden. Hat die Versorgungssicherheit einen hohen Stellenwert im Unternehmen, kann dies daher ein Vorteil und Anreiz sein (Döring 2015).

Am Ende kann auch ein Imagegewinn für Unternehmen als positiver Effekt bei der Eigenstromversorgung angebracht werden. Döring beschreibt dies in seinem Buch „Energieerzeugung nach Novellierung des EEG“ aus dem Jahr 2015 wie folgt:

„Ein weiterhin sehr positiver Effekt einer eigenen selbstgenutzten Stromerzeugungsanlage kann eine sich zum Vorteil auswirkende Änderung der öffentlichen Darstellung gegenüber potentiellen Kunden sein. [...] (Beispielsweise), dass zur Herstellung der Produkte nachhaltig erzeugter Strom verwendet wird. Dies kann umweltbewusste Kunden anlocken oder unentschlossene Interessenten von ökologisch hergestelltem Produkt überzeugen.“ (Döring 2015, S. 66 ff.).

Durch entsprechendes Marketing kann Eigenstrom für eine bessere Reputation sorgen. Aspekte wie Nachhaltigkeit oder Umweltbewusstsein sind für Kunden unter Umständen ein Grund, sich für ein Produkt oder eine Geschäftsbeziehung zu entscheiden. Gleichermassen können aber auch Aspekte wie Energieeffizienz oder hocheffiziente Stromproduktion oder –nutzung potentielle Faktoren für einen Imagegewinn im Zuge einer Eigenstromversorgung sein (Döring 2015).

Es kann festgehalten werden, dass sich aus einer Eigenstromversorgung zahlreiche Vorteile für ein Unternehmen ergeben können. Diese hängen nicht nur vom Anlagenbetreiber, sondern auch von der Art, Größe oder Nutzung der Anlage ab.

Neben diesen Vorteilen können jedoch auch Nachteile identifiziert werden, die ein Unternehmen unter Umständen daran hindern, in eine eigene Stromerzeugungsanlage zu investieren. Dazu zählen beispielsweise die fehlende Planungssicherheit aufgrund von gesetzlichen Novellierungen, allen voran jene im Erneuerbare-Energie-Gesetz. Dieses wurde beispielsweise in den Jahren 2012, 2014, 2017 und 2021 überarbeitet. In diesem Zuge ergaben sich neue Rahmenbedingungen für Unternehmen. Besonders die Novellen 2014 und 2017 haben die Eigenstromversorgung stärker reguliert. Diese neuen Rahmenbedingungen können aber dazu führen, dass geplante oder bereits umgesetzte Projekte nicht mehr im gleichen Maße wirtschaftlich sind oder für ein Unternehmen unter Umständen sogar vollkommen unattraktiv werden. Trotz Regelungen zum Schutz für Bestandsanlagen kann dies für Unternehmen ein Hemmnis sein, da dies eine unkalkulierbare Unsicherheit darstellt (VBEW 2018). Ebenfalls können Überprüfungen der EU zu veränderten Rahmenbedingungen führen. Dies zeigt das Beispiel der beihilferechtlichen Überprüfung des EEG-Umlageprivilegs für KWK-Anlagen. Anlagen, die im August 2014 in Betrieb genommen wurden und eine reduzierte EEG-Umlagezahlungspflicht für ihren Eigenstrom in Anspruch nehmen konnten, mussten im Jahr 2018 vorübergehend die volle EEG-Umlage bezahlen (BMWi 2018b). Aus Sicht von betroffenen Unternehmen wurde ein wirtschaftlicher Betrieb dadurch geschmälert und durch die rückwirkende Einbeziehung von Bestandsanlagen führte dies zu Unsicherheiten (VBEW 2018). Die Berührung des Bestandsprivilegs zeigt die Gefahren für die Planungssicherheit im unternehmerischen Kontext.

Außerdem ist eine Investitionsentscheidung mit hohen Kosten und unternehmensinternem Know-How verbunden und diese stehen in Konkurrenz zu anderen Investitionen mit evtl. kürzeren Amortisationszeiten. Vor allem ist der Betrieb einer Eigenversorgungsanlage mit seiner Betriebsführung und Instandhaltung nicht das Kerngeschäft eines produzierenden Unternehmens. In Verbindung mit einer hohen Komplexität der Vorschriften

und Regelungen, die mit einem Betrieb der Anlage einhergehen, kann dies ebenfalls ein Hemmnis für Unternehmen darstellen (Würfel, Kunzelmann und Toptik 2017).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich Unternehmen zahlreiche Vorteile beim Betrieb einer Eigenversorgungsanlage bieten. Diese müssen aber bei jedem Betrieb individuell auf die Anwendbarkeit geprüft werden. Zudem müssen sich Unternehmen über zahlreiche gesetzliche aber auch systemische Rahmenbedingungen im Klaren sein, die die Eigenstromerzeugung direkt beeinflussen und betreffen. Im Folgenden soll daher ein Überblick über die derzeit geltenden Regularien und Voraussetzungen gegeben werden, der die derzeitigen Grundlagen für die Eigenstromversorgung in Deutschland herausarbeitet.

5 Systemische und regulatorische Rahmenbedingungen der Eigenstromversorgung

Im Rahmen dieser Arbeit soll ermittelt werden, welche Potentiale gewerbliche Eigenversorgungsanlagen in einem von erneuerbaren Energien dominierten Strommarkt entfalten können. Um diesen Blick in die Zukunft werfen zu können, müssen die momentanen Rahmenbedingungen für diese Anlagen genauer betrachtet werden. Im Folgenden sollen daher die derzeitigen gesetzliche und systemische Bedingungen für Eigenstromversorgungsanlagen diskutiert und bewertet werden, um Ansatzpunkte für neue Geschäftsmodelle zu identifizieren.

5.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Die Eigenstromversorgung ist rechtlich reguliert und eng definiert. Um für den folgenden Verlauf Ansatzpunkte und Kriterien zu erkennen, an welchen Stellen Anreize gezielt für Unternehmen gesetzt werden könnten, soll eine Analyse der zentralen Regularien stattfinden.

Die rechtlichen Bestimmungen, die die Energieerzeugung, Nutzung und Verteilung regeln, sind auf unterschiedliche Gesetzesbücher und -texte verteilt. Hinzu kommen eine Vielzahl an Richtlinien und Verordnungen sowie nationale und europäische Strategiepapiere, die das operative Handeln der Unternehmen beeinflussen. In welchen Gesetzen und Paragraphen die Eigenversorgung beschrieben wird und welche rechtlichen Eingrenzungen und Anforderungen bestehen, soll im Folgenden in den Grundzügen dargestellt werden. Entscheidet sich ein Anlagenbetreiber, den Strom aus seiner Anlage selbst zu verbrauchen und diesen nicht in das öffentliche Versorgungsnetz einzuspeisen, treffen die folgenden Regelungen auf ihn zu. Dies betrifft auch erneuerbare Anlagen, die für die Stromproduktion eine gesetzlich geregelte oder per Ausschreibung ermittelte Ein-

speisevergütung erhalten könnten, sich aber für die Eigenstromversorgung entscheiden. Dariüber hinaus haben Betreiber auch noch weitere gesetzliche Vorgaben zu beachten, wie beispielsweise die Richtlinien der TA Luft oder TA Lärm. Im Folgenden liegt das Hauptaugenmerk jedoch auf steuerrelevanten Aspekten der Eigenstromversorgung.

5.1.1 Eingrenzung der Eigenstromversorgung

Die Eigenstromversorgung wird im deutschen Recht vor allem im EEG geregelt. Mit der EEG-Novelle im Jahr 2014 wurden grundlegende Änderungen vorgenommen. Vormals wurde die Eigenversorgung als Eigenerzeugung im Gesetz bezeichnet und die Rahmenbedingungen wurden breiter gefasst. Für ältere Anlagen, die auf der Rechtsgrundlage vormaliger Novellen gebaut wurden, gelten daher zum Teil immer noch diese Regelungen aus älteren EEG-Novellen, sodass an den betroffenen Stellen darauf hingewiesen wird (Bolay und Meyer 2015). Die aktuellste Novelle ist derzeit das EEG 2021. Im entsprechenden §3 EEG werden die Begrifflichkeiten definiert. Die Definition der Eigenversorgung ist bereits in Kapitel 4 erfolgt. Die Definition erscheint auf den ersten Blick relativ konkret, jedoch verbergen sich dahinter einige rechtliche Unklarheiten. Dazu zählt beispielsweise die Bedeutung der Netzdurchleitung, die unmittelbare räumliche Nähe sowie Details um den jeweiligen Betreiber einer Anlage. Die BNetzA hat zur genaueren Klärung der Definition und zu den rechtlichen Rahmenbedingungen einen Leitfaden entwickelt. Dieser wurde im Jahr 2016 publiziert und fasst daher noch nicht die Änderungen im Zuge des EEG 2017 und 2021 zusammen. Deshalb kann an dieser Stelle nur eine bedingte Übertragung erfolgen und die entsprechenden Veränderungen im Vergleich zur Novelle 2014 müssen explizit erfasst werden. Außerdem hat der DIHK gemeinsam mit dem Bundesverband Solarwirtschaft im Jahr 2015 ein Faktenpapier zum gleichen Thema veröffentlicht. Auch hier ergibt sich das Problem der Nichtberücksichtigung der nachfolgenden Gesetzesnovellen.

Die Definition der Eigenversorgung wird anhand der folgenden zentralen Begrifflichkeiten im weiteren Verlauf aufgeschlüsselt.

- Netzdurchleitung
- unmittelbarer räumlicher Zusammenhang
- Anlagenbetreiber

- Letztverbraucher
 - gleiche Personenidentität
- (BNetzA 2016c)

Netzdurchleitung

Der in Kraftwerken erzeugte Strom, der im Sinne des EEG selbst verbraucht wird, darf nicht durch ein Netz geleitet werden. Gemäß der rechtlichen Definition versteht das Gesetz unter einem Stromnetz „*die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung*“ (§3 Nr. 35 EEG 2021).

Damit bezieht sich die Rechtssprechung auf die Netze von Energieversorgern, die der allgemeinen Versorgung dienen sollen und damit der Energieversorgung für jeden Letztverbraucher offen stehen (§3 Nr. 17 EnWG 2018). Die eigenen Stromnetze auf dem Werksgelände sind von dieser Definition ausgeschlossen, da diese nicht als Infrastruktur der allgemeinen Versorgung gelten und der Strom für die Verteilung im Unternehmen durch eine entsprechende Netzinfrastruktur geleitet werden muss (Bolay und Meyer 2015). Somit bleibt festzuhalten, dass per Definition die Durchleitung durch öffentliche Stromnetze im Rahmen der Eigenversorgung nicht erlaubt ist. Ausgenommen sind nur ältere Bestandsanlagen nach §61d EEG. Dabei handelt es sich um Anlagen, die vor dem 1. September 2011 zum Zwecke der Eigenerzeugung in Betrieb genommen wurden. Für diese Kraftwerke war und ist eine Netzdurchleitung erlaubt. Eine genaue Definition dieser Anlagen erfolgt zu einem späteren Zeitpunkt im Zuge der Umlagezahlungspflichten (Bolay und Hundhausen 2016).

Eng damit verbunden ist auch der räumliche Zusammenhang zwischen der Anlage und dem Endverbraucher. Dieser Aspekt soll nun genauer beleuchtet werden.

Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang

Wie in der Definition der Eigenversorgung nach §3 Nr. 19 EEG beschrieben, muss der in Eigenanlagen produzierte Strom zur Deckung des Eigenbedarfs im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang verbraucht werden. Eine damit verbundene Durchleitung durch ein öffentliches Netz ist, wie erläutert, nach geltendem Recht nicht mehr zulässig. Diese räumliche Nähe zwischen Produktion und Verbrauch wurde in der EEG-Novelle 2014 konkretisiert und verschärft (BNetzA 2016c). Zuvor war die Definition mit der Er-

fordernis eines „räumlichen Zusammenhangs“ nach dem Stromsteuergesetz (StromStG) und einer „unmittelbaren räumlichen Nähe“ nach dem EEG 2012 weiter gefasst und bot rechtlich mehr zulässige Möglichkeiten. Bisher gibt es noch keine konkreten Angaben, wie weit eine Anlage vom Betriebsgelände und damit vom Verbraucher entfernt errichtet werden darf, um im Sinne des EEG noch als Eigenversorgung eingestuft werden zu können. In einem Urteil des Bundesfinanzhofes aus dem Jahr 2004 wurde in Bezug auf die Stromsteuererstattung eine Grenze von 4,5 Kilometern eingeführt. Ob dieser Richtwert jedoch auch im Rahmen des EEG angelegt werden kann, geht aus dem Gesetz derzeit nicht explizit hervor (Bolay und Meyer 2015). Unternehmen wird daher in der Regel geraten, eine Einzelfallprüfung vornehmen zu lassen, sobald sich die Anlage außerhalb des Betriebsgeländes befindet. Dies kann unter Umständen bereits der Fall sein, wenn eine Anlage auf der gegenüberliegenden Seite einer öffentlichen Straße liegt oder natürliche Hindernisse wie Flüsse eine Trennung darstellen. Die Verbindung dieser Anlage mit nicht-öffentlichen Bauwerken, die eine funktionale Bedeutung für den Betrieb haben, können diese Unterbrechung ausgleichen. Dazu würden beispielsweise Förderbänder zählen. Nicht gewertet werden laut Auslegung des Gesetzes Verbindungen der Versorgungsinfrastruktur wie beispielsweise Telefonkabel (BNetzA 2016c). Die Auslegung des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs ist sehr eng gefasst und gilt daher größtenteils nur für Anlagen, die sich direkt auf dem Betriebsgelände eines Unternehmens befinden und bei denen der darin erzeugte Strom auch auf genau diesem Gelände verbraucht wird.

Personenidentität von Anlagenbetreiber und Letztverbraucher

Weitere relevante Begrifflichkeiten sind die der Stromerzeugungsanlage, des Betreibers einer Stromerzeugungsanlage, die Bedeutung des Letztverbrauchers und die Personenidentität des Betreibers. Diese Eingrenzungen sind beispielsweise relevant, wenn auf einem Betriebsgelände mehrere Unternehmen ansässig sind und der Strom aus diesem Grund durch mehrere Verbraucher genutzt werden soll. Industrieparks wären für diese Konstellation ein Beispiel.

a) Stromerzeugungsanlage

Vorab muss die Stromerzeugungsanlage im Allgemeinen genauer betrachtet werden. Diese ist im EEG wie folgt beschrieben:

„Im Sinne des Gesetzes ist oder sind Stromerzeugungsanlagen jede technische Einrichtung, die unabhängig vom eingesetzten Energieträger direkt Strom erzeugt, wobei im Falle von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Stromerzeugungsanlage ist“ (§3 Nr. 43b EEG 2021).

Es findet also keine Unterscheidung zwischen erneuerbaren oder konventionellen Energieträgern statt und unter einer Stromerzeugungsanlage ist im technischen Sinne der Generator, bzw. ein einzelnes PV-Modul zu verstehen. Dies ist vor allem in Bezug auf die Modernisierungsmöglichkeit im Umfang von 30 % unter Beibehaltung des Eigenerzeugungsprivilegs relevant (Bolay und Hundhausen 2016). Dies wird an späterer Stelle nochmals explizit aufgegriffen.

b) **Betreiber einer Stromerzeugungsanlage**

In der allgemeinen Definition zur Eigenversorgung nach §3 Nr. 19 EEG wird der Eigenverbrauch des Stroms durch eine natürliche oder juristische Person eingegrenzt. Bei Erzeuger und Verbraucher der Strommengen muss es sich nicht zwingend um die gleiche Person handeln. Auch im Rahmen von Pacht- oder Mieterstrommodellen kann es sich per Definition um Eigenversorgung handeln. Hierfür gibt es spezielle Betreibereigenschaften die zur Prüfung angelegt werden und die die BNetzA in ihrem Leitfaden auflistet (BNetzA 2016c):

- Wer übt die tatsächliche Herrschaft über die betreffende Anlage aus?
- Wer trägt das wirtschaftliche Risiko der Anlage?
- Wer bestimmt über die Arbeitsweise der Anlage?

Die Kriterien müssen alle zutreffen, um den Betreiber einer Stromerzeugungsanlage zu identifizieren. Zudem ergänzen der DIHK und der BSW diesen Kriterienkatalog wie folgt (Bolay und Meyer 2015):

- Im Rahmen der Übernahme des wirtschaftlichen Risikos wird insbesondere das Ertragsrisiko als Kriterium für einen Anlagenbetreiber hervorgehoben.
- Der Anlagenbetreiber hat die Entscheidungshoheit über die Verwendung des Stroms.
- Der Anlagenbetreiber hat vollständigen Zugriff auf die Anlage.
- Der Anlagenbetreiber bestimmt über den Betrieb der Anlage und trägt die

volle Verantwortung auch in Bezug auf Instandhaltungsmaßnahmen o.Ä.

- Der Anlagenbetreiber ist für sämtliche Angelegenheiten gegenüber dem Netzbetreiber zuständig.
- Das Risiko eines Anlagenausfalls liegt beim Anlagenbetreiber.
- Das Risiko in Bezug auf Veränderungen bei staatlichen Steuern und Abgaben in Verbindung mit dem Anlagenbetrieb liegen beim Betreiber.

Wie genau diese ausgelegt werden können, wird im Verlauf weiter bestimmt.

Gemäß dem EEG wird ein Anlagenbetreiber wie folgt definiert: „*Im Sinne dieses Gesetzes ist oder sind Anlagenbetreiber, wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt.*“ (§3 Nr. 2 EEG 2021).

Demnach ist der Anlagenbetreiber nicht gleichzusetzen mit dem Anlagenbesitzer. Der Anlagenbetreiber ist derjenige, der die Anlage zur tatsächlichen Stromproduktion nutzt. Daher kann auch die Übertragung des Nutzungsrechts beispielsweise an einen Pächter erfolgen (BNetzA 2016c). Wer also die Hoheit über eine Anlage hat, muss demnach der Betreiber, nicht aber der Besitzer sein. Jedoch muss auch festgehalten werden, dass eine Person, die die Anlage führt und bedient, den Status des Betreibers nicht berührt, da diese als Erfüllungs- oder Verrichtungshilfe gewertet wird. Die explizite Steuerung einer Anlage ist daher nicht ausschlaggebend für die Definition eines Anlagenbetreibers, sodass personelle Weisungen und Aufgabenverteilungen im Anlagenbetrieb kein Kriterium sind (BNetzA 2016c).

Des Weiteren gilt es das wirtschaftliche Risiko einer Anlage im Rahmen der Betreiber-Definition einzugrenzen. Die aufgelisteten Kriterien der BNetzA, des DIHK und des BSW geben bereits einen Überblick über die Auslegung. Das Ertragsrisiko sowie das Risiko im Falle eines Anlagenausfalls, damit verbundene Reparatur- und Ausfallkosten sowie die Veränderungen im Rahmen von steuerlichen Verpflichtungen zählen demnach dazu. Allgemein ist das wirtschaftliche Risiko und damit verbundene Aspekte jedoch schwer zu fassen und sollte in der Regel individuell geprüft werden. An dieser Stelle spielen laut BNetzA auch vertragliche Regelungen eine entscheidende Rolle (BNetzA 2016c).

c) **Letztverbraucher**

Im Zusammenhang mit dem Anlagenbetreiber muss auch der Begriff des Letztverbrauchers genauer betrachtet werden. Dieser wird nach dem EEG und dem EnWG wie folgt definiert:

„Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen [...]“ (§3 Nr. 25 EnWG 2018) bzw. „Im Sinne dieses Gesetzes ist oder sind Letztverbraucher jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht“ (§3 Nr. 33 EEG 2021).

Der Unterschied zwischen den beiden Gesetzen ist, dass das EnWG den Letztverbraucher über den Kauf von Strommengen definiert. Das EEG erweitert diese Auffassung und definiert einen Letztverbraucher als natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht. Damit wurde im EEG 2014 verdeutlicht, dass Strommengen von Letztverbrauchern nicht unbedingt gekauft werden müssen, sondern dass auch die Eigenversorgung oder Schenkung von Strom einen Verbraucher zum Letztverbraucher macht. Dies ist interessant, da vor dieser Novelle die Eigenversorgung mit Strom kaum Berücksichtigung fand. Diese Unterscheidung ist auch im Hinblick auf die Definition der Eigenversorgung nach §3 Nr. 19 EEG wichtig, da dort explizit auf den direkten Verbrauch des eigenerzeugten Stroms eingegangen wird (BNetzA 2016c).

Im Sinne der Eigenversorgung muss eine noch detailliertere Eingrenzung vorgenommen werden. Denn der Letztverbrauch der Strommengen wird über die jeweiligen technischen Gerätschaften, die den Strom tatsächlich verbrauchen, definiert. Auch an dieser Stelle dienen erneut die Kriterien des Anlagenbetreibers als Richtlinie, sodass auch hier das wirtschaftliche Risiko, die Arbeitsweise und die Herrschaft über das Endgerät herangezogen werden.

Die BNetzA grenzt die Rechtslage folgendermaßen ein:

„Für die Zuordnung eines Stromverbrauchs zu einem bestimmten Letztverbraucher kommt es grundsätzlich auf die Zuordnung des tatsächlichen, physikalisch-technischen Verbrauchsvorgangs durch die Betätigung der elektrischen Verbrauchsgeräte an Entscheidend sind die objektiven, tatsächlich vorliegenden Umstände.“
BNetzA 2016c (S. 24)

Anlagenbetreiber und Letztverbraucher müssen demnach die gleiche Personenidentität haben. Daher sind beispielsweise die Stromlieferung an Mieter nicht als Eigenversorgung zu werten, wenn der Anlagenbetreiber der Vermieter ist. Unentgeltliche Geringverbräuche sind von diesen Eingrenzungen auszuschließen und führen nicht zum Verlust des Eigenversorgungsprivilegs. Dazu können beispielsweise Handwerkstätigkeiten zählen, auch wenn eigene Gerätschaften des Handwerkers verwendet werden. Solange es sich bei den verbrauchten Strommengen um untergeordnete Strommengen handelt, gilt dies nach wie vor als Eigenversorgung, auch wenn diese Strommengen durch Dritte verbraucht werden (BNetzA 2016c). Im Zuge des Energiesammelgesetzes wurden diese Verpflichtungen zur Abgrenzung von Drittstrommengen nochmals konkretisiert und ab Januar 2022 müssen alle betroffenen Anlagenbetreiber mit schlüssigen Messkonzepten ihre Drittverbraucher nachweisen können.

d) **Personenidentität**

Ein weiterer relevanter Punkt ist die Personenidentität. Aus dem Rechtstext §3 Nr. 19 EEG in Bezug auf die Eigenversorgung geht hervor, dass der Letztverbraucher des erzeugten Stroms gleichzeitig auch der Anlagenbetreiber sein muss, um im Sinne des EEG die Kriterien zu erfüllen. Strommengen dürfen daher nur dann als Eigenversorgung gewertet werden, wenn die gleiche Person, die den Strom erzeugt, diesen auch verbraucht. Diese gleiche Personenidentität wird auch in der Praxis sehr eng gefasst. Demnach sind Modelle, in denen sich beispielsweise Firmen zusammenschließen und eine Anlage gemeinsam betreiben, in der Regel nach dem EEG 2021 aus der Eigenversorgung auszuschließen. Ausnahmen wären nur die Strommengen, die die Konstellation an Unternehmen nicht nur gemeinsam in der Anlage erzeugt, sondern auch gemeinsam verbraucht. Ein Beispiel hierfür könnte unter Umständen die Beleuchtung auf dem gemeinsamen Werksgelände sein. Der restliche Strom, der durch die jeweiligen Endgeräte der einzelnen Firmen verbraucht wird, ist als Stromlieferung zu verstehen, da der Strom dann nur durch einen Teil der Anlagenbetreiber genutzt wird. An dieser Stelle sind auch eng verbundene Unternehmen in beispielsweise einem Konzern keine Ausnahme. Wenn es sich um selbstständige Unternehmen handelt, gilt dies ebenfalls als Stromlieferung und ist demnach steuer- und abgabenpflichtig. An dieser Stelle könnte eine Stromdirektlieferung erfolgen, die die volle EEG-Umlage auf jede erzeugte und weitergeleitete Kilowattstunde Strom bedingt, dann liegt keine Eigenversorgung mehr vor.

Dass das Gesetz bei dieser Definition wenig Spielraum zulässt, zeigt auch die Wortwahl in §3 Nr. 19 EEG. Die Notwendigkeit der gleichen Personenidentität wird dort mit dem Wort „selbst“ deutlich hervorgehoben (BNetzA 2016c).

Festzuhalten bleibt daher, dass Anlagenbesitzer und Anlagenbetreiber nicht die gleiche Person sein müssen, sofern ein Nutzungsrecht übertragen wurde. Der Anlagenbetreiber trägt somit auch das wirtschaftliche Risiko rund um den Betrieb der Anlage und bestimmt über die Fahrweise des Kraftwerks. Die reine Bedienung der Anlage ist an dieser Stelle nicht ausschlaggebend für die Definition des Anlagenbetreibers. Außerdem müssen diese zentralen Kriterien gleichermaßen erfüllt werden. Ähnliches gilt für die natürliche oder juristische Person, die als Letztverbraucher die Strommengen verbraucht. Auch an dieser Stelle muss die Hoheit über die Endgeräte sowie das wirtschaftliche Risiko mit dem verbundenen Betrieb bewertet werden. Nur wenn Anlagenbetreiber und Letztverbraucher die gleiche Personenidentität nachweisen können, gelten die Strommengen als Eigenversorgung und nicht als umlagepflichtige Stromlieferung. Die gleiche Personenidentität ist sehr eng gefasst und bietet in der rechtlichen Auslegung kaum Spielraum. Die Eigenversorgung wird seit der EEG Novelle 2014 mit Umlagezahlungen belegt, die im EEG 2017 nochmals konkretisiert wurden. Neben den Zahlungspflichten soll auch auf Ausnahmen bei der Eigenversorgung eingegangen werden.

5.1.2 Ausnahmen bei der Nutzung der Eigenstromversorgung

Gemäß §27a EEG 2021 ist es Unternehmen untersagt, Strom aus ihrer Anlage selbst zu verbrauchen, sofern sie im Rahmen von Ausschreibungen eine Förderung für den erzeugten Strom erhalten. Ausgenommen von dieser Restriktion sind Strommengen, die in der Anlage und eventuellen Nebenanlagen verbraucht werden, wenn negative Preise an der Strombörse verzeichnet werden oder wenn es auf Grund von Netzüberlastungen notwendige Eingriffe gibt (§27a EEG 2021).

Es bleibt also festzuhalten, dass sich ein Anlagenbetreiber mit den erzeugten Strommengen nur dann selbst versorgen darf, wenn er für den Strom keine Förderungen nach dem EEG erhält. Es muss demnach eine Entscheidung getroffen werden, ob der Strom selbst verbraucht oder unter Erhalt einer Einspeisevergütung in das öffentliche Netz eingespeist wird. Für den selbst genutzten Strom ergeben sich jedoch wiederum weitere Pflichten; diese werden im Folgenden aufgearbeitet.

5.1.3 Umlage- und Steuerpflichten bei der Eigenstromversorgung

Mit den Novellen des EEG, die im Jahr 2014 und 2017 in Kraft getreten sind, wurden auch Umlagezahlungspflichten für Anlagenbetreiber, die den selbst erzeugten Strom zur Eigenversorgung nutzen möchten, festgelegt. Die Begründung dieser Zahlungspflichten ist laut dem Gesetzgeber die Beteiligung der Anlagenbetreiber an den Gesamtkosten des Systems. Da die Eigenversorgungsstrukturen nur in Ausnahmefällen den Strombedarf vollumfänglich decken, sind die Anlagenbetreiber immer noch teilweise auf die öffentliche Versorgung angewiesen und müssen sich daher auch an den entsprechenden Infrastrukturkosten beteiligen (Uwer und Rademacher 2017). Das damit verbundene Argument der Entsolidarisierung wurde bereits in der Einführung genannt und kommt an dieser Stelle zum Tragen.

§61 des EEG regelt die Zahlungspflichten der EEG-Umlage für Eigenversorger. Der Paragraph besagt, dass der Netzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet ist, die EEG-Umlage in vollem Umfang, oder in vorgesehenen Ausnahmen auch anteilig, von Eigenversorgern und sonstigen Verbrauchern geltend zu machen. Auf die Definition der sonstigen Verbraucher soll an dieser Stelle aus Relevanzgründen nicht genauer eingegangen werden (§61 EEG 2021). Bei der Eigenversorgung geht es vor allem um die Zahlung der EEG-Umlage, die zur Finanzierung der Einspeisevergütungen von den ÜNB erhoben wird. Die KWK-Umlage im Sinne der Zahlungspflicht wird nur im Zuge der älteren Bestandsanlagen relevant und wird an späterer Stelle nochmals genauer aufgegriffen. Ansonsten sind bei der Eigenversorgung mit Strom keine weiteren Steuern oder Umlagen relevant, mit Ausnahme der Energie- und Stromsteuer bei gewissen Anlagengrößen und Energieträgern (Bolay und Hundhausen 2016).

Im Zuge der EEG-Umlage kann ein Anlagenbetreiber entweder zur Zahlung der anteiligen oder vollen Umlage verpflichtet sein, oder die Pflicht kann in besonderen Fällen sogar komplett entfallen. In welchen Situationen keine oder nur eine anteilige Umlagepflicht vorliegt, wird im Anschluss betrachtet. In Abbildung 5.1 sind die privilegierten Anlagenbetreiber nochmals in einer Übersicht dargestellt.

a) Entfall der vollständigen EEG-Umlagezahlungspflicht

Der Gesetzgeber räumt in §61a und b EEG Ausnahmen von der EEG-Umlagezahlungspflicht ein. Die EEG-Umlagepflicht für Eigenversorger entfällt vollständig, wenn:

- der Strom in der Eigenerzeugungsanlage direkt verbraucht wird und daher als Kraftwerkseigenverbrauch kategorisiert wird.
- die Erzeugungsanlage weder mittelbar noch unmittelbar an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossen ist, zum Beispiel Inselanlagen.
- sich der Eigenerzeuger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und dafür keine Förderzahlungen, vor allem für den Überschussstrom, in Anspruch nimmt.
- die Stromerzeugungsanlage eine installierte Leistung von maximal 30 kW aufweist und damit maximal 30 Megawattstunden Strom zum Selbstverbrauch pro Jahr erzeugt werden. Dieses Privileg gilt nur für den Zeitraum von 20 Jahren zuzüglich des Jahrs der Inbetriebnahme der Anlage.
- es sich bei den Anlagen um Bestandsanlagen nach §61c EEG oder ältere Bestandsanlagen nach §61d EEG handelt; hierfür gibt es ebenfalls Ausnahmen, die nicht in §61a erwähnt werden.

(§61a und b EEG 2021)

Bestandsanlagen nach §61c EEG

Bestandsanlagen sind von der EEG-Zahlung entweder ganz oder teilweise ausgenommen. In §61c Absatz 2 wird eingegrenzt, bei welchen Anlagen es sich um Bestandsanlagen nach dem EEG handelt. Demnach muss eine Stromerzeugungsanlage mit dem Zweck der Eigenversorgung vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sein. Sollte eine Inbetriebnahme ab dem 1. August 2014 noch nicht zutreffen, so kann auch eine Bundesimmissionsschutzgenehmigung vor dem 23. Januar 2014 und eine darauffolgende tatsächliche Inbetriebnahme der Anlage bis zum 1. Januar 2015 gesetzlich gelten. Bestandsanlagen nach dem EEG haben außerdem die Möglichkeit, die Eigenerzeugungsanlage zu erweitern, zu modernisieren oder zu ersetzen, ohne dass das Bestandsprivileg verloren geht. Dies galt jedoch nur bei einer maximalen Leistungserweiterung der Anlage um 30 % und war für die Betreiber bis zum 31. Dezember 2017 möglich. Die Leistungserweiterung bezieht sich dabei auf den einzelnen Generator einer Anlage. Wurde diese Grenz überschritten, verlor die Anlage das Bestandsanlagenprivileg und ist zu einer EEG-Umlagezahlungspflicht auf den Eigenstrom verpflichtet. Darauf soll im Rahmen der anteiligen Umlagepflicht genauer eingegangen werden. Bei einer Modernisierung nach dem 31. Dezember 2017 darf keine Erweiterung der Anlage mehr stattfinden, sondern nur noch ein Ersatz oder eine Erneuerung (§61c EEG 2021).

Werden gleichzeitig die Ausnahmen nach §61e Abs. 3 EEG erfüllt, ist auch diese Anlage von der EEG-Umlagezahlung freigestellt, bis die folgenden Vorgaben des genannten Paragraphen nicht mehr auf die Anlage zutreffen (§61e EEG 2021):

- Die Anlage ist noch nicht handelsrechtlich abgeschrieben.
- Die Anlage wird noch nach dem EEG gefördert.
- Die Anlage ist noch nicht handelsrechtlich abgeschrieben, nachdem ein Energieträgerwechsel von Stein- oder Braunkohle zugunsten einer Erzeugung aus erneuerbaren Energien durchgeführt wurde.

(§61e EEG 2021)

Ältere Bestandsanlagen nach §61d EEG

Außerdem werden auch ältere Bestandsanlagen definiert. Ihnen wird ein Null-Prozent-EEG-Privileg gestattet. Diese Anlagen werden in §61d EEG genauer eingegrenzt. Damit werden jene Anlagen abgedeckt, die vor dem 1. September 2011 zum Zwecke der Eigenerzeugung in Betrieb genommen wurden und die Bestimmungen der Eigenerzeugung nach dem alten EEG erfüllen. Dazu zählt beispielsweise eine weitere Fassung des räumlichen Zusammenhangs und die Möglichkeit einer Durchleitung durch das öffentliche Netz. Sie gelten auch dann noch als ältere Bestandsanlagen, wenn sie bis zum 31. Juli 2014 erneuert, erweitert oder ersetzt wurden. Modernisierungen nach diesem Datum werden wie bei den Bestandsanlagen behandelt und eine Leistungserhöhung von maximal 30 % unter Beibehaltung des EEG-Privilegs eingeräumt. Modernisierungen, die ab 2018 umgesetzt werden, dürfen auch keine Erweiterungen beinhalten und können bei Einhalten eines Kriteriums des §61e Abs. 3 EEG ihr EEG-Privileg behalten. Wichtig ist im Gesamtkontext, dass die Anlage bereits seit dem 1. Januar 2011 im Besitz des Anlagenbetreibers sein muss damit die Null-Prozent-EEG-Umlage beibehalten werden darf (§61d EEG 2021). Auf die Sondersituation einiger KWK-Anlagen soll im weiteren Verlauf nochmals genauer eingegangen werden. Die Abbildung 5.1 veranschaulicht die Gesetzeslage nochmals.

Anlagen oder Strommengen, die von den aufgelisteten Ausnahmen nicht eingeschlossen werden, sind zu einer vollen oder anteiligen EEG-Umlagezahlung verpflichtet. Im Folgenden wird auf die weiteren Ausnahmen im Rahmen einer anteiligen Zahlungspflicht eingegangen.

b) **Reduzierte EEG-Umlagezahlungspflicht**

Im weiteren Verlauf des §61 EEG werden auch die anteiligen EEG-Umlagezahlungspflichten aufgelistet und genauer eingegrenzt. Es bestehen generell die Möglichkeiten einer 20-prozentigen und einer 40-prozentigen Anteilstpflicht. Auch an dieser Stelle spielen die Definitionen von Bestandsanlagen nach §61c EEG und ältere Bestandsanlagen nach §61d EEG eine zentrale Rolle.

Für beide Arten von Bestandsanlagen gilt demnach, dass eine Erneuerung oder der Ersatz einer Anlage nach dem 31. Dezember 2017 mit einer 20 % EEG-Umlagepflicht belegt wird. Dies gilt jedoch nur, wenn keine Leistungserweiterung der Anlage vorgenommen wurde und weiterhin die Rahmenbedingungen der Eigenversorgung eingehalten werden. Trifft dies nicht zu, so erhöht sich die EEG-Umlagepflicht je nach Anlage auf 40 oder 100 %. Ausnahmen wären nach §61e EEG nur jene Bestandsanlagen oder ältere Bestandsanlagen, die trotz Erneuerung oder Ersatz ohne Leistungserweiterung noch nicht handelsrechtlich abgeschrieben sind oder eine Förderung durch das EEG in Anspruch nehmen. Sollte dies zutreffen, entfällt die EEG-Umlagepflicht vollkommen. Dies gilt ebenfalls für Anlagen, die noch nicht handelsrechtlich abgeschrieben sind und Betriebe die ihre Anlage erneuert oder ersetzt haben, um anstatt aus Braun- oder Steinkohle auf Basis von erneuerbaren Energien oder Gas, Strom am selben Standort erzeugen (§61d und §61c EEG 2021).

Für Neuanlagen, die nicht unter die Definitionen nach §61c und §61d EEG fallen, gilt ebenfalls eine anteilige EEG-Umlagepflicht. Wenn es sich bei den Anlagen um erneuerbare Energien oder um hocheffiziente KWK-Anlagen nach §61b Satz 2 handelt, sind sie zu einer Zahlung in Höhe von 40 % der Umlage verpflichtet (§61b EEG 2021).

c) **Volle EEG-Umlagezahlungspflicht**

Im bisherigen Verlauf wurden der Entfall sowie die vollständigen und reduzierten EEG-Umlagezahlungspflichten und ihre Bedingungen aufgelistet. Für Anlagen, die in diesem Zusammenhang keine Privilegierungen erhalten, besteht die volle Umlagepflicht von 100 %. Handelt es sich bei einer Anlage nicht um

- eine ältere Bestandsanlage nach §61d EEG,
- eine Bestandsanlage nach §61c EEG,
- eine privilegierte Eigenversorgung nach §61a EEG oder

- eine Neuanlage nach §61b EEG,

ist der Anlagenbetreiber dazu verpflichtet, für die Strommengen der Eigenversorgungsanlagen die volle EEG-Umlage zu bezahlen. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um sämtliche Anlagen, die mit Hilfe von fossilen Energieträgern betrieben werden und daher nicht unter den §61b EEG fallen.

d) KWK-Umlagepflicht für ältere Bestandsanlagen

Folgende Regelung betrifft nur ältere Bestandsanlagen nach §61d EEG. Mit der Möglichkeit einer Durchleitung des Stroms aus der Eigenerzeugungsanlage durch ein öffentliches Netz, die sich aus früheren EEG-Fassungen begründet, ergibt sich auch eine reduzierte KWK-Umlagepflicht. Diese erhebt der Netzbetreiber auf Basis der eingeführten Kilowattstunden in das öffentliche Netz. Wurde die ältere Bestandsanlage nach dem 1. August 2014 nicht mehr modernisiert, begrenzt sich die Umlage auf 0,03 ct/kWh. Mit einer Modernisierung nach diesem Stichtag geht das Privileg verloren und die Strommengen werden nach den üblichen Umlagesätzen besteuert. Nachdem neueren Anlagen und Bestandsanlagen eine Netzdurchleitung im Rahmen der Eigenversorgung nach §3 Nr. 19 EEG ohnehin untersagt ist, fällt auf den Eigenstrom an dieser Stelle auch keine KWK-Umlage an, da diese nur bei der Netzbenutzung erhoben wird (Bolay und Hundhausen 2016).

e) KWK-Vergütung für Eigenstrom

Über das KWKG kann sich für betreffende Eigenversorgungsanlagen im Gegenzug auch eine mögliche Förderung ergeben. Diese gilt ausschließlich für KWK-Anlagen und ist unabhängig von der EEG-Umlage oder der soeben beschriebenen KWK-Umlage zu betrachten. Da KWK-Anlagen in der Regel sehr effizient sind, werden sie nicht nur über das EEG mit einer geringeren Umlagepflicht begünstigt (vgl. Abbildung 5.1), sondern es kann auch eine tatsächliche Förderung möglich sein. Zum einen wird Strom aus KWK-Anlagen ähnlich wie Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig beim Netzanschluss und der Netzeinspeisung behandelt. Zum anderen wird für KWK-Strom ein gesetzlich festgelegter Zuschlag pro erzeugter Kilowattstunde gewährt (Uwer und Rademacher 2017). Der KWK-Zuschlag hängt von der installierten Leistung der Anlage ab. Dies sind die aktuellen Vergütungssätze für die Einspeisung in das öffentliche Netz:

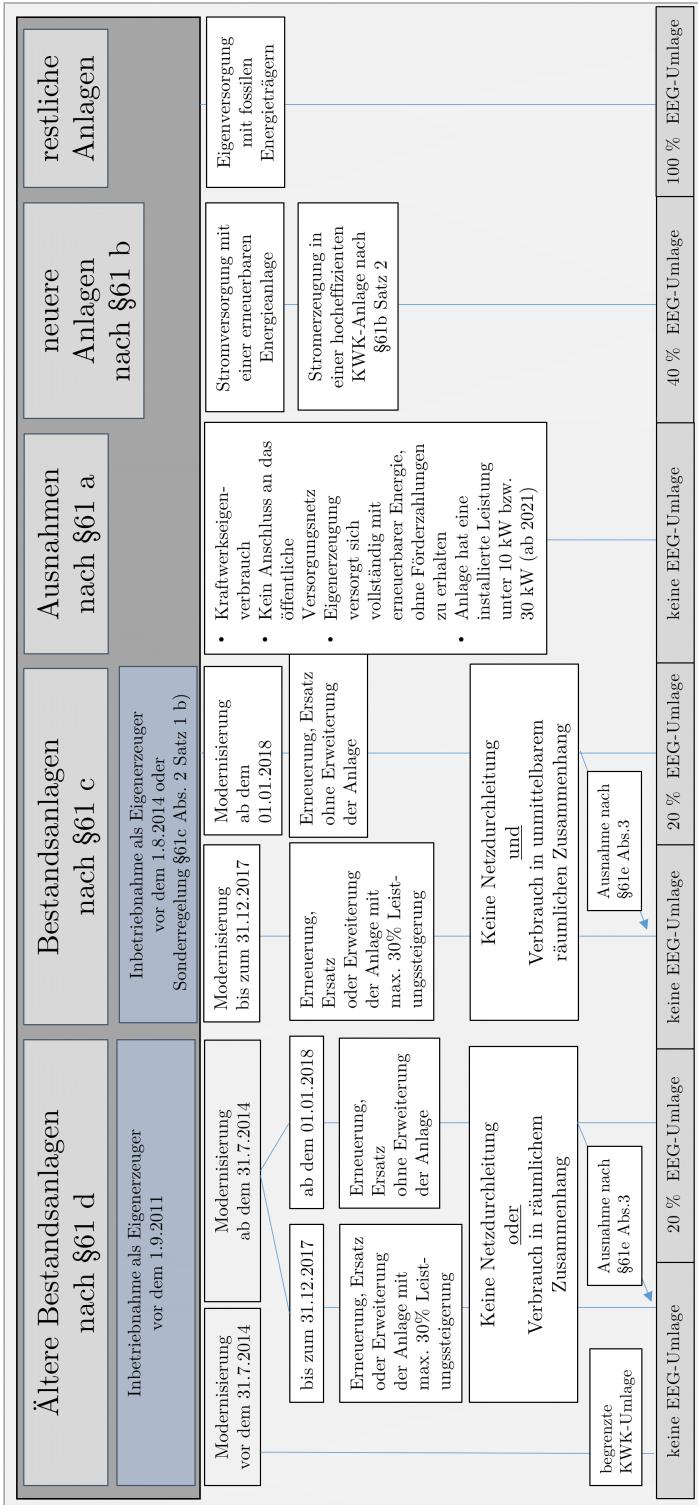


Abbildung 5.1 Überblick über die privilegierten Eigenerzeugungs-, Eigenversorgungsanlagen nach dem EEG 2017

Quelle: eigene Darstellung nach BMJV 2015; BMJV 2021; M. Albrecht 2017; BMJV 2018

- Anlagen bis 50 kW: 8 ct/kWh
- Anlagen ab 50 bis 100 kW: 6 ct/kWh
- Anlagen ab 100 bis 250 kW: 5 ct/kWh
- Anlagen ab 250 bis 2 MW: 4,4 ct/kWh
- Anlagen über 2 MW: 3,1 ct/kWh

(§7 Abs.1 Nr. 1 bis 5 KWKG 2015)

Um diese Vergütungssätze in Anspruch nehmen zu können, müssen die Voraussetzungen nach §6 Abs. 1 Nr. 1 bis 6 KWKG erfüllt sein. Dazu zählt unter anderem das Hocheffizienzkriterium, die Eingrenzung der Verwendung bestimmter Brennstoffe und eine Zulassung beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Für den selberzeugten und selbstverbrauchten Strom aus diesen Anlagen gelten jedoch weitere Einschränkungen und geringere Vergütungssätze. Allgemein steht der KWK-Zuschlag nur Anlagenbetreibern mit einer elektrischen Leistung unter 100 kW zu (§6 Abs. 3 Nr. 1 KWKG). An dieser Stelle bewegen sich die aktuell gültigen Vergütungssätze zwischen 3 und 4 ct/kWh (§7 Abs. 3 Nr.1 KWKG). Weitere Ausnahmen stellen weitergeleitete Strommengen in Kundenanlagen dar, für die der volle EEG-Umlagesatz bezahlt wird. Dabei handelt sich um keine Eigenversorgung nach dem EEG. Zudem können stromintensive Unternehmen einen Zuschlag für den Eigenstrom von bis zu 5,41 ct/kWh erhalten. Erneut sind die Vergütungssätze gestaffelt. Große Anlagen über 2 MW erhalten beispielsweise nur noch 1,8 ct/kWh (§7 Abs. 3 Nr. 3 KWKG 2015). Für Industriebetriebe mit größeren KWK-Anlagen und außerhalb der Besonderen Ausgleichsregelung ist die Vergütung der eigenerzeugten und -verbrauchten Strommengen aus KWK-Anlagen daher nicht möglich. Die ausgezahlten Vergütungen werden über die KWK-Umlage am Markt refinanziert.

f) **Strom- und Energiesteuer für Eigenversorgungsanlagen**

Für einige Eigenerzeugungsanlagen kann sich neben der EEG-Umlage eine weitere Steuerpflicht ergeben. Dabei handelt es sich um die Energie- und Stromsteuer, deren Rechtsgrundlage nun kurz betrachtet wird.

Auch im Bereich der Eigenstromerzeugung kann die Stromsteuer in Höhe von 2,05 ct/kWh auf den Eigenstrom erhoben werden. Dies gilt bereits seit längerer Zeit für alle Anlagen, ausgenommenen erneuerbare Energien, über einer brutto

Nennleistung von 2 MW. Darüber hinaus gilt seit dem 1. Juli 2019 die Stromsteuerbefreiung für Anlagen unter 2 MW nicht mehr umfassend. Die Befreiung können nur noch erneuerbare Energieanlagen und hocheffiziente KWK-Anlagen in Anspruch nehmen. Die Kriterien der Hocheffizienz sind in §10 Abs.2 Nr.2 Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) festgelegt und beinhalten beispielsweise einen Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % und einen ausschließlich wärmegeführten Betrieb. Anlagen die nicht in die genannten Kategorien fallen, müssen den vollen Stromsteuersatz auf jede selbst erzeugte und verbrauchte Kilowattstunde entrichten (BMJV 2019c).

Für Anlagen, die fossile Energieträger wie beispielsweise Gas für den Betrieb ihrer Anlage benötigen, fällt bereits mit dem Bezug des Rohstoffes die Energiesteuer an. Für die Verwendung in ortsfesten Anlagen mit dem Zweck der eigenen Stromerzeugung liegen jedoch erneut Ausnahmen vor. Diese sind in §53 EnergieStG 2019 verankert. Wenn die Anlage von seinem Lieferanten bereits die Energiesteuer anteilig oder vollständig in Rechnung gestellt bekommen hat, kann ein Antrag auf Steuerentlastung beim Hauptzollamt gestellt werden. Dies gilt aber nur für Anlagen mit mehr als 2 MW elektrischer Bruttoleistung und nur für die Energieerzeugnisse, die nachweislich zur Stromerzeugung verwendet wurden (BMJV 2019a). Für Anlagen unter 2 MW kann nur eine Entlastung beantragt werden, wenn der Strom nicht nach §9 Abs.1 Nr.1 oder 3 StromStG 2019 von der Stromsteuer befreit ist (BMJV 2019b). Mit der Steuerentlastung sind die Energiemengen anschließend vollständig von der Energiesteuer befreit.

g) **Brennstoffemissionshandel**

Im Herbst 2019 hat die deutsche Bundesregierung die Einführung eines nationalen Brennstoffemissionshandels beschlossen. Das bedeutet, dass fossile Brennstoffe hinsichtlich ihre CO₂-Emissionsfaktors befreist und somit zusätzlich besteuert werden. Dies gilt für die Sektoren Wärme und Verkehr, die bisher noch nicht über den EU-Emissionshandel abgedeckt sind. Dieser Brennstoffemissionshandel soll ab dem Jahr 2021 eingeführt werden. Bis 2025 erfolgt eine Einführungsphase mit vorab festgelegten Preisen pro Tonne Kohlenstoffdioxid. Nach 2025 soll ein nationaler Emissionshandel mit einem Auktionsverfahren etabliert werden. Die Preise für die Übergangsphase in den Jahren 2021 bis 2025 sind in der Tabelle 5.1 dargestellt (Die Bundesregierung 2019).

Tabelle 5.1 Überblick über die festgelegten CO₂-Preise (in Euro/tCO₂) im nationalen Brennstoffemissionshandel 2021 bis 2025

Jahr	Preis je t/CO ₂
2021	25 Euro
2022	30 Euro
2023	35 Euro
2024	40 Euro
2025	55 Euro

Quelle: eigene Darstellung nach Die Bundesregierung 2019

Für Unternehmen, die fossile Kraftstoffe für den Betrieb ihrer Eigenversorgungsanlagen verwenden, zum Beispiel einer KWK-Anlage mit Gasturbine, bedeutet dies entsprechende Mehrkosten. Je nach Emissionsfaktor eines fossilen Kraftstoffes, werden die CO₂-Preise entsprechend wirksam. Für Erdgas gilt beispielsweise der Emissionsfaktor von 0,202 t CO₂/MWh. Für das Jahr 2025 mit einem CO₂-Preis von 55 Euro/t würden dies Mehrkosten je kWh Erdgas von 1,1 ct/kWh bedeuten (BAFA 2019).

Für die konventionellen Eigenversorgungsanlagen, die in dieser Arbeit in den Fokus genommen werden, bedeutet dies einen zusätzlichen Kostenpunkt, der in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen miteinbezogen werden muss.

h) Meldepflichten

Die gelisteten Fälle, in denen die EEG-Umlagezahlungspflicht nicht oder nur anteilig besteht, sind auch Meldepflichten unterworfen, die bei Verstoß eine Steigerung von 20 % oder sogar eine 100 % EEG-Umlage zur Folge haben können. Die Meldepflichten sind in §61g EEG beschrieben. Der Letztverbraucher oder Eigenversorger muss in jedem Kalenderjahr sowie zu Beginn und bei Änderungen seine Mitteilungspflichten nach §74a EEG erfüllen.

Einhergehend mit der Meldepflicht der Strommengen ist auch eine Messung und Berechnung der Eigenversorgung im EEG vorgesehen. Im Rahmen des §61h Absatz 1 sind Letztverbraucher, die die volle oder anteilige EEG-Umlage bezahlen, dazu verpflichtet, ihre Strommengen mit eichrechtskonformen Messgeräten zu erfassen. Bei der Berechnung des Eigenstroms dürfen an dieser Stelle nur die aufsummierten Strommengen des Eigenverbrauchs je 15-Minuten Intervall berücksichtigt werden (§61h EEG 2021). An dieser Stelle kann erneut die Erfassung der Drittstrommengen genannt werden, die ebenfalls unter die soeben beschriebenen Mess- und Meldepflichten fällt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Eigenversorgung erst in den vergangenen Jahren in den Fokus des Gesetzgebers gerückt ist und seither im Rahmen von Gesetzesnovellen stärker reguliert wurde. Neben der engen Auslegung der relevanten Begrifflichkeiten wurden auch die Umlagezahlungspflichten seit der EEG-Novelle 2014 konkretisiert. Für neue Anlagen fällt demnach die anteilige oder volle EEG-Umlage auf den Eigenstrom an. Auch im Bereich der Energie- und Stromsteuer ist die Eigenstromerzeugung bereits entsprechend geregelt. Der Strom aus Eigenversorgungsanlagen kann daher maximal mit der vollen EEG-Umlage und der Stromsteuer belegt werden. Auf den Betreiber kommen demnach keine weiteren Steuern und Umlagen zu, die normalerweise auf die Strommengen aus dem öffentlichen Versorgungsnetz erhoben werden (mit Ausnahme der älteren Bestandsanlagen). Für Unternehmen bedeutet das aber, dass sie diese Kosten und deren Entwicklung in ihre Berechnungen mit einfließen lassen müssen. Außerdem muss mit Hilfe von Messkonzepten sicher gestellt werden, dass dritte Stromverbraucher rund um die Eigenversorgungsanlage entsprechend abgegrenzt werden, damit eine korrekte Besteuerung erfolgen kann; diese Verpflichtung wird auch Drittstrommengenabgrenzung genannt. Zudem müssen die derzeitigen Diskussionen rund um eine CO₂-Bepreisung bedacht werden. Mit Stand Herbst 2020 wurde die Einführung eines nationalen CO₂-Zertifikatehandels im Bereich des Verkehr- und Wärmesektors beschlossen. Die genaue Ausgestaltung stand zum Zeitpunkt dieser Ausführungen noch nicht fest. Es werden sich aber auch für die Eigenstromversorgung, vor allem mit den hier im Fokus stehenden konventionellen Anlagen, Änderungen ergeben, mindestens in Form der erhöhten Brennstoffkosten. Bereits heute erfolgt eine entsprechende Versteuerung fossiler Energieträger über die Energiesteuer. Welche Ausnahmeregelungen oder zusätzlichen Belastungen einkalkuliert werden müssen, kann derzeit nicht abschließend geklärt werden.

5.2 Systemische Rahmenbedingungen

Nach den gesetzlichen Rahmenbedingungen der Eigenversorgung in Deutschland, soll im Folgenden das Gesamtsystem betrachtet und die Beteiligungs- und Integrationsmöglichkeiten von Eigenversorgungsanlagen genauer aufgearbeitet werden. Damit verbunden werden auch die bereits angesprochenen Systemdienstleistungen vorgestellt und entsprechend im vorherrschenden System eingeordnet. Die folgenden Ausführungen dienen als Grundlage für mögliche Rückschlüsse auf weitere Einsatzmöglichkeiten für Eigenversorgungsanlagen am Markt.

5.2.1 Strombeschaffungsmöglichkeiten

Eine sichere, bezahlbare und vor allem kontinuierliche Versorgung mit Strom ist ein wichtiger Standortfaktor für Unternehmen. Neben dem Antrieb von produktionsrelevanten Maschinen wird der Strombedarf auch im Zuge der Anwendung von hoch technischen Geräten und der zunehmenden Digitalisierung immer wichtiger. Die meisten Unternehmen beziehen ihren Strom über EVU und damit verbunden Versorgungsverträgen. Unternehmen gelten in diesem Zusammenhang jedoch häufig als Sonderkunden und können ihre Konditionen individueller verhandeln als beispielsweise private Haushalte. Ab einem jährlichen Strombezug von ca. 100.000 Kilowattstunden gelten Verbraucher in der Regel als Sonderkunden und die EVU sind nicht mehr zur Grundversorgung verpflichtet. Eine genaue Grenze, ab wann man als Sonderkunde eingestuft werden kann, ist umstritten, jedoch kann der Beginn der Leistungsmessung an einer Abnahmestelle (ab 100.000 kWh/a) als Kriterium gewertet werden (Würfel, Kunzelmann und Toptik 2017). Damit einhergehend sind auch vertragliche Freiheiten möglich, da die gesetzlichen Vertragsvorgaben in diesem Rahmen entfallen. Für Unternehmen, die neben dem Bezug über den Energieversorger auch eine teilweise Eigenversorgung zur Deckung ihrer Last vorsehen, ist diese Vertragsfreiheit besonders relevant. Bei Vertragsgesprächen müssen sie entsprechend verhandeln, dass ihnen beispielsweise keine Gesamtbedarfsdeckungsklausel diese Eigenversorgung untersagt (Uwer und Rademacher 2017). Zudem können Sondervertragskunden über Laufzeit, Kündigungsfristen, aber auch Preisaspekte individuell verhandeln (Würfel, Kunzelmann und Toptik 2017). Unternehmen haben jedoch auch die Möglichkeit, sich direkt an der Strombörse selbst mit den notwendigen Strommengen zu versorgen. Durch das eigenständige Auftreten eines Unternehmens an der Strombörse bspw. der European-Energy Exchange (EEX) in Leipzig müssen diese bestimmte Kriterien erfüllen. Diese Zulassungsrichtlinien sind gesetzlich geregelt und in §14 bis §22 der Börsenordnung der EEX festgehalten (Uwer und Rademacher 2017). Für welche Variante sich ein Unternehmen entscheidet, also lang- oder kurzfristige Versorgungsverträge, ergänzende Eigenversorgung oder direkter Einkauf an der Strombörse, hängt von der Energiestrategie ab. Im Allgemeinen gilt jedoch, je mehr Risiko ein Unternehmen selbst trägt, desto eher können auch finanzielle Vorteile erwirtschaftet werden. Im Gegenzug können aber auch Nachteile in Form von Verlusten entstehen. Durch die Abgabe des Risikos auf das EVU und die damit verbundene Strompreisgarantie wird dieses Risiko auf das EVU übertragen und entsprechend mit einem Preisaufschlag für das Unterneh-

men verrechnet (Würfel, Kunzelmann und Toptik 2017). Im Folgenden soll nun in den Grundzügen auf den Energiehandel und das Strommarktsystem in Deutschland eingegangen werden, um zu analysieren, wie Eigenerzeugungsanlagen derzeit eingebunden werden können; das heißt, welche Möglichkeiten neben einem klassischen Energieversorgungsvertrag bestehen, um den eigenen Strombedarf zu decken oder Strommengen zu vermarkten.

5.2.2 Strommarktdesign und Beteiligungsmöglichkeiten

Um die Funktionsweise des Strommarktes und die Preisbildung sowie die damit zusammenhängenden Möglichkeiten für Unternehmen abilden zu können, soll vorab aufgezeigt werden, wie die Großhandelsmärkte für Strom arbeiten. Die Abbildung 5.2 bildet die Komponenten und Bestandteile des deutschen Strommarktdesigns ab.

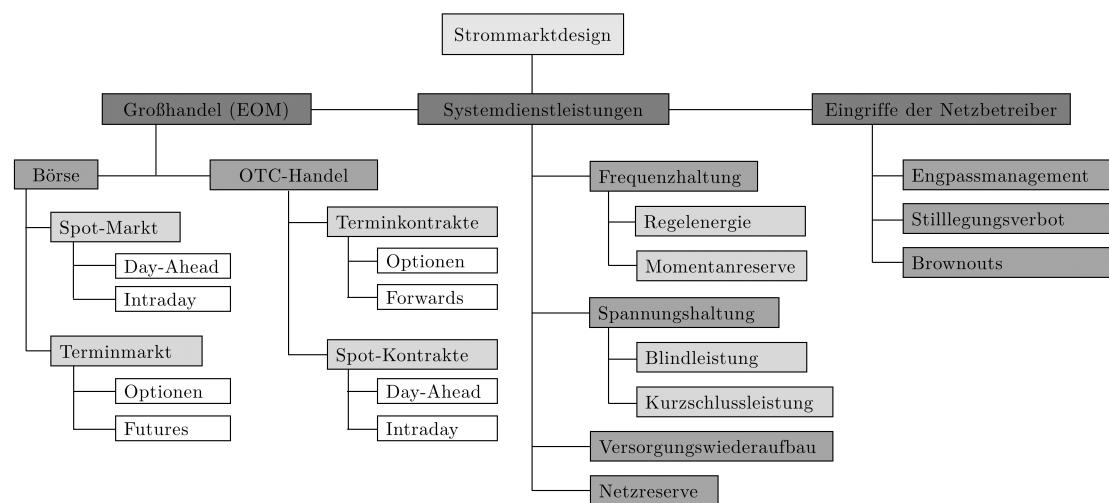


Abbildung 5.2 Bestandteile des deutschen Strommarktdesigns

Quelle: Eigene Darstellung nach Next Kraftwerke GmbH 2018c

Zum einen gibt es den Großhandel für Strom, der nach den Prinzipien eines Energy-Only-Marktes (EOM) funktioniert. Das bedeutet, dass nur die tatsächlichen Strommengen vergütet werden und nicht etwa deren Vorhaltung wie beispielsweise in einem Kapazitätsmarkt. Den Großhandel kann man wiederum in den börslichen Handel an der Strombörsen sowie den außerbörslichen Handel am OTC-Markt unterteilen. Dort können mit den entsprechenden Handelsfristen unterschiedliche Produkte gehandelt werden.

Zum anderen gibt es im Strommarktdesign spezielle Mechanismen und Dienstleistungen, die das Gesamtsystem absichern. Dazu zählen die Systemdienstleistungen die im Rahmen dieser Arbeit im Fokus stehen. Zu diesen Dienstleistungen zählen die Spannungs- und Frequenzhaltung sowie der Versorgungswiederaufbau und die Netzreserve. Die unterschiedlichen Funktionsweisen werden im weiteren Verlauf beschrieben. Darüber hinaus haben die Netzbetreiber noch Eingriffsmöglichkeiten zur Systemstabilisierung, sollten die erwähnten Mechanismen keine Wirkung zeigen oder Fehlkalkulationen auftreten. Die Abbildung 5.2 verdeutlicht die Komplexität des Strommarktsystems. Sie ist dem sehr speziellen Gut „Strom“ geschuldet, das weder lager- noch speicherbar ist und zum Transport eine Netzinfrastruktur benötigt. Die Herausforderung besteht darin, dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit aufeinander abgestimmt sein müssen (Angerer und Krohns 2018).

Als weitere Grundlage soll im Folgenden kurz auf den Börsenstromhandel eingegangen werden, bevor die Systemdienstleistungen und deren Funktionsweise im Detail beschrieben wird.

Der börsliche und außerbörsliche Stromhandel

Zu Beginn wird eine Analyse des börslichen und außerbörslichen Stromgroßhandels erfolgen. In Abbildung 5.3 sind die einzelnen Handelsformen, -fristen und -produkte an der Börse, dem OTC-Markt und auch am Regelenergiemarkt dargestellt. Neben den Produkten an der Strombörsen und dem OTC-Markt soll jedoch vorab ein kurzer Exkurs in Bezug auf die Preisbildungsmechanismen erfolgen.

Exkurs: Preisbildung an der Strombörse

In Deutschland gibt es einen sogenannten EOM. Das bedeutet, dass nur der Strom gehandelt wird und keine Bezahlung der Leistung erfolgt. Letzteres wäre beispielsweise in einem Kapazitätsmarkt der Fall, indem auch Leistungen, die für kritische Tage vorgehalten werden, dauerhaft vergütet werden (Haucap 2013).

Wie auch in anderen Märkten, sind Angebot und Nachfrage ausschlaggebend für den Preis. Die Preisbildung erfolgt nach der „Merit Order“, also der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die ihren Strom zu diesem Zeitpunkt am Markt anbieten, um die momentane Nachfrage zu decken. Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten speist als erstes ein, befindet sich also in der Merit-Order an erster Stelle und wird von dem Kraftwerk mit den nächsthöheren Grenzkosten abgelöst. Das Kraftwerk, das als letztes seine Strommengen einspeisen kann, um die Nachfrage zu decken, nennt man Grenzkostenkraftwerk.

Zeit	Zeitpunkt der Stromlieferung					
Strombörse	Terminhandel Monatsbase Bis 24 Uhr des letzten Tages des Vormonats	Day-Ahead Auktion bis 10:12 Uhr des Vortages Stunden- und Viertelstundenprodukte	Day-Ahead Spot-Markt bis 12 Uhr des Vortages Stunden und Blockgebote	Intraday-Auktion Spot-Markt bis 15 Uhr des Vortages Viertelstundenangebote	Intraday-Handel Spot-Markt Stundenprodukte: Ab 15 Uhr des Vortages bis 5 Minuten vor Lieferung Viertelstundenprodukte: Ab 16 Uhr des Vortages bis 5 Minuten vor Lieferung	
Over-The-Counter (OTC)		bis 15 Minuten vor Stromlieferung Alle Produkte werden bilateral verhandelt				Day-After Handel Bis 16 Uhr des Folgetages nachträglicher bilanzieller Ausgleich möglich
Regelenergie	Primärreserve Zeitscheibe: eine Woche Bis Dienstag 15 Uhr für Montag ab 0 Uhr	Sekundärreserve Zeitscheibe: Hauptzeit (HT) Mo-Fr 8 bis 20 Uhr Nebenzeit (NT) Mo-Fr 20 bis 8 Uhr, Sa., So. und Feiertage Bis Mittwoch 15 Uhr für Montag ab 0 Uhr	Minutenreserve Zeitscheibe: pro Tag jeweils sechs 4-Stunden Blöcke Täglich bis 10 Uhr für Folgetag ab 0 Uhr Ausnahme: Freitag bis 10 Uhr für Sa., So. und Mo. ab 0 Uhr			

Abbildung 5.3 Übersicht der Handelsprodukte und Fristen am Strommarkt

Quelle: Eigene Darstellung nach Next Kraftwerke GmbH 2018d

Dieses setzt den Preis pro Megawattstunde Strom für alle Kraftwerke in diesem Zeitraum fest. In der Abbildung 5.4 wird die Merit Order nochmals graphisch dargestellt (Baumhögger und Perret 2017).

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und deren steigenden Einspeisemengen verschiebt sich die Kurve im Zuge der Strompreisbildung gemäß den kurzfristigen Grenzkosten. Diese Veränderung wird auch als der „Merit-Order-Effekt“ bezeichnet und ist in der Abbildung 5.5 zum Vergleich dargestellt. Da die Erneuerbaren nicht nur einen gesetzlich festgelegten Einspeisevorrang haben, sondern auch ihre Grenzkosten annähernd bei Null liegen, kommen diese Kraftwerke in der Merit Order zu Beginn. Je nach Wetterlage können die Erneuerbaren heute bereits einen Großteil der Nachfrage decken, sodass der Preis pro Megawattstunde Strom an der Börse niedriger ausfällt als ohne die Einspeisung der Erneuerbaren. Die konventionellen Kraftwerke mit den höheren Grenzkosten werden in der Merit Order weiter nach rechts geschoben. Sie speisen demnach erst ihre Strommengen ein, wenn die erneuerbaren Energien ihre Mengen bereits vermarkten konnten. Besonders Gas- oder Ölkraftwerke mit hohen Kosten kommen daher seltener zum Zug bzw. sie kommen dann zum Zug, wenn die Wetterlage eine hohe Stromproduktion aus Erneuerbaren verhindert. Dieser Unterschied in der Strompreisbildung ist der „Merit-Order-Effekt“, da die erneuerbaren Energien bei gleicher Nachfrage wie in Abbildung 5.5 den Preis deutlich senken (Die Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2018a).

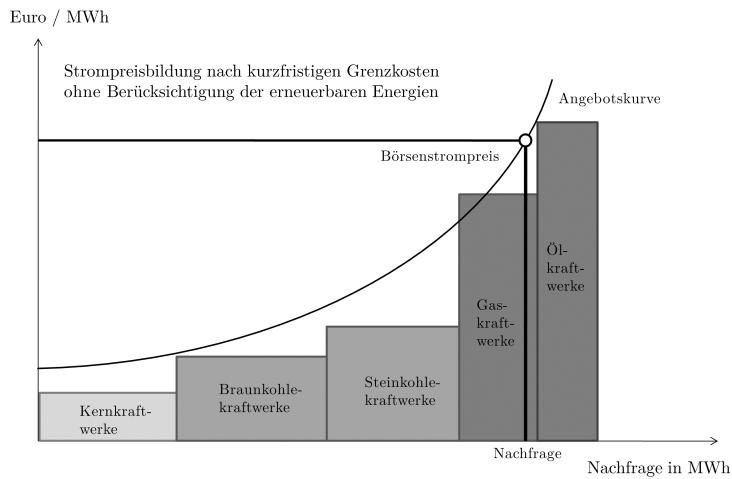


Abbildung 5.4 Preisbildung an der Börse ohne Merit-Order-Effekt

Quelle: Eigene Darstellung nach Die Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2018a

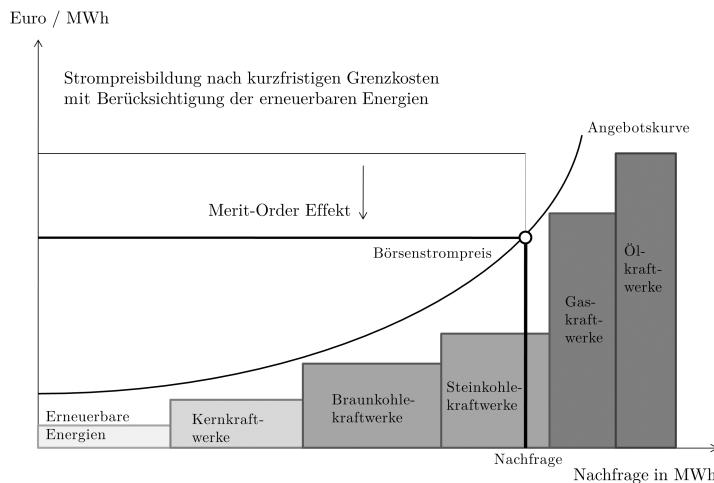


Abbildung 5.5 Preisbildung an der Börse mit Merit-Order-Effekt

Quelle: Eigene Darstellung nach Die Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2018a

Der Merit-Order-Effekt und die damit sinkenden Marktpreise haben zur Konsequenz, dass konventionelle Kraftwerke wie bspw. Gaskraftwerke häufig nicht mehr rentabel am Markt wirtschaften können, da diese in immer weniger Stunden im Jahr einspeisen

können und somit weniger Geld verdienen, sie aber trotzdem ihre Leistung unentgeltlich vorhalten. Häufige Forderungen sind daher die Einführung eines Kapazitätsmarktes, also die Bezahlung der Leistungsvorhaltung am Markt. Politisch wurde in der EEG-Novelle 2014 aber eine strategische Kraftwerksreserve aus Braunkohlekraftwerken entschieden (BMWi 2015). Diese Problemstellung, dass konventionelle Kraftwerke derzeit nur schwer wirtschaftlich zu betreiben sind, sie aber für bestimmte Wetterlagen auch zukünftig systemrelevant sind, ist unter anderem Grundlage dieser Arbeit. Denn wenn nur wenige oder keine erneuerbaren Energien Strom einspeisen, ist trotzdem weiterhin Residuallast notwendig. Nach diesem Exkurs wird nun knapp der börsliche und außerbörsliche Stromhandel beschrieben, um die Beteiligungsmöglichkeit der Unternehmen in Deutschland zu veranschaulichen.

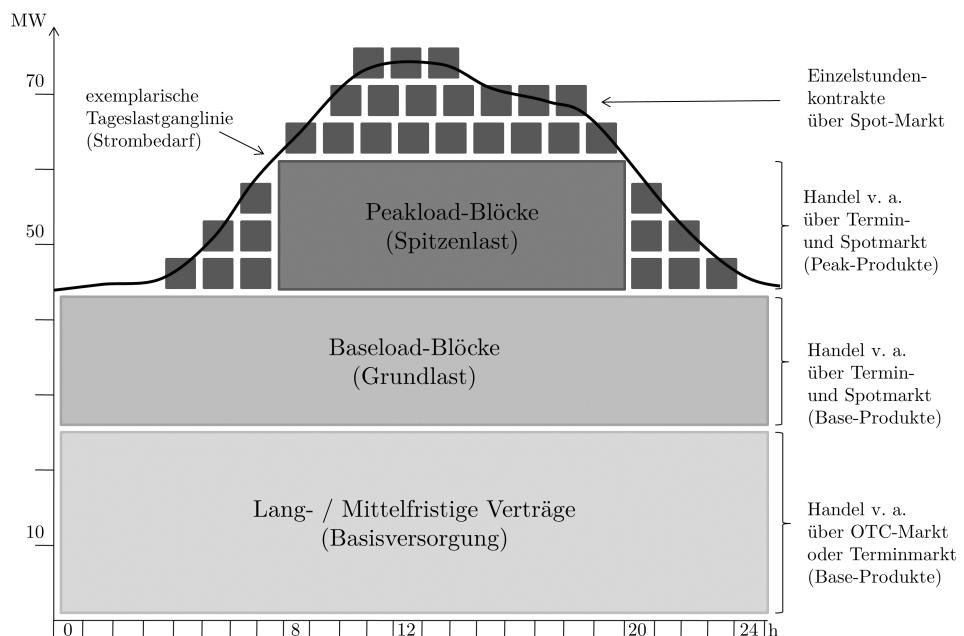


Abbildung 5.6 Produkte des börslichen und außerbörslichen Stromhandels am Beispiel eines Tagesverlaufs

Quelle: Eigene Darstellung nach Angerer und Krohns 2018 (S. 27)

Da die Nachfrage nach Strom nicht konstant über einen Tag oder ein ganzes Jahr erfolgt und zum Teil sehr stark schwankt, wird eine Unterteilung in Peak und Off-Peak Zeitfenster vorgenommen. Die Abbildung 5.6 zeigt diese Verteilung zwischen Grund- und Spitzenlast beispielhaft an einem Tagesverlauf. Die Stromnachfrage erreicht ihr Maxi-

mum in der Regel um die Mittagsstunden und flacht dann wieder ab, um am frühen Abend unter Umständen nochmals ein wenig anzusteigen. Um die Stromnachfrage an diesem Tag zu decken, gibt es unterschiedliche Produkte, die im Voraus zu unterschiedlichen Fristen und Preisen gekauft werden können (Baumhögger und Perret 2017).

Der OTC-Markt

Der sogenannte Over-The-Counter Markt (OTC-Markt) ist der außerbörsliche Handelsplatz. Ohne Zwischeninstanz können hier direkte Verträge verhandelt werden. Bis zu 15 Minuten vor der tatsächlichen Lieferung des Stroms werden bilaterale Vertragsabschlüsse ausgehandelt. Insgesamt werden ungefähr 80 % des Stromhandels über den OTC-Markt abgewickelt (BNetzA 2018b). Auf diesem Markt kann man entweder selbst oder über einen Broker auftreten und handeln. Sollte ein Unternehmen mit einem Broker, also einem Vermittler arbeiten, findet der Handel auf speziellen Broker-Plattformen statt. Dort können auch gezielt Käufer und Verkäufer zusammengebracht werden, wobei beide Parteien bis zum Abschluss des Geschäfts anonym bleiben (Baumhögger und Perret 2017). Unternehmen können jedoch auch selbst auf dem OTC-Markt handeln, sofern sie die entsprechenden Zulassungsvoraussetzungen erfüllen. Zulassungsvoraussetzungen für Unternehmen am OTC-Markt sind:

- Abschluss eines Bilanzkreisvertrages mit dem zuständigen ÜNB
- Bereitstellung der technischen Infrastruktur im Unternehmen zur Teilnahme auf den Plattformen, v. a. aber leistungsfähiger Internetanschluss und/oder stabile Telefonverbindung
- Einstellung oder Qualifizierung von Personal
- Abschluss eines Trading Agreements mit einem Handelpartner und Festlegung des angestrebten Handelsvolumens, der Handelszeiträume, der Eigenkapitalanforderungen und welche Sicherheiten hinterlegt werden.

(Göß 2016a)

Aber auch in diesem Fall erfolgt der bilaterale Handel anonym und die verhandelten Konditionen und Preise sind auch im Nachgang nicht für die anderen Marktteilnehmer sichtbar (Göß 2016a). Allgemein können die Konditionen eines Stromliefervertrags am OTC-Markt frei verhandelt werden. Dies gilt auch für die Laufzeit und eventuelle Sonderklauseln. Daher müssen Unternehmen ein gewisses Risiko einkalkulieren. Dazu zählt

auch der Ausfall des Handelspartners. Obwohl mittlerweile standardisierte Rahmenverträge verwendet werden können, die den Unternehmen mehr Sicherheit geben, sind die OTC-Geschäfte nicht vollkommen absicherbar und es gibt keine speziellen Regelungen oder Richtlinien des Gesetzgebers. Am OTC-Markt in Deutschland gelten die Gesetze das Bürgerlichen Gesetzbuchs (BGB) (Niedrig 2008).

Der Großteil der Stromgeschäfte wird außerbörslich abgeschlossen und häufig bereits langfristig im Voraus vereinbart. Trotzdem gibt es im OTC-Handel neben einem Termin- auch einen Spotmarkt mit unterschiedlichen Handelsprodukten. Der Terminmarkt ist Handelsplatz für langfristige Stromlieferungen. Dort unterscheidet man außerdem zwischen der physischen und finanziellen Erfüllungspflicht im Zuge eines Vertrages sowie den Forward-Kontrakten und den Optionen. Bei einem Forward schließen Verkäufer und Käufer einen Vertrag und einigen sich dabei auf die Strommenge, den Preis und den Lieferzeitpunkt in der Zukunft. Der Käufer erhält den Strom zum Lieferdatum zum vereinbarten Preis und konnte sein Risiko damit absichern. Beim Verkäufer spielt dagegen der zum Lieferzeitpunkt geltende Marktpreis die entscheidende Rolle. Liegt dieser unter dem vereinbarten Preis des Forwards, ist dies positiv für den Verkäufer und er macht Profit. Die Forward-Kontrakte werden am OTC-Markt gehandelt und der Strom wird in der Regel tatsächlich physisch geliefert (Baumhögger und Perret 2017). Bei den Forward-Kontrakten handelt es sich um die unbedingten Termingeschäfte am OTC-Markt. Die Optionen sind dagegen die bedingten Termingeschäfte und haben eine finanzielle und nur einseitige Erfüllungspflicht. Das bedeutet, dass bei Optionen eine Seite des Vertrages das Geschäft verfallen lassen kann. Bei den Forward-Kontrakten ist dies nicht möglich; beide Seiten müssen sich dabei an die vertraglichen Bestimmungen halten. Bei den Optionen findet statt der tatsächlichen Lieferung ein finanzieller Ausgleich statt, der sich aus der Differenz des vereinbarten Vertragspreises im Vergleich zum momentanen Spotmarktpreis ergibt (Angerer und Krohns 2018). Man unterscheidet bei den Optionen außerdem zwischen einer Call- und einer Put-Option. Die Call-Option ist die Möglichkeit, bei einem bestimmten Preis einen Kauf zu tätigen. Die Put-Option ist das Gegenteil und räumt den Verkauf bei einem bestimmten Preis ein. Diese sogenannten Strikes, also der Preis, wann gekauft oder verkauft wird, müssen im Vertrag hinterlegt sein. Dies kann entweder ein bestimmter Zeitpunkt sein, dann wird die Option als „europäische Option“ bezeichnet, oder bis zu einem bestimmten Zeitpunkt gelten. Letztere trägt den Namen „amerikanische Option“ (Baumhögger und Perret 2017).

Der Spotmarkt bedient in der Regel kurzfristigere Geschäfte, im OTC-Handel sind hauptsächlich längerfristige Wochen- oder Tagesprodukte üblich. Kurzfristigere Stromlieferungen in Form von Einzelstundenkontrakten sind eher die Ausnahme. Der Spotmarkt

im OTC-Handel dient vor allem der Deckung der Base- und Peakload, wie in Abbildung 5.6 dargestellt, da die Handelsfristen am börslichen Intraday-Markt deutlich kürzer und somit für Einzelstundenkontrakte attraktiver sind (Graeber 2014).

Ausschließlich am OTC-Markt ist zudem der Day-After Handel möglich. „*Hier können individuelle Strombilanzabweichungen vom Vortag gegenüber den Netzbetreibern jeweils gegen Abweichungen von anderen Marktteilnehmern ausgeglichen werden.*“ (Baumhögger und Perret 2017). Als Referenz werden im Day-After Handel die erzielten Spotmarktpreise des Vortags herangezogen (Baumhögger und Perret 2017).

Die Teilnehmer am OTC-Markt sind vor allem Betreiber von Großkraftwerken, die ihre Strommengen absichern, also Energieversorger oder Stromhändler. Für klassische Unternehmen ist eine Beteiligung am OTC-Markt mit vielen Pflichten und einem Risiko verbunden, sodass ein eigenständiger Handel häufig nicht lohnenswert ist (EFET 2018). Für die erneuerbaren Energien ist dieser Handelsplatz momentan ebenfalls weniger relevant, da sie durch ihre Einspeisevergütung oder Marktprämie an die Strombörse gebunden sind. Unter Umständen könnte der OTC-Markt mit dem Auslaufen der Förderzahlungen für diese Markakteure wichtiger werden (Graeber 2014).

Zusammenfassend ist der OTC-Markt geeignet, um sich für einen definierten Zeitraum mit möglichst optimalen Strompreisen zu versorgen, da der außerbörsliche Handel nicht den gleichen Volatilitäten wie der Strombörse unterlegen ist. Jedoch kann eine fehlende Markt- und Preistransparenz im OTC-Handel als Nachteil gesehen werden, genauso wie die zahlreichen Zulassungsvoraussetzungen zur Marktteilnahme. Da man für jede Transaktion Sicherheiten hinterlegen muss, ist dieser Markt eher für größere Akteure geeignet. Auch ist dieser durch fehlende Standards als deutlich riskanter als beispielsweise der Börsenstromhandel einzustufen. Prinzipiell ist jedoch eine Teilnahme für Betreiber von Eigenerzeugungsanlagen möglich, sofern diese Überschussstrom entsprechend vermarkten möchten.

Welche Hürden Unternehmen an der Strombörse nehmen müssen, wie diese funktioniert und welche Produkte dort gehandelt werden, wird nun näher betrachtet.

Die Strombörse

Allgemein unterscheidet man an der EEX zwischen dem Termin- und dem Spotmarkt. Auf diesen Märkten wird mit unterschiedlichen Fristen gehandelt. Der Terminmarkt mit Sitz in Leipzig handelt Produkte bereits lange im Voraus und ist daher für langfristige Geschäfte zuständig. Der Spotmarkt wird auch als EPEX Spot bezeichnet und befindet sich in Paris. Auf dem Spotmarkt gibt es den Day-Ahead und den Intraday Handel. Wie die Namen bereits angeben, werden dort kurzfristige Produkte gehandelt. Der Handels-

index der EEX heißt Phelix (Physical Electricity Index) und wird für die Base-, Peak- und Off-Peakload bestimmt (Baumhögger und Perret 2017).

Im EnWG ist verankert, dass lediglich Stromgroßabnehmer selbst am Börsenhandel teilnehmen dürfen. Als Großabnehmer wird man bezeichnet, sobald man nicht Grundversorgungskunde ist. Die Grenze dabei liegt bei ca. 10.000 kWh Jahresstromverbrauch. Außerdem ist es Privatpersonen untersagt, Mitglied an der Strombörsen zu werden. Dies ist lediglich Unternehmen vorbehalten (Angerer und Krohns 2018). Insgesamt sind ungefähr 250 Akteure an der EEX akkreditiert. Dazu zählen neben den EVU auch Banken und Industriebetriebe (EFET 2018). Letztere stellen aber nur einen kleinen Teil der zugelassenen Handelsunternehmen dar. Zu dieser Gruppe zählen beispielsweise die Trianel GmbH, UPM GmbH oder der Aluminiumhersteller Trimet (EEX 2019). Um als Unternehmen an der Börse auftreten zu dürfen, müssen folgende Zulassungskriterien nach §14ff. EEX-Börsenordnung und §19 Börsengesetz erfüllt werden:

- Geschäftsführer oder geschäftsführungs berechtigte Person ist beruflich für den Börsenhandel geeignet und muss seine Zuverlässigkeit entsprechend nachweisen können.
- Sicherheit in Höhe von mindestens 50.000 Euro Eigenkapital muss hinterlegt werden.
- Mindestens eine Person aus dem Unternehmen muss als Börsenhändler zugelassen sein und eine entsprechende Prüfung/berufliche Eignung nachweisen.
- Eine technische Anbindung des Handelssystems muss erfolgen.
- Die European Commodity Clearing AG muss das Unternehmen und seine Teilnahme an der Strombörsen bestätigen.

(EEX 2018)

Erst nach der erfolgreichen Registrierung und Zulassung dürfen Unternehmen an der Börse handeln. Wie bereits erwähnt, beteiligen sich nur wenige große Industrieunternehmen direkt am Börsenhandel. Neben den aufgelisteten Zulassungsvoraussetzungen müssen Teilnehmer eine jährliche Gebühr in Höhe von 15.000 Euro bei vollumfänglicher Mitgliedschaft entrichten. Hinzu kommen Kosten je nach Art der technischen Anbindung, Transaktionsgebühren sowie verpflichtende Schulungen und Lehrgänge für das zuständige Personal. Zudem muss das Unternehmen als Börsenteilnehmer seinen eigenen Bilanzkreis bewirtschaften, der wiederum mit bestimmten Pflichten und Verwal-

tungsarbeit einhergeht. Für Unternehmen ist ein Börsenhandel daher nicht nur mit beträchtlichen Kosten, sondern auch mit viel unternehmensinternem Know-How und Aufwand verbunden. Daher ist dies bisher nur für besonders energieintensive Marktteilnehmer interessant. Auf der anderen Seite findet an der Strombörse eine transparente Preisbildung statt, die Produkte sind standardisiert und daher kann das Risiko für die Teilnehmer im Vergleich zum OTC-Markt deutlich verringert werden. Sollte beispielsweise ein Handelspartner das Geschäft nicht durchführen können und ausfallen, springt die Börse ein. Die Börse trägt also das Risiko eventueller Zahlungsausfälle. Am OTC-Markt tragen die Teilnehmer selbst das Risiko (EFET 2018). Nach der Zulassung können Unternehmen nicht nur Strom an der Börse kaufen, sondern Strom aus den Eigenversorgungsanlagen auch entsprechend zum Verkauf anbieten.

Es besteht auch die Möglichkeit, sich in Gruppen zusammenzuschließen und seine Kapazitäten zu bündeln. Dies wird auch als Pooling bezeichnet und wird bereits beim Stromeinkauf angewendet. Ein Beispiel hierfür ist der Verband Deutscher Kühlhäuser & Kühllogistikunternehmen e.V. (VDKL). Im VDKL-Strompool werden die Energiemengen verschiedenster Mitglieder gebündelt. Auch kleinere Unternehmen haben somit die Möglichkeit den Strom direkt über die Strombörse zu beziehen und von einem strategischen Einkauf zu profitieren (Verband Deutscher Kühlhäuser & Kühllogistikunternehmen e.V. 2019). Umgekehrt ist dieses Modell in Bezug auf die Vermarktung von Eigenerzeugungsmengen ebenfalls möglich.

Im Folgenden werden die bereits erwähnten Märkte an der Strombörse, der Termin- und der Spotmarkt mit seinen unterschiedlichen Handelsprodukten, genauer beleuchtet. Allgemein können die Marktteilnehmer ihren Strombedarf an diesen beiden Märkten mit Hilfe unterschiedlicher Produkte decken bzw. ihren Strom als unterschiedliche Produkte anbieten. Dazu zählen Bandlieferungen, Einzelstundenkontrakte oder bestimmte Blöcke, wie in Abbildung 5.7 dargestellt.

Terminmarkt

Der Terminmarkt ist der Handelsplatz für langfristige Stromprodukte. Bis zu sechs Jahre im Voraus können an der EEX mit Handelssitz in Leipzig Strommengen gekauft werden. Die Abbildung 5.6 zeigt, dass der Terminmarkt vor allem der Abdeckung der Grundlast dient. Zum einen gibt es die sogenannten Futures: je nach Laufzeit eines Produkts handelt es sich um Day-Futures, Week-Futures, Month-Futures usw. Teilnehmer können also ihren zukünftigen Strombedarf zu handelsaktuellen Preisen und je nach Zeitspanne abdecken und absichern. Dies wird auch Hedging genannt. Die Mindeststrommenge, die am Terminmarkt gehandelt werden muss, beträgt 1 MW (EFET 2018). Außerdem kann

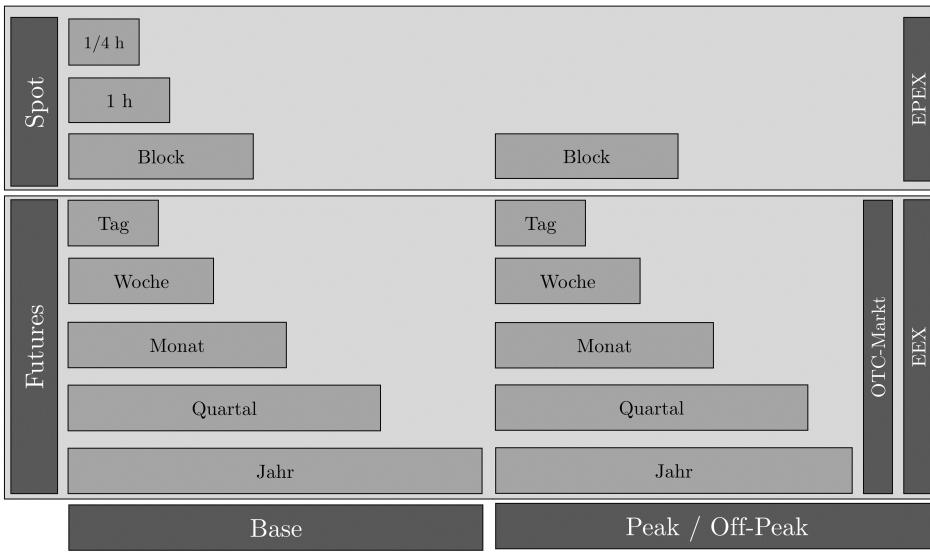


Abbildung 5.7 Übersicht über die Handelsprodukte und -zeiten an der Strombörse
Quelle: Eigene Darstellung nach Göß 2016b

zwischen Base- und Peak-Produkten unterschieden werden. Bei den Base-Produkten handelt es sich um eine konstante Leistungslieferung von 0:00 bis 24:00 Uhr, also eine Bandlieferung zur Abdeckung des gesamten Zeitraumes. Die Peak-Load deckt die Spitzlast, d.h. den Zeitraum werktags zwischen 8:00 und 20:00 Uhr, ab. Die übrigen Stunden sowie die Wochenendtage werden als Off-Peak-Zeiträume bezeichnet. Mit den unterschiedlichen Produkten versuchen die Börsenteilnehmer, ihren Strombedarf bestmöglich zu prognostizieren und genau die Stommengen einzukaufen, die den jeweiligen Bedarf in der Zukunft abdecken können (Angerer und Krohns 2018).

Zum anderen gibt es neben den Futures am Terminmarkt auch die Möglichkeit, Optionen zu handeln; dies soll aber an dieser Stelle vernachlässigt werden, da sich die Beteiligungsmöglichkeiten von Industrieunternehmen nicht verändern.

Spot-Markt

Der Spot-Markt ist Handelsplatz für kurzfristige Produkte und hat seinen Sitz in Paris. Dieser wird unter anderem auch als EPEX Spot bezeichnet und es besteht eine tatsächliche physische Erfüllungspflicht der Kontrakte. Das bedeutet, dass keine Spekulationen wie am Terminmarkt möglich sind (EFET 2018). Allgemein wird auf dem Spot-Markt zwischen dem Day-Ahead und dem Intraday-Handel unterschieden (Baumhögger und Perret 2017).

Wie die Namen bereits andeuten, werden auf dem Day-Ahead-Markt täglich Auktionsverfahren für den Folgetag durchgeführt. Bis 12:00 Uhr können die Marktteilnehmer Gebote für den nächsten Tag abgeben. Hierfür werden für jede der 24 Stunden des Folgetags Preise auf Basis der eingehenden Angebote bzw. der Nachfrage ermittelt (Baumhögger und Perret 2017). Die Preisbildung erfolgt nach der bereits beschriebenen Merit-Order, d.h. das Grenzkostenkraftwerk setzt den Preis fest. Dieser Betrag wird als Market-Clearing-Price bezeichnet. In der Regel werden am Day-Ahead Markt Stundenkontrakte gehandelt. Es können aber auch bestimmte Blöcke in der Base- oder Peakload angeboten werden, wie beispielsweise der Morning-Block von 7:00 bis 10:00 Uhr. Am Day-Ahead-Markt können außerdem auch geringere Strommengen ab 0,1 MW gehandelt werden. Ab 12:40 Uhr eines jeden Tages werden die Ergebnisse des Auktionsverfahrens veröffentlicht und damit der bereits erwähnte Börsenindex PHELIX (Next Kraftwerke GmbH 2018a). Es wird sowohl der PHELIX Base als auch der PHELIX Peak aus dem arithmetischen Mittel der Stunden 1 bis 24 bzw. 9 bis 20 ermittelt (Baumhögger und Perret 2017). Ab 15:00 Uhr beginnen dann bereits die Intraday-Auktionierungen. Auch dabei handelt es sich um eine ganzjährige Handelsplattform, auf der pro Tag 96 Viertelstundenkontrakte gehandelt werden können. Im Zuge dieser Auktion können die Marktteilnehmer ihren Bedarf feiner abstimmen. Zusätzlich können wie beim Day-Ahead Handel auch Gebote für Stundenkontrakte oder bestimmte Blöcke abgegeben werden. Eine Auktion ist bis fünf Minuten vor der tatsächlich physischen Lieferung möglich. Die Preisbildung erfolgt, anders als beim Day-Ahead Markt nach dem „Pay-as-bid“-Verfahren, sodass der tatsächliche Gebotspreis im Falle einer Bezugslagung zählt (Next Kraftwerke GmbH 2018b).

„Der Intraday-Handel dient primär dazu, Fehlmengen oder Überschüsse des eigenen Bilanzkreises durch kurzfristige, untertägige Handelsaktivitäten so gering wie möglich zu halten, um den Prognoseverpflichtungen des Bilanzkreisvertrages nachzukommen und etwaige Ausgleichsenergiekosten zu reduzieren. Mit Hinblick auf immer flexibler werdende Anlagen lässt sich der kurzfristige Handel aber auch dafür nutzen, um den Strom von Anlagen kurzfristig bedarfsgerecht – und somit möglichst gewinnbringend und systemstabilisierend – zu produzieren“ (Next Kraftwerke GmbH 2018b).

Im Intraday-Handel bieten sich demnach auch Möglichkeiten für Eigenerzeugungsanlagen, ihren Strom zu vermarkten. Für erneuerbare Energien ist dies schon heute ein gängiges Modell. Der Spotmarkt ist der Handelsplatz für alle erneuerbaren Energien, die im Rahmen der Direktvermarktung auf dem Strommarkt auftreten. Dies gilt seit 2016 für alle Anlagen ab einer Leistung von 100 kW verpflichtend. Über Direktvermarkter wird der Strom an der Börse verkauft und im Rahmen des Marktprämienmodells erhalten.

ten die Anlagenbetreiber ihre Vergütung, deren Höhe sich an der staatlichen Einspeisevergütung kleinerer Anlagen orientiert (BMWi 2017). Auf der anderen Seite können die Bilanzkreisverantwortlichen in diesem Zusammenhang als Zielgruppe und mögliche Plattform fungieren, sodass deren Beteiligung an möglichen Geschäftsmodellen im weiteren Verlauf nochmals genauer geprüft wird.

Der börsliche und außerbörsliche Stromhandel bietet unterschiedliche Produkte und Möglichkeiten für Unternehmen, ihren Strombedarf individuell abzudecken. Sowohl der Handel an der Strombörse als auch am OTC-Markt ist aber für Unternehmen nicht uneingeschränkt zugänglich. Beide Märkte setzen gewisse Zulassungskriterien und Mindeststromhandelsmengen voraus. Der eigenständige Stromeinkauf ist demnach für Unternehmen zusätzlich mit dem Bedarf an Know-How, Aufwand, bspw. in Form einer zulässigen technischen Anbindung, und zum Teil auch mit finanziellen Beiträgen verbunden. Außerdem müssen sie mit dem eigenständigen Auftreten am Markt auch das Risiko eventueller Fehlkalkulationen oder Lieferausfälle einberechnen. Über Broker können Unternehmen jedoch die Zulassungsvoraussetzungen am OTC-Markt übergehen und einen Dienstleister mit dem außerbörslichen Stromeinkauf trauen. Hierzu zählt auch die Kapazitätsbündelung über Strompools. Auch die indirekte Teilnahme über den Stromlieferanten kann von Unternehmensseite geprüft werden. Ist der Energieversorger entsprechend an der Börse akkreditiert, können bestimmte Konditionen ausgehandelt werden, dass der Versorger gewisse Strommengen für das Unternehmen am Termin- oder Spotmarkt handelt (EFET 2018).

Abgesehen von den Mindesthandelsmengen und Zulassungsvoraussetzungen ist es aber prinzipiell möglich, den Eigenstrom an der Börse oder am OTC-Markt anzubieten und seine Strommengen zu verkaufen. Ob sich dies als rentabel erweist, muss je nach Akteur und Strommengen individuell bewertet werden. Jedoch steigt diese Wahrscheinlichkeit mit wachsendem Strombedarf. Ein weiterer Markt, auf dem Unternehmen ihre Strommengen anbieten können, ist der Regelleistungsmarkt, der nun im Zuge der Systemdienstleistungen betrachtet werden soll.

Systemdienstleistungen

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des Strommarktsystems sind die Systemdienstleistungen. Viele dieser Systemdienstleistungen werden durch konventionelle Anlagen bereitgestellt. Wie die zuständigen Akteure dieses Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch aktuell sichern, wird im Folgenden in knapper Form betrachtet. Die Abbildung 5.8 stellt diese sogenannten Systemdienstleistungen schematisch dar. Es wird zwischen

der Frequenz- und Spannungshaltung, der Netzreserve und dem Versorgungswiederaufbau, also der Schwarzstartfähigkeit, unterschieden.

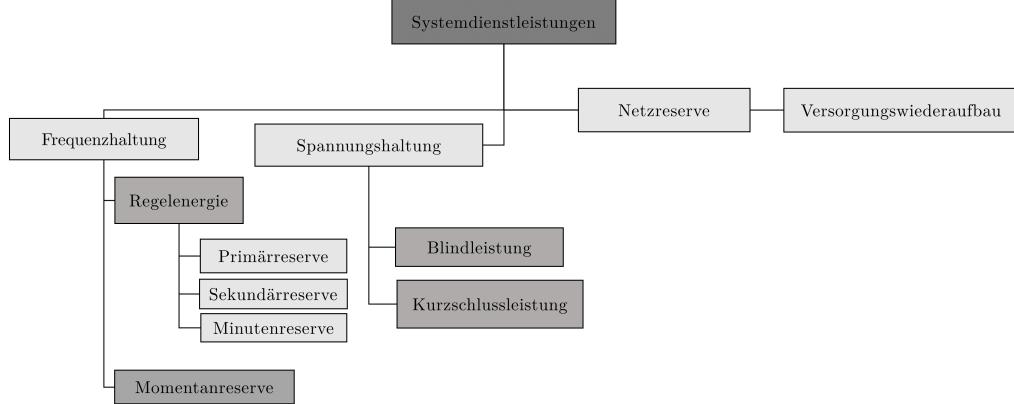


Abbildung 5.8 Überblick über die zentralen Systemdienstleistungen
Quelle: Eigene Darstellung nach Next Kraftwerke GmbH 2018c

Frequenzhaltung

Um die Frequenz im deutschen Stromnetz stabil zu halten, sind zwei Systemdienstleistungen von Bedeutung: zum einen der Regelleistungsmarkt, zum anderen die Momentanreserve. Beim Regelleistungsmarkt handelt es sich bereits um ein bestehendes Geschäftsmodell und daher einen potentiellen Markt für die solidarischen Eigenstromversorgungsanlagen. Bei der Momentanreserve ist jedoch noch kein Vergütungssystem hinterlegt.

Regelleistung

Ein Aspekt der Frequenzhaltung ist der Regelleistungsmarkt. Den ÜNB kommt hier eine zentrale Rolle zu. Sie sind für die Höchstspannungsleitungen, d.h. den überregionalen Transport, zuständig sowie für das Marktgleichgewicht zwischen ihren Zuständigkeitsbereichen, den sogenannten Regelzonen, um die notwendige Netzfrequenz von 50 Hertz (+/- 0,2 Hertz) zu halten (Angerer und Krohns 2018). Ein Instrument, um dieses Marktgleichgewicht zu erhalten, ist der Regelenergiemarkt (Graeber 2014). Man unterscheidet zwischen drei Regelenergiequalitäten:

- Primärregelenergie (PRL): schnelle Netzstabilisierung innerhalb von 30 Sekunden
- Sekundärregelenergie (SRL): höhere Leistungsmengen stehen innerhalb von 5 Minuten vollständig zur Verfügung
- Minutenreserve (MRL): innerhalb von mindestens 7,5 Minuten stehen weitere Reserveleistungen zur Ablöse der SRL zur Verfügung und liefern für 15 Minuten konstante Energie

(BNetzA 2018f)

Der Regelenergiemarkt kann Strom für einen Zeitraum von ca. 60 Minuten zur Verfügung stellen. Im Anschluss an diesen Zeitraum sind wiederum die Bilanzkreisverantwortlichen für die Deckung des Strombedarfs in ihrem Zuständigkeitsbereich verantwortlich. Ist der Bedarf an Regelleistung auf eine Fehlkalkulation eines Bilanzkreisverantwortlichen zurückzuführen, so werden diesem die entstandenen Kosten für die Bereitstellung der Regelenergie in Rechnung gestellt (Angerer und Krohns 2018).

Bei der Regelleistung wird außerdem zwischen der positiven und der negativen Regelenergie unterschieden. Bei der negativen Regelenergie ist zu viel Strom im Netz, es gibt einen Leistungsüberschuss. Daher gibt es Akteure am Regelenergiemarkt, die für diesen Fall anbieten, in diesem Moment mehr Strom abzunehmen als üblich oder als Verbraucher vom Netz zu gehen, um das Gleichgewicht am Markt wiederherzustellen. Im umgekehrten Fall, bei der positiven Regelenergie, ist zu wenig Strom im System. Auch hier bieten Akteure an, dass sie mehr Strom ins Netz einspeisen oder sie als Verbraucher zurücktreten. Für welche Form der Regelenergie, also positiv oder negativ, und für welche Regelenergiequalität sich ein Akteur entscheidet, liegt in seiner Hand. Die Vergabe der Regelleistung erfolgt digital über eine Internetplattform der ÜNB durch ein anonymisiertes Ausschreibungsverfahren. Dabei handelt es sich um Pay-as-Bid Auktionen, die für die MRL täglich erfolgt (Angerer und Krohns 2018). Die Auktion für die PRL finden wöchentlich statt und jene für die SRL werden seit einer Änderung im Jahr 2017 ebenfalls täglich auktioniert. Zusätzliche Änderungen der Angebotsscheiben soll zukünftig den Markt für erneuerbare Energien und kleinere Gebotsmengen zugänglicher machen (BNetzA 2017).

In der Tabelle 5.2 sind die Primärenergieträger nach bereitgestellter Leistung je Regelleistungssegment dargestellt. Die Daten wurden im März 2018 von den ÜNB erfasst und veröffentlicht. Die meiste Regelleistung wird in der MRL gebunden. Dort spielen in der positiven MRL die Energieträger Wasser mit einem Anteil von 36,8 %, Gas mit 21,15 % und die Braun- und Steinkohle mit jeweils fast 13 % die wichtigste Rolle. Die

Wasserkraft ist auch in den anderen Segmenten der Primärenergieträger, der die meiste Regelenergie zur Verfügung stellt. In der positiven Sekundärleistung liegt der Anteil der Wasserkraft bei 62,13 %. Eine genauere Unterscheidung, ob es sich bei den Wasserkraftwerken hauptsächlich um Laufwasserkraftwerke oder Speicherkraftwerke handelt, erfolgt in den Daten nicht. Da jedoch die Ausschreibungen für die Reserveleistungen monatlich bzw. sogar täglich erfolgen, kann eine saisonale Schwankung der Wasserkraft an dieser Stelle berücksichtigt werden. Deutlich wird in der Tabelle 5.2 ebenfalls, dass Batteriespeicher bisher nur in geringem Umfang in der PRL eingesetzt werden und Windkraft sowie Demand-Side-Management-Maßnahmen kaum relevant sind (ÜNB 2018d).

Tabelle 5.2 Übersicht der präqualifizierten Regelleistung (in GW) je Primärenergieträger in Deutschland [Stand 03/2018]

Technologie	PRL	positive SRL	negative SRL	positive MRL	negative MRL
Kernenergie	0,50	0,42	0,42	2,04	2,04
Braunkohle	0,67	1,24	1,24	5,11	5,15
Steinkohle	0,69	1,56	1,56	5,19	4,98
Gas	0,23	2,99	3,03	8,58	8,27
Öl	0	0,31	0,02	2,03	0,14
Biogas/-masse	0,02	1,41	1,78	1,68	2,27
Wasser	3,08	13,93	13,76	14,94	15,04
Batteriespeicher	0,18	0	0	0	0
Nachfrage/DSM	0,07	0,51	0,61	0,78	0,69
Windkraft	0	0	0	0	0,09
Sonstige	0	0,05	0,08	0,21	0,5
Summe	5,44	22,42	22,5	40,56	39,17

Quelle: Eigene Darstellung nach ÜNB 2018d

Neben den Primärenergieträgern veröffentlichen die ÜNB ebenfalls die teilnehmenden Akteure am Regelleistungsmarkt. Insgesamt umfasst die Liste 60 Unternehmen sowie eine Einteilung, welche Regelleistung zur Verfügung gestellt werden kann. Die Mehrzahl der gelisteten Betriebe sind EVU bzw. Dienstleister, die sich speziell mit Energie- und Stromversorgungsthemen auseinandersetzen. Lediglich zehn Unternehmen auf der Liste sind reine Industrieunternehmen, die als Anbieter in diesem Markt auftreten. Dazu zählen vor allem energieintensive Aluminum- und Stahlproduzenten wie Trimet oder Thyssen Krupp sowie die VW AG oder Chemiekonzerne wie BASF. Diese Unternehmen bieten bisher vor allem Leistungen in der SRL und MRL an. Lediglich zwei Teilnehmer aus dieser Gruppe bieten auch PRL an (ÜNB 2018a). Zusammengefasst ergibt sich für das Jahr folgende Zusammensetzung nach den einzelnen Leistungsmärkten:

- PRL: 24 präqualifizierte Teilnehmer (vgl. 2013: 14)
- SRL: 37 präqualifizierte Teilnehmer (vgl. 2013: 20)
- MRL: 52 präqualifizierte Teilnehmer (vgl. 2013: 36)

(BNetzA 2017)

Die Zunahme an präqualifizierten Teilnehmern kann unter anderem durch das neue Geschäftsmodell des „Poolings“ erklärt werden. Dort werden mehrere kleinere Anlagen zu einem virtuellen, größeren Kraftwerke zusammengefasst und sie können somit als Anbieter am Markt konkurrieren (BNetzA 2017).

Um generell am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu dürfen, muss ein Unternehmen Präqualifikationskriterien erfüllen. Hierfür muss sich das jeweilige Unternehmen an den zuständigen ÜNB wenden, in dessen Regelzone sich die betreffende Anlage befindet. An dieser Stelle ist die Netzanschlussbene unerheblich. Zu den Voraussetzungen zählt auch die Bestätigung, dass durch die Bereitstellung von Regelleistung kein Strom oder Brennstoff verschwendet und sinnlos verbraucht wird. Bei der negativen Regelleistung wäre der unnötige Betrieb einer Pumpe, ohne dass diese einen Mehrwert im Produktionsprozess leistet, ein Beispiel. Außerdem muss ein Unternehmen eine Mindestangebotsgröße überschreiten, um überhaupt am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können. Bei der MRL und SRL liegt das Mindestangebot bei jeweils 5 MW. Bei der PRL muss mindestens 1 MW geboten werden. Je Regelleistung, die angeboten werden soll, muss das Unternehmen dann einen Vertrag mit dem zuständigen ÜNB schließen, damit an den tatsächlichen Ausschreibungen teilgenommen werden kann. Es gelten jeweils unterschiedliche Präqualifikationskriterien. Diese sind zwar komplex, jedoch erhalten Unternehmen für die Bereitstellung der Regelleistung eine Vergütung. Die Preisbildung erfolgt über ein Ausschreibungsverfahren. Die Unternehmen geben dabei den Preis an, den sie für die reine Vorhaltung der Leistung anbieten, und den Preis für die tatsächliche Lieferung. Es wird also ein Angebot für den Leistungs- und ein Arbeitspreis abgegeben. Wenn eine bestimmte Menge an Leistung benötigt wird, erfolgt eine Staffelung der Angebote zuerst nach Leistungspreis, danach nach Arbeitspreis. Das bedeutet, dass die Anlagen in Reihenfolge ihres angebotenen Leistungspreis abgerufen werden solange, bis ausreichend Anlagen zur Deckung der benötigten Leistung zur Verfügung stehen. Aus diesem Anbieterpool wird dann im Bedarfsfall die Regelleistung gedeckt. Beim tatsächlichen Einsatz werden die Anlagen wiederum nach Arbeitspreis sortiert und der Anbieter mit dem niedrigsten Gebot kommt als erstes zum Zuge. Nachdem es sich um ein Pay-as-Bit-Verfahren handelt, bekommen die Unternehmen auch nur den Preis, den sie tatsächlich geboten

haben und nicht wie an der Börse eine allgemeingültige Vergütung nach der Merit-Order. Da am Regelleistungsmarkt lediglich 60 Unternehmen auftreten, haben Anbieter mit einem großen Anlagenpool großen Einfluss auf die Preise (Thoden 2013). Zu Beginn des Jahres 2018 hat die BNetzA aber die Konsultation eines neuen Zuschlagsmechanismus angekündigt. Nachdem Gebote mit sehr hohen Arbeitspreisen bezuschlagt wurden, obwohl keine Knappheitssituation erkennbar war, soll nun ein neues Verfahren Leistungs- und Arbeitspreis gleichermaßen berücksichtigen (BNetzA 2018a).

Die BNetzA veröffentlicht auf ihrer Plattform SMARD die Leistungspreise, Arbeitspreise und vorgehaltenen Mengen je Regelleistung. Im Anhang sind in der Tabelle A1 die Werte und Mengen für das Jahr 2017 dargestellt. Bei der PRL wird generell nur ein Leistungspreis berechnet. Bei der SRL und MRL wird dagegen mit Arbeitspreisen gehandelt und zwischen positiver und negativer Leistung unterschieden. Bei der PRL arbeiten die Anbieter zwar auch nach der Netzfrequenz und stellen positive oder negative PRL zur Verfügung, dies gleicht sich im Mittel jedoch aus (Next Kraftwerke GmbH 2019b). Im Jahr 2017 hat sich die vorgehaltene Menge der PRL von 583 MW auf 630 MW erhöht (BNetzA 2017).

Bei der SRL ist in Tabelle A1 deutlich zu sehen, dass bei der positiven Regelleistung höhere Preise erzielt werden können; d. h. im Jahr 2017 war es attraktiver, Strom einzuspeisen, um die Netzfrequenz zu stabilisieren. Für die MRL ergibt sich ein ähnliches Bild. Auch dort war im Jahr 2017 die positive Reserveleistung preislich attraktiver als die negative. Insgesamt berichtet die BNetzA von allgemein fallenden Preisen am Regelleistungsmarkt, da durch die Senkung der Mindestgrenze sowie die Möglichkeit von virtuellen Kraftwerken und kleineren Kraftwerken zur Teilnahme mehr Wettbewerb entstanden ist. Auch rund um die jährlichen Einsätze der unterschiedlichen Reserven erhebt die BNetzA Statistiken. Für das Jahr 2017 wurden die folgenden Werte ermittelt:

- SRL (+): 137 Einsätze (vgl. 2016: 161)
- SRL (-): 117 Einsätze (vgl. 2016: 81)
- MRL (+): 3.359 Einsätze (vgl. 2016: 4.108)
- MRL (-): 1.639 Einsätze (vgl. 2016: 1.216)

(BNetzA 2018c)

Sowohl in der Minuten- als auch in der Sekundärreserve kann demnach ein Rückgang der positiven Regelleistungseinsätze verzeichnet werden. Die negativen Einsätze der SRL und MRL steigen dagegen an.

Es kann daher festgehalten werden, dass die Präqualifikationskriterien für die Anbieter

von Regelleistung als Zugangsvoraussetzung an den Markt bisher anscheinend nur für große Industriebetriebe attraktiv waren. Dies kann zum einen mit dem personellen und fachlichen Aufwand und Know How zusammenhängen, zum anderen mit der Mindestleistungsgröße. Für die MRL und SRL müssen jeweils mindestens 5 MW geboten werden, für die PRL 1 MW. Zudem kann ein Rückgang der Einsätze in einigen Regelleistungssegmenten beobachtet werden, wodurch auch die Erlöschenzen im Auktionsverfahren für Unternehmen geringer werden. Dies hängt unter anderem mit einem wachsenden Wettbewerbsdruck zusammen, nachdem über Poolinglösungen nun auch kleinere Anbieter und Speichersysteme in den Markt treten. Obwohl die Wasserkraft derzeit der dominante Energieträger ist, muss angemerkt werden, dass sich auch im Regelleistungsmarkt konventionelle Anlagen befinden, deren Laufzeit und Beitrag begrenzt sind. Die Kohle- und Kernenergie spielen heute noch eine wichtige Rolle in diesem Markt. Perspektivisch werden demnach einige Anbieter den Markt verlassen.

Momentanreserve

Eine weitere Komponente der Frequenzhaltung ist die Momentanreserve. Sie ist eine Systemdienstleistung, auf die die Netzbetreiber kaum Einfluss haben. Daher wird der Momentanreserve im weiteren Verlauf dieser Arbeit nochmals eine größere Bedeutung zugeschrieben. Denn bei dieser Systemdienstleistung handelt es sich um eine Trägheit im Netz, die über die Generatoren von Kraftwerken ermöglicht wird. Da die Netzbetreiber keinen Einfluss auf die Anlagen haben, können sie auch die Momentanreserve, wie beispielsweise den Regelleistungsmarkt, nicht kontrollieren.

Die Momentanreserve ist - wie der Regelleistungsmarkt - ein Instrument zur Frequenzhaltung im Netz. Jedoch greift diese Reserve noch vor dem Regelleistungsmarkt, also vor der PRL ein, um das Netz zu stabilisieren. Denn Stromerzeugungsanlagen mit einem Generator, die direkt an das Netz angeschlossen sind, sind auf die Frequenz 50 Hertz im deutschen Netz eingestellt. Findet ein Frequenzabfall oder -anstieg statt, rotieren diese Schwungmassen weiter und wirken der Veränderung entgegen, bis einige Sekunden später der Regelleistungsmarkt greift (Schürhuber, A. Lechner und Gawlik 2016). Je nach Anlage nutzen sie also die gespeicherte kinetische, magnetische oder elektrisch Energie, um das Frequenzband zu halten und die Veränderungen zu dämpfen (Sterner und Stadler 2017). Die Trägheit der Schwungmassen kann im Fall einer Störung das Netz stabilisieren und ist für die Aufrechterhaltung der Energieversorgung zentral (Schürhuber, A. Lechner und Gawlik 2016). Die Momentanreserve wirkt intrinsisch und setzt im Falle einer Abweichung im Frequenzband sofort ein, um die ca. 30 Sekunden bis zum Anlaufen der Regelenergie zu überbrücken. Wie auch die PRL erfolgt die Bereitstellung

der Momentanresvere im europäischen Verbund. Sie bemisst sich an einem maximalen Leistungssprung im Netz in Höhe von 3.000 MW (dena 2014). Bisher findet im Rahmen dieses Ausgleichsmechanismus keine Vergütung statt.

Spannungshaltung

Im Betrieb eines Stromnetzes ist nicht nur die reine Frequenzhaltung elementar, sondern auch die Spannungshaltung. Die Spannungshaltung hat in diesem Kontext zwei wichtige Komponenten: die Blindleistung und die Kurzschlussleistung.

Blindleistung

Die Blindleistung ist für die statische Spannungshaltung notwendig. Sie wird für den Auf- und Abbau eines Magnetfeldes im Wechselstromnetz benötigt. Gemäß der elektrischen Frequenz von 50 Hertz wird dieses Magnetfeld 50 mal pro Sekunde erzeugt. Die Blindleistung hält demnach die Spannung im Netz und sorgt dafür, dass der Wechselstrom „fließt“. Je mehr Blindleistung ein Netzbetreiber jedoch in sein Netz einbringt, desto weniger Wirkleistung und tatsächlicher Strom für den Endverbrauch kann transportiert werden, sodass die Blindleistung immer das richtige Niveau im Netz haben sollte. Um die Blindleistung zu kontrollieren und anzupassen, können Phasenschieber, Spulen oder Kondensatoren eingebracht werden. Diese können die Blindleistung drosseln, aber zum Teil auch selbst erzeugen (Amprion GmbH 2018). Jedoch wird die Blindleistung momentan hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken erzeugt. Erneut spielt hierfür der an das Netz angeschlossene Generator eine zentrale Rolle. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien nimmt daher nicht nur die Volatilität, sondern damit auch der Bedarf an Blindleistung zu, um die Schwankungen zu korrigieren. Die Blindleistung wird demnach zukünftig eine immer wichtigere Rolle spielen, um das Netz stabil zu halten. Denn schwankt die Spannung im Netz, kann der Betrieb von hoch-technischen Geräten häufig nicht aufrechterhalten bleiben. Es kann zu Ausfällen kommen, die vor allem im produzierenden Gewerbe zu negativen Auswirkungen führen würden.

Derzeit wird die Blindleistung automatisch von den entsprechenden Anlagen zur Verfügung gestellt; es findet keine Vergütung für die Blindleistungsproduktion statt. Im Gegenteil, produziert ein Unternehmen zu viel Blindleistung, kann diese sogar in Rechnung gestellt werden (Wagenblass 2016). Es besteht derzeit ein Anreiz darin, wenig Blindleistung zu erzeugen. Bisher gibt es jedoch noch kaum Konzepte, wie eine ausreichende Bereitstellung erfolgen kann.

Kurzschlussleistung

Die Blindleistung für die statische Spannungshaltung zuständig. Die Kurzschlussleistung ist dagegen für die dynamische Spannungshaltung verantwortlich. Sie dient dazu, dass ein möglicher Störfall im Netz zum einen durch die entsprechenden Geräte im Netz frühzeitig erkannt und dann lokal begrenzt werden kann und zum anderen die angeschlossenen Maschinen sicher heruntergefahren werden können. Ziel der Kurzschlussleistung ist es demnach, dass im Fall einer Störung schnell eingegriffen wird und die angeschlossenen Betriebsmittel keine zu hohen Beeinträchtigungen und Last erfahren. Diese Eingriffe sind dann notwendig, wenn ein Kurzschluss entsteht, also kein Widerstand in einem geschlossenen Netz vorliegt und daher der viel stärkere Kurzschlussstrom fließt (VDE 2019). Für den sicheren Betrieb von elektrischen Geräten ist die Kurzschlussleistung von zentraler Bedeutung. Auch an dieser Stelle erfolgt die Systemdienstleistung mit Hilfe des am Netz befindlichen Generators und es besteht für die Kurzschlussleistung derzeit ebenfalls kein Vergütungssystem oder ein systematischer Bereitstellungsmechanismus.

Versorgungswiederaufbau

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien hat der Aspekt des Versorgungswiederaufbaus, der Schwarzstartfähigkeit einer Anlage, an Bedeutung gewonnen. Im Falle eines Blackouts werden Kraftwerke benötigt, die mit möglichst wenig Energie den Betrieb wiederaufnehmen können. Das bedeutet, dass keine Energie aus dem Netz bezogen werden kann und dass die Anlage ihren Schwarzstart, also das erneute Hochfahren der Anlage, selbst bewerkstelligen muss. Dies kann auch mit Hilfe von Batteriespeichern oder Notstromaggregaten erfolgen. Die BNetzA definiert die Schwarzstartfähigkeit wie folgt:

„[...] [Die Schwarzstartfähigkeit] ist die Eigenschaft einer Erzeugungseinheit, bei Trennung vom Netz autark mit netzunabhängigen Mitteln zu starten, auf Leerlaufbedingungen hoch laufen und Last übernehmen zu können“ (BNetzA 2016a).

Im Falle eines weitläufigen Stromausfalls sind die ÜNB für den Versorgungswiederaufbau zuständig. Hierfür gibt es je nach betroffenem Netzgebiet unterschiedliche Netzwiederaufbaukonzepte. Wenn beispielsweise nur das Verteilnetz von einem Blackout betroffen ist, wird eine andere Herangehensweise gewählt, als bei einem Ausfall im Übertragungsnetz mit eventuellen Auswirkungen auf Nachbarstaaten. Allgemein lassen sich die Konzepte in die folgenden drei gliedern:

- Unterstützung durch andere ÜNB im Verbundnetz
- Start mit Kraftwerken im Inselbetrieb
- Start mit schwarzstartfähigen Kraftwerken

(ÜNB 2017)

Jeder ÜNB verfügt über eine bestimmte Anzahl an schwarzstartfähigen Kraftwerken in seinem Netzgebiet, um einen Wiederaufbau bewerkstelligen zu können. Diese Kraftwerke unterstehen einer engen Kontrolle des jeweiligen ÜNB (ÜNB 2018c).

Im Falle eines Stromausfalls müssen die zuständigen Netzbetreiber schrittweise vorgehen und versuchen, kleine Regionen wieder mit Strom zu versorgen, zu stabilisieren und sukzessive wieder zusammenzuschalten. Dabei können einerseits unterstützende Stromlieferungen aus anderen Regionen helfen, die noch stabil sind. Andererseits können die bereits erwähnten Kraftwerke einspringen und beim Versorgungswiederaufbau unterstützen. Bisher sind jedoch nur konventionelle Kraftwerke mit einer Leistung ab 100 MW und Anschluss an das Übertragungsnetz dazu verpflichtet, über entsprechende technische Voraussetzungen für einen Inselbetrieb zu verfügen. Aber auch auf Verteilnetzebene können schon heute schwarzstartfähige Kraftwerke zur Verfügung stehen, die im Ernstfall unterstützen können. Das Problem dabei ist derzeit vor allem die fehlende Fernsteuerbarkeit und Zugriffsmöglichkeit auf diese Anlagen. Außerdem sind Trainings für den Netzwiederaufbau notwendig, in die diese Akteure eingebunden werden müssen. Dadurch würden zusätzliche Herausforderungen für die Netzbetreiber entstehen (ÜNB 2017). Momentan gibt es für die Bereitstellung von schwarzstartfähigen Kraftwerken keinen speziellen Markt oder entsprechende Vergütungsstrukturen. Die Kraftwerksbetreiber stehen in einem vertraglichen Verhältnis zu den zuständigen Netzbetreibern.

Netzreserve

Bei der Netzreserve handelt es sich um einen Mechanismus der Reservekraftwerksverordnung und eine Maßnahme des Engpassmanagements der Netzbetreiber, die im Zuge des sich verzögerten Netzausbau und dem Erzeugungsgefälle zwischen Nord- und Süddeutschland beschlossen wurde. Sie ist ein zusätzlicher Markt, in dem Anlagenbetreiber ihre Kapazitäten anbieten können. Die Höhe der ausgeschriebenen Netzreserve wird für jedes Jahr neu ermittelt. Jedoch ist eine Teilnahme nicht für jeden Anlagenbetreiber möglich, sondern die Reserve richtet sich vor allem an Akteure, die die Stilllegung ihrer Anlagen planen. Dies begründet sich darin, dass den Anlagen mit Partizipation an der Netzreserve eine Vermarktung am Strommarkt untersagt wird (FFE 2013). Aus Sicht

der ÜNB wird die Reserve dazu verwendet, fehlende Redispatchleistungen abzurufen. Die Anlagenbetreiber erhalten hierfür eine entsprechende Kostenentschädigung, deren Höhe sich aus den Ausschreibungen ergeben hat (BNetzA 2018d). Im Jahr 2017 wurde die Reserve an 145 Tagen benötigt und hat insgesamt 2.129 GWh zur Verfügung gestellt. Die BNetzA schätzt die Kosten für den reinen Abruf der Netzreserve auf 182,3 Mio. Euro und die Vorhaltungskosten auf 232,8 Mio. Euro (BNetzA 2018e). Aufgrund der beschränkten Teilnahmemöglichkeit und dem Fokus auf ältere, systemrelevante Anlagen, soll die Netzreserve im weiteren Verlauf nicht als zentrale Möglichkeit für die Vermarktung von Eigenerzeugungskapazitäten weiterverfolgt werden.

Eingriffe der Netzbetreiber

Die Netzbetreiber haben zusätzliche Möglichkeiten, um das Netz zu stabilisieren. Dazu zählen das Engpassmanagement mit den Redispatchmaßnahmen, die Stilllegungsverbote festgelegter Anlagen und kontrollierte Brownouts. In der Abbildung 5.2 sind die Möglichkeiten nochmals schematisch dargestellt. Nachdem es sich bei diesen Eingriffsmöglichkeiten um Instrumente der Netzbetreiber handelt und sich daraus keine direkten Geschäftsmodelle für Eigenversorgungsanlagen ergeben, soll auf diese Komponenten nicht weiter eingegangen werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass sich die Unternehmen allgemein schwierigen Rahmenbedingungen gegenüber sehen. Auf der einen Seite findet eine immer stärkere gesetzliche Regulierung der Eigenstromversorgung in Deutschland statt. Mit der Einführung der anteiligen EEG-Umlagepflicht und der regelmäßigen beihilferechtlichen Prüfungen der EU haben sich die Voraussetzungen, zum Teil auch für Bestandsanlagen, in den letzten Jahren grundlegend verändert.

Auf der anderen Seite ist die systemische Einbettung der Eigenerzeugungsanlagen derzeit vor allem auf Großerzeugungsanlagen ausgerichtet. Dies bezieht sich insbesondere auf die Handelsmengen an der Börse oder dem Regelenergiemarkt sowie die damit verbundenen Zulassungskriterien. Momentan haben vor allem Betreiber von Großkraftwerken die Möglichkeit ihre Strommengen eigenständig zu vermarkten und systemdienlich einzusetzen. Zudem unterliegen einige der zentralen Systemdienstleitungen derzeit keiner marktlichen Koordination und werden häufig automatisch von konventionellen Kraftwerken zur Verfügung gestellt. Mit dem Wegfall konventioneller Kapazitäten sind daher neue Geschäftsmodelle zur ausreichenden Bereitstellung und zum Ausgleich der Deckungslücke notwendig.

6 Eigenstromversorgung in Deutschland in Zahlen

Im Verlauf dieser Arbeit wurden bereits die Vor- und Nachteile der Eigenstromversorgung für Unternehmen sowie die rechtlichen und systemischen Rahmenbedingungen beleuchtet. Im Folgenden werden der aktuelle Stand und die bisherige Entwicklung der Eigenstromversorgung sowie daraus ableitbare Trends diskutiert. Bei der Entwicklung sollen sowohl die Themen Strompreise, Versorgungssicherheit und Notstromversorgung als auch die Eigenversorgungskapazitäten nach Technologien betrachtet werden, um entsprechende Rückschlüsse ziehen zu können.

6.1 Aktueller Stand

Nach Zahlen der BNetzA wurden im Jahr 2014 schätzungsweise 11 % des deutschlandweiten Stromverbrauchs aus Eigenerzeugungsanlagen generiert. Dies entspricht ungefähr 62 TWh. Seither gibt es keine aktuelleren Näherungen über den Eigenerzeugungsanteil in Deutschland. Vor allem in der Industrie hat die Eigenerzeugung eine lange Tradition. Im Jahr 2014 hat diese Branche allein insgesamt 40 TWh eigenen Strom erzeugt. Weitere 20 TWh sind auf das Gewerbe und 2 TWh auf die Eigenstromproduktion aus PV-Anlagen zurückzuführen (BNetzA 2016c).

Die Auswertung des DIHK Energiewende-Barometers aus dem Jahr 2016 gibt Aufschluss über die Verwendung der Eigenerzeugungskapazitäten in den Branchen Industrie, Handel, Bau und Dienstleistung. Zusätzlich unterscheiden die Daten auch nach dem Einsatz erneuerbarer oder konventioneller Kapazitäten. Aus den Tabellen 6.1 und 6.2 geht hervor, dass 31,3 % der Unternehmen in erneuerbare Anlagen und 14,5 % in konventionelle Anlagen zur Eigenstromerzeugung investieren oder in der Vergangenheit investiert haben. Der Einsatz erneuerbarer Technologien ist daher branchenübergreifend weiter verbreitet. Der Stichprobenumfang der beiden Fragen liegt mit $N_{\text{erneuerbar}}=1.296$ und $N_{\text{konventionell}}=1.269$ auf einem vergleichbaren Niveau. Ebenso ist die Verteilung der Un-

ternehmen auf die vier Branchen nahezu identisch, sodass eine gute Vergleichbarkeit hergestellt werden kann (DIHK 2016).

Betrachtet man die Auswertung nach Branchen, kann die Industrie im Vergleich als besonders aktiv hervorgehoben werden. Dies unterstreichen auch die soeben vorgestellten Angaben der BNetzA. Industrieunternehmen sind laut der Umfrageergebnisse für 43,1 % der Investitionen in erneuerbare und 57,1 % der Investitionen in konventionelle Eigenerzeugungskapazitäten verantwortlich. Die prozentualen Angaben sind gewichtet und beziehen sich jeweils auf den branchenübergreifenden Summenwert. In absoluten Zahlen investieren jedoch mehr Industriebetriebe in erneuerbare Energien. Es berichten 175 Unternehmen von einer entsprechenden Erzeugung mit erneuerbaren und 105 Unternehmen mit konventionellen Technologien (DIHK 2016).

Auch in den anderen drei Branchen finden Investitionen statt. Vor allem im Bereich des Dienstleistungsgewerbes sind mit einem Anteil von 34,2 % erneuerbaren und 32,1 % konventionellen Kapazitäten vermehrte Aktivitäten sichtbar. Zur Dienstleistungsbranche können neben der Logistik auch Beratungsunternehmen, IT-Dienstleister oder Versicherungen zählen. Je nach Ausrichtung können auch in diesem Bereich die Themen Kühlung oder Belüftung sowie verfügbare Dachflächen ein Anreiz sein. Als konkretes Beispiel können an dieser Stelle Rechenzentren herangezogen werden. Sie benötigen große Strommengen, haben aber nur eingeschränkte Möglichkeiten, sich von Steuern und Abgaben bei den Strompreisen befreien zu lassen, da sie nicht zum produzierenden Gewerbe zählen. Daher ist die eigene Stromerzeugung eine Möglichkeit den Kostendruck zu senken (Bolay und Meyer 2015). Es kann festgehalten werden, dass das Thema Eigenerzeugung nicht nur für die Industrie wichtig ist, sondern auch für die Branchen Handel, Bau und für das Dienstleistungsgewerbe. Außerdem sind die erneuerbaren Energien in diesem Zusammenhang bei den Unternehmen verbreiteter als konventionelle Kapazitäten (DIHK 2012 bis 2018).

Tabelle 6.1 Erneuerbare Eigenversorgungskapazitäten nach Branchen [Stand 2016*]
N_{erneuerbar}=1.296

	erneuerbare Kapazitäten vorhanden oder in Planung		keine erneuerbaren Kapazitäten vorhanden		Summe	
	n	in %	n	in %	n	in %
Industrie	175	43,1 %	376	42,3 %	551	42,5 %
Bau	28	6,9 %	32	3,6%	60	4,6 %
Handel	64	15,8 %	124	13,9 %	188	14,5 %
Dienstleistung	139	34,2 %	358	40,2 %	497	38,4 %
Summe	406	31,3 %	890	68,7 %		1.296

*detaillierter Datensatz vgl. Kapitel 2

Quelle: Eigene Darstellung nach DIHK 2016

Tabelle 6.2 Konventionelle Eigenversorgungskapazitäten nach Branchen [Stand 2016*]
N_{konventionell}=1.269

	konventionelle Kapazitäten vorhanden oder in Planung		keine konventionellen Kapazitäten vorhanden		Summe	
	n	in %	n	in %	n	in %
Industrie	105	57,1 %	436	40,2 %	541	42,6 %
Bau	1	0,5 %	59	5,4%	60	4,7 %
Handel	19	10,3 %	165	15,2 %	184	14,5 %
Dienstleistung	59	32,1 %	425	39,2 %	484	38,1 %
Summe	184	14,5 %	1.085	85,5 %		1.269

*detaillierter Datensatz vgl. Kapitel 2

Quelle: Eigene Darstellung nach DIHK 2016

Eine weitere grundlegende Quelle für die Stromerzeugung aus Eigenversorgungsanlagen ist das Statistische Bundesamt Deutschland. Wie bereits im Rahmen der Vorstellung der Datengrundlage gezeigt wurde, werden dabei nur bestimmte Branchen und Anlagen ab einer Engpassleistung über einer Megawattstunde berücksichtigt und es kann kein vollumfassendes Bild der industriellen und gewerblichen Stromerzeugung gezeigt werden (Statistisches Bundesamt 2019a). Dies wird auch bei der Betrachtung der verwendeten Anlagen und Technologien zur Stromerzeugung im produzierenden Gewerbe sichtbar. Die Tabelle der Nettostromerzeugung nach Anlagenart ist im Anhang A2 hinterlegt. Im Jahr 2017 wurden insgesamt 52,78 TWh Nettostrom in diesen Anlagen generiert. Davon stammen 70,4 % (37,1 TWh) aus KWK-Anlagen. Am häufigsten werden Dampf- oder Gasturbinen für die Stromerzeugung verwendet. Klassische Verbrennungsmotoren oder erneuerbare Energien nehmen nur eine untergeordnete Rolle ein. Bei Letzteren werden die Wasserturbinen einzeln aufgeführt. Die restlichen Erneuerbaren sind in der Kategorie „Sonstige“ zusammengefasst (VIK 2017). Dies kann mit der Erfassungsgrenze von 1 MW begründet werden, sodass kleinere und vor allem Erneuerbare Anlagen, keine Berücksichtigung finden. Dies zeigt auch das vom DIHK und VEA publizierte Beispiel eines Unternehmens aus der Lebensmittelindustrie. Dieses produziert mit Hilfe einer 500 kW Biogasanlage insgesamt 3.000 MWh Strom zum Eigenbedarf pro Jahr sowie mit einer 450 kWp PV-Anlage 350.000 kWh (Bolay und Meyer 2015). Unabhängig von der Branchenzugehörigkeit erfasst das Statistische Bundesamt dieses beispielhafte Unternehmen aufgrund seiner Größe nicht.

Das Statistische Bundesamt sammelt daneben auch die Daten rund um die Bruttostromerzeugung aus den genannten industriellen und gewerblichen Anlagen. Seit 2005 hat die Stromproduktion im Vergleich zu 2019 tendenziell zugenommen, die Erzeugung in diesen 15 Jahren unterlag aber deutlichen Schwankungen. Die Zeitreihe ist in der

Tabelle 6.3 dargestellt. Das Minimum der industriellen Erzeugung wurde im Jahr 2012 mit 44 TWh erreicht. Das Maximum dieses Zeitraums lag im Jahr 2017 bei 57 TWh (Statistisches Bundesamt 2016).

Wie bereits zu Beginn dargestellt, belief sich die Eigenstromerzeugung der Industrie laut BNetzA im Jahr 2014 auf 40 TWh, jene des Gewerbes im gleichen Jahr auf 20 TWh. Aus der Tabelle 6.3 kann für 2014 dagegen der Wert 45 TWh abgelesen werden (BNetzA 2016c).

Tabelle 6.3 Bruttostromerzeugung insgesamt und in der Industrie 2005 bis 2019
(Engpassleistung (brutto) > 1 MW)

Jahr	Bruttostromerzeugung			Anteil der Industrie insgesamt in %
	Insgesamt	Engpassleistung > 1 MW	Industrie	
		TWh		
2005	623	583	50	8,0
2006	640	591	51	7,9
2007	641	576	53	8,3
2008	641	572	49	7,6
2009	596	525	46	7,7
2010	633	554	53	8,4
2011	613	513	51	8,3
2012	630	511	44	7,0
2013	639	507	45	7,0
2014	628	491	45	7,2
2015	647	485	50	7,7
2016	648	487	55	8,5
2017	647	463	57	8,8
2018	637	436	55	8,6
2019	605	387	53	8,8

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten des Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019

Dieser Unterschied kann sich aus der unterschiedlichen Datenerfassung in den Branchen ergeben, sodass keine genauere Abgrenzung zwischen Industrie und Gewerbe vorgenommen werden kann. Um welche Branchen es sich dabei handelt, wurde bereits im Rahmen des Kapitels rund um die Datengrundlage dieser Arbeit aufgelistet.

Setzt man diese Erzeugung der Industrie in Relation zur gesamten Bruttostromerzeugung, werden die Schwankungen ebenfalls deutlich. Der Eigenstromanteil des produzierenden Gewerbes liegt laut den Daten des Statistischen Bundesamtes zwischen 7,0 und 8,8 % der gesamten Bruttostromerzeugung (Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019).

Die BNetzA gibt für das Jahr 2014 einen Anteil von ca. 11 % an der deutschen Bruttostromerzeugung an, der neben der Industrie auch andere Unternehmen berücksichtigt. Dies lässt einen ungefähren Rückschluss auf den Eigenerzeugungsanteil anderer Branchen und Marktakteure zu, die die restlichen 3 % stellen (BNetzA 2016c).

Im Jahr 2009 ist ein deutlicher Einbruch der Stromerzeugung in der Tabelle 6.3 zu erkennen. Diese sank von 641 TWh auf 596 TWh ab. Grund hierfür waren der Einbruch der Konjunktur und die damit verbundene geringere wirtschaftliche Leistung in Deutschland als Folge der Wirtschaftskrise (Umweltbundesamt 2017).

Seither steigt die Bruttostromerzeugung aber wieder relativ konstant an, zum Beispiel im Jahr 2016 mit einem Plus von 0,2 %. Dieser Anstieg begründet sich witterungsbeeinflusst durch das Schaltjahr sowie durch ein Bevölkerungs- (+0,8 Mio. Einwohner) und Wirtschaftswachstum (+1,9 %) (AG-Energiebilanzen e.V. 2016). Parallel dazu zeigt die Tabelle 6.3 die Bruttostromerzeugung aus Anlagen mit einer Engpassleistung über einer Megawattstunde. Entgegen der Entwicklungen der gesamten Bruttostromerzeugung und der Erzeugung in industriellen Anlagen, sinkt die Erzeugung aus diesen Anlagen stetig. Im Jahr 2019 wurden in diesen Anlagen insgesamt 387 TWh Strom erzeugt und damit 196 TWh weniger als noch im Jahr 2005. Im Umkehrschluss kann daraus geschlossen werden, dass die Stromerzeugung aus kleineren Anlagen in den vergangenen Jahren zugenommen hat bzw. dass die Stromerzeugung aus Anlagen mit einer Engpassleistung über 1 MW eher an Bedeutung verloren (Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019). Dies kann unter anderem auf den Ausbau von erneuerbaren Energien im privaten Sektor zurückgeführt werden. Wie bereits erwähnt, kann beispielsweise allein die Eigenstromproduktion aus PV-Anlagen auf insgesamt 2 TWh in 2014 aufsummiert werden (BNetzA 2016c). Betrachtet man in der Abbildung 6.1 den Verlauf der absoluten Bruttostromerzeugung insgesamt sowie die aus Anlagen mit einer Engpassleistung über 1 MW, wird der Rückgang der Stromerzeugung aus größeren Anlagen nochmals deutlicher. Es bildet sich im Zeitverlauf ein Trichter, der die gegengerichteten Entwicklungen zeigt.

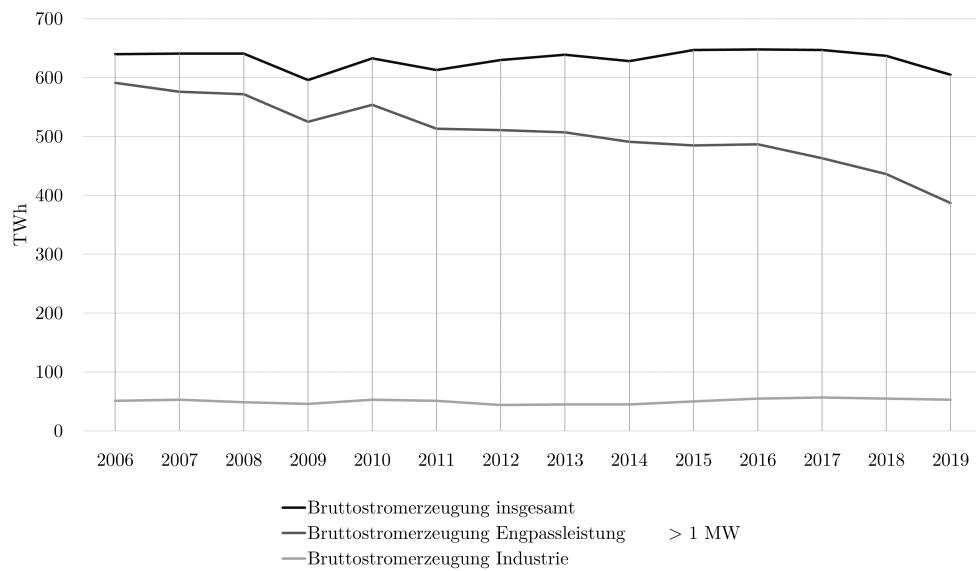


Abbildung 6.1 Bruttostromerzeugung insgesamt und in der Industrie 2005 bis 2019
(in TWh)

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten des Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019

In der Tabelle 6.3 sowie der Abbildung 6.1 sind zudem die Bruttostromerzeugung aus industriellen Kraftwerken dargestellt. Die absoluten Strommengen, die in diesen Kraftwerken erzeugt werden, liegen relativ konstant zwischen 45 und 57 TWh. Die bereits erwähnten Faktoren Witterung, Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung haben darauf einen entscheidenden Einfluss. Um trotzdem Rückschlüsse auf die gesamte Erzeugungsleistung der Industrie und anderer Branchen inkl. kleinerer Anlagen ziehen zu können, soll eine Näherung anhand der Daten aus dem Jahr 2019 erfolgen. Die verwendeten Zahlen können der Tabelle 6.3 entnommen werden:

$$\begin{aligned}
 & \text{Bruttostromerzeugung}_{\text{gesamt}} - \text{Bruttostromerzeugung}_{\text{Anlagen Engpassleistung} > 1 \text{ MW}} \\
 & = \text{Bruttostromerzeugung}_{\text{Anlagen Engpassleistung} < 1 \text{ MW}} \\
 & = 605 - 387 = 218 \\
 & \quad (\text{in TWh}) \\
 & \quad (6.1)
 \end{aligned}$$

Annahme 1:

Der Anteil der Erzeugung aus Industrieanlagen > 1 MW Engpassleistung an der gesamten Bruttostromerzeugung in Höhe von 8,8 % entspricht dem minimalen Anteil der Industrie mit Eigenerzeugungsanlagen < 1 MW Engpassleistung

$$218TWh \cdot 8,8\% = 19,18TWh \quad (6.2)$$

Annahme 2:

Der Anteil der Erzeugung aus Industrieanlagen > 1 MW Engpassleistung an der gesamten Erzeugung aus Anlagen > 1 MW Engpassleistung entspricht dem Maximum der Erzeugung aus Industrieanlagen < 1 MW Engpassleistung

$$\frac{53TWh}{387TWh} \cdot 218TWh = 29,86TWh \quad (6.3)$$

Der Anteil der Industrie an der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2019 liegt nach den Annahmen zwischen

$$(53TWh + 19,18TWh) \rightarrow 72,18TWh \quad (6.4)$$

und

$$(53TWh + 29,86TWh) \rightarrow 82,86TWh. \quad (6.5)$$

Der Annahme liegt zugrunde, dass Industriebetriebe aus den betreffenden Branchen gemäß der Umfrage des Statistischen Bundesamtes eher in größere Anlagen über 1 MW Engpassleistung investieren als andere Marktakteure. Deren Anteil von 13,7 % an der gesamten Erzeugung aus Anlagen mit einer Engpassleistung über einer Megawattstunde wird aus diesem Grund als Maximum in Bezug auf die Erzeugung aus kleineren Anlagen angesehen. Daher kann die gesamte Bruttostromerzeugung aus Industrieanlagen jeder Größe im Jahr 2019 nach den Abschätzungen zwischen 72,18 Terrawattstunden und 82,86 Terrawattstunden liegen. Insgesamt werden 218 Terrawattstunden Strom im besagten Jahr in Anlagen mit einer Engpassleistung unter 1 MW produziert.

Dass diese Näherung plausibel ist, zeigen auch die Angaben der BNetzA. In ihrem Leitfaden zur Eigenversorgung schätzen sie die Eigenversorgungsmenge im Jahr 2014 auf insgesamt 62 TWh. In diesem Jahr liegt die Erzeugung der Industrie im Vergleich zum Jahr 2019, wie in der Näherung verwendet, 8 TWh niedriger (BNetzA 2016c). Auf Basis dieser Näherung hätte die Eigenstromerzeugung in Deutschland im Jahr 2019

einen ungefährten Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung (605 TWh) von 11,9 bis 13,7 %.

Darüber hinaus geben die Daten des Statistischen Bundesamtes einen Einblick in die Größenklassen der registrierten Industrieanlagen. Insgesamt werden im Jahr 2019 genau 579 Stromerzeugungsanlagen im verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, gezählt. Im Detail haben sie zusammen insgesamt 53.359 Gigawattstunden Strom (brutto) erzeugt. Ihre elektrische Bruttoengpassleistung lag in der Summe bei 12.356 Megawatt und daraus ergibt sich eine verfügbare elektrische Leistung (brutto) von 10.954 Megawatt (Statistisches Bundesamt 2019a).

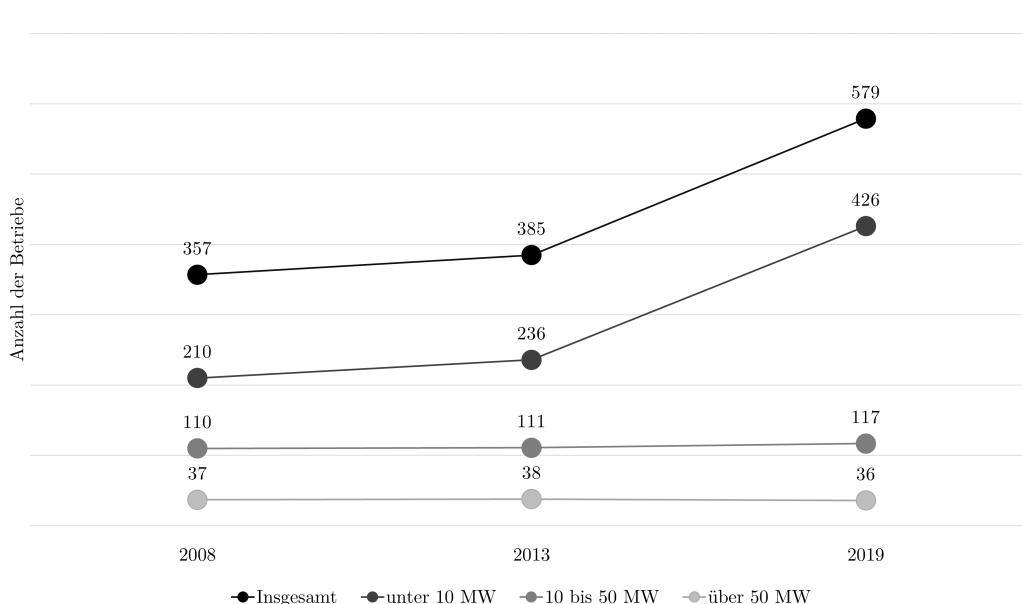


Abbildung 6.2 Entwicklung der Anlagenanzahl des verarbeitenden Gewerbes zur Eigenstromerzeugung nach Engpassleistung
(In der Statistik sind nur Anlagen über einer Engpassleistung von 1 MW berücksichtigt)

Quelle: Eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019

Wirft man einen genaueren Blick in die unterschiedlichen Größenklassen, aufgeteilt nach der Engpassleistung, ist erkennbar, dass im Jahr 2019 74 % der Anlagen im Bereich einer elektrischen Engpassleistung zwischen 1 MW und 10 MW liegen. Dies entspricht in absoluten Zahlen insgesamt 426 Anlagen. In der Kategorie 10 bis 50 MW können 117 Anlagen registriert werden und 36 Anlagen sind mit einer Engpassleistung von über 50 MW gelistet (Statistisches Bundesamt 2019a). Um zu ermitteln, ob die bereits aufge-

zeigten Tendenzen hin zu kleineren Anlagengrößen auch in anderen Zeitreihen deutlich werden, sollen frühere Erhebungen des Statistischen Bundesamtes herangezogen werden. Im Zeitraum zwischen 2008, 2013 und 2019 ist die Anzahl an Stromerzeugungsanlagen des Verarbeitenden Gewerbes, des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden von 357 über 385 auf 579 Anlagen angestiegen. Der Großteil der neuen Anlagen ist vor allem in der Größenklasse von unter einer Engpassleistung von 10 MW zu finden. Dort sind 216 der 222 Anlagen hinzugekommen. Im Vergleich zu den Größenklassen 10 bis 50 MW und über 50 MW Engpassleistung, in denen jeweils nur 7 Anlagen zugebaut bzw. sogar 1 Anlage abgebaut wurde, ist dies ein deutlicher Trend hin zu kleineren Anlagen. Besonders von 2013 bis 2019 ist ein starker Anstieg im Bereich der Anlagenanzahl bis 10 MW Engpassleistung zu beobachten. In diesem Zeitraum wurden alleine 190 der insgesamt 216 Anlagen zugebaut. Diese Beobachtungen sind in der Abbildung 6.2 zusammengefasst (Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019).

Die Zahlen zeigen demnach, dass im Durchschnitt die Engpassleistung der Anlagen niedriger wird und vor allem Anlagen im Segment bis 10 MW den größten Zuwachs verzeichnen. Da diese Anlagen aber auch vergleichsweise geringere Bruttostrommengen produzieren, spiegelt sich die Zunahme nicht in den Gesamtzahlen der Bruttostromerzeugung wider. Es kann daher festgehalten werden, dass eine Zunahme an Stromerzeugungsanlagen im Verarbeitenden Gewerbe, Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden zu verzeichnen ist (Statistisches Bundesamt 2002 bis 2019).

Die berücksichtigten Branchen der Erhebungen des Statistischen Bundesamtes wurden bereits im Rahmen der Datenvorstellung in Kapitel 2 aufgelistet. Im Anhang A4 ist eine Tabelle enthalten, die die Verteilung der Anlagen nach den unterschiedlichen Branchen zusammenfasst. Es findet eine Unterscheidung zwischen dem Verarbeitenden Gewerbe und dem Wirtschaftszweig „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ statt. Ersterer Wirtschaftszweig registriert 562 Betriebe im Jahr 2019 mit einer Eigenstromversorgung, letzterer lediglich 17. Besonders aktive Branchen im Verarbeitenden Gewerbe sind die Herstellung von Nahrungs- und Futtermittel (123), Herstellung von chemischen Erzeugnissen (74) und die Herstellung von Papier, Pappe oder Waren daraus (74). Die Anlagen des Verarbeitenden Gewerbes produzierten im Jahr 2019 51,8 TWh Strom und sind damit in dem genannten Jahr für einen Großteil der insgesamt 53,4 TWh Bruttostromerzeugung des produzierenden Gewerbes verantwortlich. Auch eine geographische Auswertung ist möglich. Die Tabelle ist ebenfalls im Anhang A4 hinterlegt und zeigt die Anlagenverteilung nach Bundesländern im Jahr 2019. Die meisten Anlagen stehen demnach im Bundesland Nordrhein-Westfalen (119), gefolgt von Bayern (110) und Baden-Württemberg (84). Alle drei Standorte sind stark industriell geprägt

und haben hohe Beschäftigungsanteile in der Industrie. Dies zeigt auch der Vergleich mit den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern (4) und dem Saarland (7), die deutlich weniger Anlagen und im Industriesektor weniger Beschäftigte verzeichnen können (Statistisches Bundesamt 2019a).

Zusammenfassend kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass die Produktion von Eigenstrom vor allem für die Industrie bedeutsam ist. Diese Branche generiert in ihren Anlagen mit 40 TWh im Jahr 2014 den Großteil der geschätzten 62 TWh Eigenstrom in Deutschland. Aber auch für das Gewerbe ist die eigene Herstellung von Strom in einigen Fällen von großer Bedeutung. Vor allem, da diese Branche kaum Möglichkeiten wahrnehmen kann, sich von Strompreisbestandteilen zu befreien. Diese staatlichen Entlastungsmöglichkeiten stehen vor allem dem produzierenden Gewerbe zur Verfügung. Branchenübergreifend ist die Nutzung erneuerbarer Energien beliebter als die Verwendung konventioneller Erzeugungskapazitäten. Dies geht aus den Erhebungen des DIHK Energiewende-Barometers hervor. Diese Erkenntnis kann jedoch nicht durch die Ergebnisse des Statistischen Bundesamtes verifiziert werden, da hier Anlagen erst ab einer Engpassleistung von einer Megawattstunde registriert und nur das produzierende Gewerbe befragt wurde. Erneuerbare Anlagen sind in der Regel kleiner dimensioniert und werden in der Statistik daher nicht berücksichtigt. Dass die Anlagen aber tendenziell kleiner werden, ergeben auch die Auswertungen des Statistischen Bundesamtes. Trotz steigender Anlagenzahl nimmt die Bruttostromerzeugung nur geringfügig zu. Die industriellen Eigenerzeugungsanlagen verteilen sich vor allem auf das verarbeitende Gewerbe und stehen an stark industriell geprägten Standorten wie Nordrhein-Westfalen oder Bayern.

Welche weiteren Trends und Entwicklungen im Bereich der Eigenstromversorgung zu beobachten sind, soll im Folgenden genauer beschrieben werden.

6.2 Trends und Entwicklungen

In einer Studie des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln (IW) im Auftrag des BDEW e.V. wurden im Jahr 2014 die Potentiale des Selbstverbrauchs genauer untersucht. Für die Sektoren Haushalt, GHD, Industrie und Verkehr wurde das ökonomische Potential ermittelt. Anzumerken ist dabei, dass die Studie vor dem Inkrafttreten der EEG Novelle 2014 veröffentlicht wurde, die zentrale Änderungen in diesem Bereich zur Konsequenz hatte. Diese sind daher in der Studie nicht berücksichtigt, haben aber eine Lenkungswirkung auf die Entwicklung des Eigenstromverbrauchs der genannten Ziel-

gruppen. Aus diesem Grund geben die angenommenen Szenarien der Studie die aktuelle Situation auch nur in Teilen wieder. Ein Szenario beschreibt eine teilweise Privilegierung, wie es sie derzeit auch gibt. Es werden jedoch Umlagesätze für erneuerbare Energien und KWK-Anlagen in Höhe von 70 % EEG-Umlageanteil angenommen, die derzeit bei lediglich 40 % liegen. Die berücksichtigten Bagatellgrenzen für Anlagen unter 10 kW bzw. 30 kW seit 2021 gibt es mittlerweile. Die anderen Szenarien legen dagegen eine umfassende Privilegierung zugrunde, die keine Umlagezahlungen oder eine volle Besteuerung des Eigenstroms vorsieht. Auf Basis der Studie ergeben sich daher folgende Potentiale auf Basis des Jahres 2012:

- Haushaltssektor: Mit einem jährlichen Nettostromverbrauch von 132,9 TWh liegt das Eigenerzeugungspotential je nach Szenario zwischen 115,6 TWh (Szenario 1) und 0 TWh (Szenario 3). Für das Szenario 2 wird eine Eigenerzeugung von 76,5 TWh errechnet.
- GHD-Sektor: Mit einem jährlichen Nettostromverbrauch von 98,1 TWh liegt das Eigenerzeugungspotential je nach Szenario zwischen 125 TWh (Szenario 1) und 0 TWh (Szenario 3). Für das Szenario 2 wird eine Eigenerzeugung von 20,3 TWh errechnet.
- Industrie: Mit einem Nettostromverbrauch von 248,8 TWh liegen die geschätzten Selbstverbrauchsmengen der Industrie aus Eigenerzeugungsanlagen zwischen 97 TWh und 51,8 TWh. Bei der Industrie konnten nicht die gleichen Szenarien hinterlegt werden wie bei den anderen beiden Sektoren.

(Bardt u. a. 2014).

Auf Basis der Studie kann daher geschlussfolgert werden, dass große Potentiale der Eigenstromversorgung sowohl im Haushaltssektor als auch in der Wirtschaft vorhanden wären. Der Einfluss der mittlerweile in Kraft getretenen Regulierungen hat aber negative Auswirkungen. Durch die vorhandene Bagatellgrenze ist der Haushaltssektor hiervon nicht so stark betroffen wie die Industrie oder der GHD-Sektor. Trotzdem wird allgemein eine geringere Eigenstromerzeugung durch die nur teilweise Privilegierung dieser Strommengen unterstellt. Im Vergleich zu den anderen Sektoren ist das geschätzte Potential der Industrie im Verhältnis zum Nettostromverbrauch geringer. Das Institut der deutschen Wirtschaft Köln begründet dies mit den Endkundenpreisen für Strom, die im industriellen Bereich auf einem niedrigeren Niveau liegen (Bardt u. a. 2014). Es muss jedoch auch bedacht werden, dass die Industrie in der Regel allgemein höhere Stromver-

bräuche aufweist und daher trotzdem ein gesteigertes Interesse an Eigenstromerzeugung unterstellt werden kann.

Im weiteren Verlauf soll weiter auf die bisherigen Entwicklungen des Marktes und der Eigenstromversorgung eingegangen und Rückschlüsse auf eventuelle Trends, Muster und Besonderheiten geschlossen werden. Hauptgrundlage für diese Analysen werden das DIHK-Energiewende-Barometer der Jahre 2012 bis 2018 sowie die Erhebungen des Statistischen Bundesamtes sein. Aufgrund der Verwendung dieser Daten werden die Aussagen nur auf die Branchen Bau, Handel, Dienstleistung und Industrie und auf die Wirtschaftszweige des produzierenden Gewerbes zutreffen. Da diese jedoch auch einen Großteil der Eigenstromerzeugung in Deutschland abbilden, können weiterführende Aussagen getroffen werden. Im Mittelpunkt der Auswertungen werden die Eigenstromversorgung im Zusammenhang mit erneuerbaren und konventionellen Energieträgern, der Versorgungssicherheit und dem Thema Strompreise stehen.

Nach der Weltwirtschaftskrise im Jahr 2009 hat sich die Konjunktur erholt und eine Hochphase erreicht. Das ifo-Institut konnte im Herbst 2018 erste Anzeichen erkennen, dass sich die Auftragslage im verarbeitenden Gewerbe wieder leicht abschwächt. Es muss daher bei den folgenden Auswertungen berücksichtigt werden, dass sich die Wirtschaft im betrachteten Zeitraum in einer sehr guten Geschäftslage befand (Litsche und S. Sauer 2018).

6.2.1 Versorgungssicherheit

In Kapitel 4 wurde der Vorteil der Eigenstromversorgung in Bezug auf die Versorgungssicherheit bereits erläutert. Unternehmen können mit Hilfe der Kraftwerke Stromausfälle abfedern und eventuell Folgeschäden vermeiden. Ob dies für die Unternehmen eine verbreitete Strategie ist, aus diesem Grund in Eigenversorgungsanlagen zu investieren, soll im weiteren Verlauf diskutiert werden.

Laut den Statistiken der BNetzA hat sich das Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland über die letzten Jahre hinweg stetig verbessert (vgl. Abbildung 4.3). Durch die zunehmende Digitalisierung und Automatisierung der Wirtschaft und Gesellschaft verändert sich aber auch die Relevanz des Themas Versorgungssicherheit mit Strom. Die Systeme werden komplexer und verwundbarer gegenüber Stromausfällen oder Spannungsschwankungen (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung 2018). Daher werden auch die potentiellen Auswirkungen und die Vermeidung von Stromausfällen unter drei Minuten relevanter für die Unternehmen. Der DIHK erfragt im Zuge seines Energiewende-Barometers sowohl die Ausfälle unter als auch über drei Minuten und

ob es beispielsweise zu Produktionsausfällen im Rahmen eines Blackouts gekommen ist. Die Ergebnisse dieser Frage werden für die Jahre 2012 bis 2018 in der Tabelle 6.4 gezeigt.

Tabelle 6.4 Entwicklung der Versorgungssicherheit aus Sicht der Unternehmen in den Jahren 2012 bis 2018

2012: N=k.A.; 2013: N=2.947; 2014: N=2.459; 2015: N=2.393; 2016: N=2.370;
2017: N=2.421; 2018: N=2.329

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
keine Ausfälle	n	k.A.	2.015	1.678	1.642	1.648	1.640	1.540
	in %	80,8 %	81,1 %	80,1 %	80,5 %	80,6 %	78,9 %	76,9 %
Stromausfälle	n	k.A.	388	353	313	309	339	345
unter 3 Minuten	in %	15,6 %	15,6 %	16,8 %	15,3 %	15,1 %	16,3 %	17,2 %
Stromausfälle	n	k.A.	307	224	252	237	251	261
über 3 Minuten	in %	11,9 %	12,4 %	10,7 %	12,4 %	11,6 %	12,1 %	13,0 %
Gas Lieferunterbrechungen	n	k.A.	20	18	21	14	20	14
	in %	1,4 %	0,8 %	0,9 %	1,0 %	0,7 %	1,0 %	0,7 %
Produktion	n	k.A.	218	186	165	162	171	170
beeinträchtigt	in %	8,1 %	8,8 %	8,9 %	8,1 %	8,0 %	8,2 %	8,0 %

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

Die Tabelle 6.4 zeigt, dass die Unternehmen seit 2012 von einer Zunahme der Stromausfälle berichten. Dies betrifft sowohl die Ausfälle über als auch unter drei Minuten, wobei Ausfälle mit geringerer Dauer häufiger vorkommen. Parallel sinkt der prozentuale Anteil der Unternehmen, die keine konkreten Probleme im Zuge der Versorgungssicherheit erfahren. Deren Anteil nahm von 80,8 % im Jahr 2012 auf 76,9 % im Jahr 2018 ab. Aus den Daten geht aber nicht hervor, dass dies auch eine wachsende Beeinträchtigung der Produktion nach sich zieht. Der Anteil der Unternehmen, die von Einschränkungen des Produktionsprozesses berichten, liegt seit 2012 mit geringen Schwankungen bei ca. 8 %. Im Bereich der Gasversorgung kann dagegen eine Abnahme der Unterbrechungen verzeichnet werden und der Anteil liegt im Jahr bei 0,7 % der teilnehmenden Unternehmen. Die Versorgungssicherheit mit Gas ist daher als höher einzuschätzen als jene mit Strom (DIHK 2012 bis 2018).

Obwohl aus der Tabelle 6.4 hervorgeht, dass die Stromausfälle über die Jahre tendenziell zunehmen, bleiben die Produktionsausfälle relativ konstant. Eine Möglichkeit für dieses Ergebnis ist, dass die Unternehmen ihre Systeme und Prozesse entsprechend mit Notstromversorgungsanlagen oder Eigenerzeugungskapazitäten absichern, um Produktionsausfälle zu verhindern.

Bei einer Notstromversorgung wird, wie bereits in Kapitel 4 zwischen einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) und einer Netzersatzanlage unterschieden. Ob Unternehmen in den letzten Jahren verstärkt in Notstromanlagen investiert haben, geht

ebenfalls aus dem DIHK Energiewende-Barometer hervor. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6.5 dargestellt. Eine explizite Unterscheidung zwischen USV und Netzanlage kann in den Daten jedoch nicht vorgenommen werden.

Tabelle 6.5 Entwicklung der Absicherung gegen Stromausfälle in Form einer Notstromversorgung in den Jahren 2012 bis 2018

2012: N=k.A.; 2013: N=2.335; 2014: N=1.973; 2015: N=1.928; 2016: N=1.931;
2017: N=1.998; 2018: N=1.930

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Notstromversorgung	n in %	k.A. 44,4 %	1.000 42,8 %	894 45,4 %	832 43,2 %	868 45 %	916 45,8 %	856 44,3%
keine Notstromversorgung	n in %	k.A. 55,6 %	1.335 57,2 %	1.078 54,7 %	1.096 56,9 %	1.063 55,1 %	1.082 54,2 %	1.074 55,7 %

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

Die Frage, ob sie eine Notstromversorgung zur Absicherung gegen Stromausfälle planen, bereits umsetzen oder in der Vergangenheit schon umgesetzt haben, bestätigten dies im Durchschnitt 44,4 % der Unternehmen in den Jahren 2012 bis 2018. Damit ist die Zahl der Betriebe mit einer Absicherung ihrer Versorgung über diesen Zeitraum relativ konstant geblieben. Parallel zum Anstieg der Stromausfälle kann daher kein Anstieg beim Aufbau dieser Anlagen beobachtet werden. Es muss aber festgehalten werden, dass sich vergleichsweise viele Unternehmen mit einer Notstromversorgung auseinandersetzen. Im Vergleich zur Frage nach dem Aufbau konventioneller oder erneuerbarer Eigenversorgungskapazitäten (vgl. Tabelle 6.1 und Tabelle 6.2) ist die Investition in eine Notstromversorgung weitaus verbreiteter. Dies ist ein interessantes Ergebnis, nachdem diese Anlagen nur für den Notfall eingerichtet werden. Auch die absoluten Zahlen zeigen, dass sich in den betreffenden Jahren jeweils ca. 900 Unternehmen mit Investitionen in eine Notstromversorgung beschäftigen. Mit zunehmendem Einsatz von Informations- und Kommunikationstechniken wird die Stromversorgung über alle Branchen hinweg immer wichtiger. Ausfälle können in vielen Bereichen zu Schäden und Einschränkungen führen, betrachtet man das Beispiel Rechenzentren mit dem möglichen Ausfall der IT-Infrastruktur (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung 2018) oder den Großhandel und Supermärkte, deren kontinuierliche Kühlung von Lebensmitteln, Beleuchtung und Belüftung große Mengen Energie verbrauchen (Krampe, Wünsch und Koepp 2016). Daher kann festgehalten werden, dass Unternehmen entgegen der Auswertungen der

BNetzA von einer Zunahme der Stromausfälle unter und über drei Minuten berichten. Dies hat jedoch keinen direkten Einfluss auf die Investitionen in Notstromversorgungsanlagen, diese lagen bereits in der Vergangenheit auf einem vergleichsweise hohem Niveau. Insgesamt beschäftigten sich im Durchschnitt 44,4 % der Unternehmen in den Jahren 2012 bis 2018 mit der Absicherung gegen Stromausfälle. Dieses Thema bewegt daher die Unternehmen branchenübergreifend und kann in seiner Relevanz höher eingestuft werden als Investitionen in Eigenversorgungsanlagen. Dies erscheint überraschend, da mit letzteren deutlich mehr Vorteile einhergehen. Es lässt sich daher vermuten, dass Unternehmen bei der Absicherung ihrer Stromversorgung eher auf Notstromanlagen zurückgreifen als auf die Abfederung über Eigenstromanlagen.

Wie die Unternehmen die Eigenstromversorgung im Zusammenhang mit den Strompreisen einordnen, soll im Folgenden betrachtet werden.

6.2.2 Strompreise

Im Kapitel 4 wurde neben der Versorgungssicherheit auch die Strompreisentwicklung in Deutschland analysiert. Es kann ein kontinuierlicher Anstieg der Preise verzeichnet werden. Die Steigerungen lassen sich vor allem durch energiepolitische Rahmenbedingungen begründen. Neben dem wachsenden Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen EEG-Umlage verursachen der Um- und Ausbau des Energiesystems sowie die Sicherung und der Ausbau des Stromnetzes Kosten, die auf die Stromverbraucher umgelegt werden (J. Albrecht u. a. 2011). Dass die Unternehmen eine Kostensteigerung erfahren, zeigen auch die Ergebnisse des DIHK-Energiewende-Barometers. In der Abbildung 6.3 sind die Auswertungen der Frage nach der Strompreisentwicklung der jeweiligen 12 vergangenen Monate dargestellt.

Seit dem Jahr 2016 gehen die Angaben der Unternehmen, die von steigenden Preisen berichten und von Unternehmen, die von sinkenden Kosten sprechen deutlich auseinander¹. Im Jahr 2018 geben lediglich 5,3 % der Unternehmen an, dass ihre Strompreise in den letzten 12 Monaten gesunken sind. Im Jahr 2016 waren es noch 21,8 % der Betriebe. Parallel geben im Jahr 2018 37,6 % der Unternehmen an, dass sie eine Kostensteigerung erfahren haben. Über die Hälfte der Unternehmen, nämlich 57,1 %, kann die Preise konstant halten. Die geographische Lage eines Unternehmens in Bezug auf die Netzentgelte oder der Abschluss langfristiger Lieferverträge können Gründe hierfür

¹Obwohl die Konjunktur im betrachteten Zeitraum vergleichbar war, muss eine Relativierung der Ergebnisse erfolgen. Die Auftragslage oder Produktionsmengen haben an dieser Stelle einen Einfluss, und wurden jedoch im Rahmen der Umfrage nicht direkt berücksichtigt.

sein (Würfel, Kunzelmann und Toptik 2017). Ein konstanter Strompreis kann zudem auf wirkungsvolle Energieeffizienzmaßnahmen, geringeren Stromverbrauch durch betriebsinterne Veränderungen, den direkten Einkauf an der Strombörse oder eine Eigenstromversorgung zurückgeführt werden. Außerdem haben Unternehmen die Möglichkeit, die steigenden Strompreise an die Kunden weiterzugeben. Dies reduziert zwar nicht den Strompreis, kann die Kosten aber beeinflussen. Auf diese Punkte soll nun im weiteren Verlauf eingegangen werden.

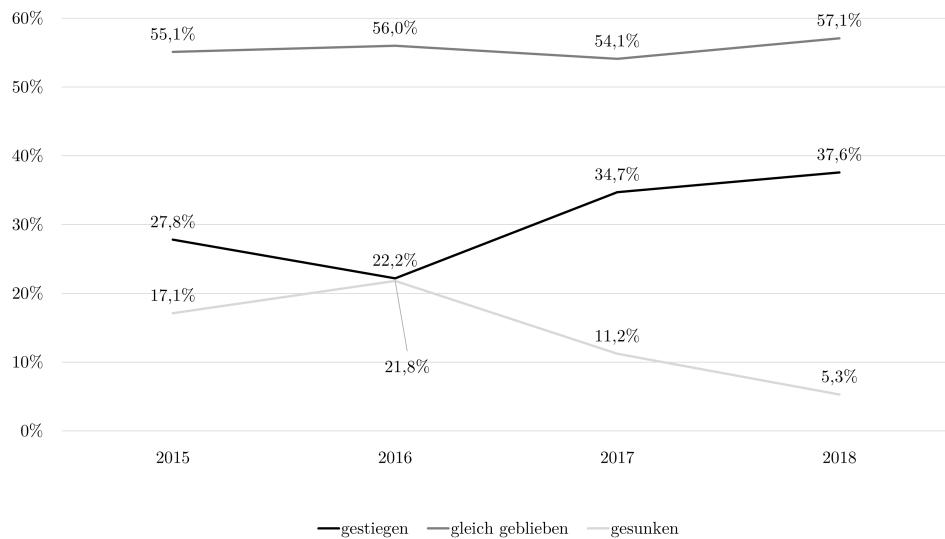


Abbildung 6.3 Entwicklung der Strompreise aus Sicht der Wirtschaft in den vergangenen 12 Monaten (2015 bis 2018 in %)

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

In der Tabelle 6.6 wird den Unternehmen die Frage der Weitergabe der Energiekosten an Kunden gestellt.

Tabelle 6.6 Entwicklung der Weitergabe der Energiekosten an Kunden in den Jahren 2012 bis 2018
 2012: N=k.A.; 2013: N=2.136; 2014: N=1.842; 2015: N=1.816; 2016: N=1.870;
 2017: N=2.003; 2018: N=1.935

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Weitergabe n	k.A.	1.054	847	698	608	630	673
Energiekosten in %	44,9 %	49,3 %	46 %	38,5 %	32,5 %	31,4 %	34,8 %

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

Die Ergebnisse der Auswertung zeigen, dass es für die Unternehmen schwieriger geworden ist, die steigenden Energiepreise an die Kunden weiterzugeben. Im Jahr 2012 berichteten noch 54,2 % der teilnehmenden Unternehmen von dieser Praxis. Im Jahr 2014 sank der Wert sogar auf 23,7 % ab und liegt im Jahr 2018 bei 34,9 % (DIHK 2012 bis 2018). Besonders für Unternehmen im internationalen Wettbewerb ist es zunehmend schwieriger, die nationalen Strompreisentwicklungen auf die eigenen Produkte oder Dienstleistungen umzulegen. Laut des BMWi zahlten deutsche Industrieunternehmen im Jahr 2017 international die höchsten Strompreise mit durchschnittlich 15,17 ct/kWh. In den EU28-Staaten liegt der Durchschnitt dagegen bei 11,31 ct/kWh, in Schweden sogar nur bei 6,48 ct/kWh (BMW 2018a). Eine Weitergabe der Kosten erscheint im Wettbewerb aufgrund der großen preislichen Unterschiede nicht möglich.

Neben der Weitergabe der Strompreise an die Kunden haben Unternehmen außerdem die Möglichkeit, ihren Strom direkt an der Strombörse zu kaufen oder zu verkaufen. Durch den gezielten Handel können die Strommengen in Niedrigpreisphasen gekauft bzw. in Hochpreisphasen verkauft werden. Damit trägt das Unternehmen zwar das bereits beschriebene Risiko, sich unter Umständen zu verspekulieren, kann aber auch Kosten sparen (Würfel, Kunzelmann und Toptik 2017). Wie bereits in Kapitel 5.2.2 beschrieben, sind mit der Teilnahme an der Strombörse auch gewisse Voraussetzungen und finanzielle Aufwände verbunden. Daher beteiligen sich tendenziell eher größere Unternehmen. Zudem werden je nach Handelsprodukt auch Mindesthandelsmengen vorgeschrieben, die häufig nur von entsprechend energieintensiven oder großen Unternehmen erreicht werden. Dies gilt ebenfalls für Unternehmen, die eigene Strommengen aus Eigenversorgungsanlagen an der Börse anbieten (EFET 2018). Ob sich die Aktivitäten der Unternehmen hinsichtlich der Teilnahme an der Strombörse über die Jahre verändert haben, zeigt die Tabelle 6.7².

Etwa 20 % der Unternehmen berichten laut den Ergebnissen über geplante, realisierte oder in der Umsetzung befindliche Aktivitäten an der Strombörse. Der Wert unterlag in dem Zeitraum über die dargestellten fünf Jahre auch nur geringen Schwankungen, sodass der parallel steigende Druck der Strompreise keine Auswirkungen auf die Bereitschaft der Unternehmen, Börsenstromhandel zu betreiben, zu haben scheint, auch wenn ein eigener Handel Vorteile bringen würde. Wirft man einen Blick auf die beteiligten Branchen, zeigt sich zudem, dass vor allem Industriebetriebe auf den Einkauf an der Strombörse zurückgreifen. Im Durchschnitt der Jahre 2012 bis 2016 waren es 35,5 % der Industriebetriebe.

²In den Jahren 2017 und 2018 war die Frage nach dem Stromeinkauf an der Börse nicht mehr im Fragebogen enthalten. Daher können nur Aussagen über die Jahre 2012 bis 2016 getätigt werden.

Tabelle 6.7 Entwicklung des Einkaufs an der Strombörse in der Wirtschaft inkl. spezielle Be- trachtung der Branche Industrie in den Jahren 2012 bis 2016
2012: N=k.A.; 2013: N=2.315; 2014: N=1.948; 2015: N=1917; 2016: N=1.918

		2012	2013	2014	2015	2016
Einkauf an der Strombörse	n	k.A.	448	425	360	389
	in %	20,6 %	19,4 %	21,8 %	18,7 %	20,3 %
kein Einkauf an der Strombörse	n	k.A.	1.866	1.524	1.557	1.529
	in %	79,4%	80,6 %	78,2 %	81,2 %	79,7 %
Industriebranche:						
Einkauf an der Strombörse	n	k.A.	223	189	169	191
	in %	34,9 %	35,9 %	36,7 %	33 %	37,1 %

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

Dies zeigt erneut, dass die strengen Zulassungskriterien und Voraussetzungen nur für bestimmte Unternehmen praktikabel sind und die Teilnahme an der Strombörse unter den derzeitigen Gegebenheiten keine leicht umsetzbare Lösung ist, um die Stromkosten zu senken bzw. eigene Strommengen zu verkaufen (DIHK 2012 bis 2018). Die vergleichsweise hohen absoluten Zahlen im Zuge dieser Auswertung weisen außerdem darauf hin, dass die Unternehmen zum Großteil den Strom nicht selbst an der Börse kaufen, sondern dies unter Umständen über Dienstleister abwickeln. Dieser Rückschluss ergibt sich auf Basis der Analyse der Beteiligungsmöglichkeiten von Unternehmen an der Strombörse und den damit verbundenen Anforderungen.

Tabelle 6.8 Entwicklung des Aufbaus einer eigenen Eigenstromversorgungskapazität in den Jahren 2012 bis 2018
2012: N=k.A.; 2013: N=2.351; 2014: N=1.987; 2015: N=1.937; 2016: N=k.A.; 2017: N=2.014; 2018: N=1.936

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Eigenerzeugungs- kapazität	n	k.A.	916	773	719	k.A.	794	829
	in %	34,5 %	39 %	38,9 %	37,1 %	37,4 %	39,4 %	42,8 %
keine Eigen- erzeugungs- kapazität	n	k.A.	1.435	1.214	1.218	k.A.	1.220	1.107
	in %	65,6 %	61 %	61,1 %	62,9 %	62,6 %	60,6 %	57,2 %

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

Im weiteren Verlauf soll nun betrachtet werden, ob ein Zusammenhang zwischen dem steigenden Kostendruck und der Bereitschaft der Unternehmen, in Eigenversorgungs-

anlagen zu investieren, besteht. In der Tabelle 6.8 sind die entsprechenden Ergebnisse der DIHK Umfrage dargestellt. Es kann festgehalten werden, dass der Aufbau einer eigenen Energieerzeugungskapazität über den betrachteten Zeitraum hinweg zugenommen hat. Im Jahr 2012 geben 34,5 % der Unternehmen entsprechende Maßnahmen an. Im Jahr 2018 sind es bereits 42,8 % der befragten Unternehmen. Zwischen den Jahren 2014 und 2016 zeigt die Auswertung eine Zurückhaltung der Befragten in Bezug auf mögliche Investitionen. Im Jahr 2015 sinkt der Anteil sogar leicht von 38,9 % auf 37,1 % ab, wobei sich dies auch durch die unterschiedliche Stichprobenzusammensetzung begründen lassen kann (DIHK 2012 bis 2018). Im Jahr 2017 und 2018 wachsen die Aktivitäten der Unternehmen aber wieder parallel mit dem steigenden Kostendruck im Bereich der Strompreise. Auch bei der Branchenbetrachtung wird der steigende Trend der vergangenen Jahre deutlich. Im Jahr 2018 ist ein stärkeres Investitionsbestreben der Baubranche und der Industrie sichtbar. Letztere hatte bereits in der Vergangenheit ein größeres Interesse. Der Anteil der Unternehmen mit entsprechenden Aktivitäten ist von 43,6 % im Jahr 2012, mit zwischenzeitlichen Schwankungen, auf 50,6 % im Jahr 2018 gestiegen. Aber auch im Dienstleistungsgewerbe und im Handel geht der Trend nach oben. Parallelen zu den steigenden Strompreisen sind in diesem Zusammenhang wahrscheinlich. (DIHK 2012 bis 2018). Neben der Betrachtung nach Branchen, die einen Zusammenhang zwischen dem Aufbau einer Energieerzeugungskapazität und den Strompreisen vermuten lässt, sind auch die Dimensionierungen der Anlagen von Relevanz, d.h. wie viel Eigenstromanteil eine Anlage im Vergleich zum Gesamtstromverbrauch eines Unternehmens produziert³. Die Ergebnisse aus dem Jahr 2017 sind in der Tabelle 6.9 veranschaulicht. Es werden sowohl die bestehenden Eigenerzeugungsanteile als auch die geplanten Anteile in den kommenden drei Jahren abgefragt (DIHK 2012 bis 2018).

Aus der Tabelle 6.9 geht hervor, dass im Vergleich zum bestehenden Anteil zukünftig mehr Unternehmen eine entsprechende Versorgung planen. Es berichten 33 % von einem bestehenden Eigenerzeugungsanteil zwischen 0 und mehr als 30 %. Zukünftig soll dieser Anteil auf 39,4 % ansteigen. Es wird vor allem deutlich, dass die Unternehmen einen höheren prozentualen Anteil am Stromverbrauch vorsehen. Die Werte in der höchsten Kategorie „30 % und mehr“ steigen beispielsweise von 9,5 % auf 11,9 % an. Ein ähnliches Anwachsen der Werte ergibt sich für die anderen Kategorien, mit Ausnahme jener zwischen „0 bis 5 %“. Dort sinkt der Wert von 10,9 % auf 10,4 %. Es findet demnach nicht

³Im Jahr 2018 fand diese Frage keine Berücksichtigung mehr und in den Jahren zuvor stellte sich die Fragestellung als nicht eindeutig heraus. Die Kategorie „0 bis 3 % bzw. 5 %“ wurde nicht wie im Jahr 2017 ergänzt durch die Antwortmöglichkeit „keine Eigenerzeugung“. Aus diesem Grund konnte aus den Antworten nicht eindeutig geschlussfolgert werden, ob eine Anlage in der Kategorie „0 bis 5 %“ tatsächlich über eine Eigenstromversorgung verfügt oder nicht

nur ein Zubau neuer Kapazitäten statt, sondern es kann auch angenommen werden, dass bestehende Kapazitäten ausgebaut und vergrößert werden (DIHK 2012 bis 2018). Mit einem steigenden Eigenerzeugungsanteil haben die Unternehmen die Möglichkeit, ihre Stromkosten zu senken. Dass für diesen Strom nur ein Bruchteil der staatlichen Steuern und Abgaben anfällt, wurde bereits erläutert.

Tabelle 6.9 Anteil des bestehenden und geplanten (Zeitraum der Planung: drei Folgejahre) Eigenerzeugungsanteils am Stromverbrauch im Jahr 2017
 $N_{\text{bestehend}}=1.992$; $N_{\text{geplant}}=1.902$

		bestehend	geplant
keine Eigenerzeugung	n	1.333	1.154
	in %	66,9 %	60,7 %
0 bis 5 %	n	217	197
	in %	10,9%	10,3 %
5 bis 10 %	n	88	139
	in %	4,4 %	7,3 %
10 bis 20 %	n	92	96
	in %	4,6 %	5,1 %
20 bis 30 %	n	72	90
	in %	3,6 %	4,7 %
30 % und mehr	n	190	226
	in %	9,5 %	11,9 %

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

Es kann daher zusammenfassend festgehalten werden, dass parallel mit den steigenden Strompreisen auch eine wachsende Bereitschaft in den Unternehmen zu beobachten ist, eine Eigenversorgungskapazität aufzubauen. Ein Zusammenhang kann in diesem Fall unterstellt werden, denn dadurch können Stromkosten gespart werden, die mittlerweile immer schwieriger an die Endkunden weitergegeben werden können. Auch im Vergleich zu Aktivitäten an der Strombörse erscheint die Eigenstromversorgung besser branchenübergreifend implementier- und umsetzbar. Für die Industrie scheint die Eigenversorgung nach wie vor ein wichtiges Thema zu sein, um den Strompreisdruck zu reduzieren und wettbewerbsfähig zu bleiben.

Ob die Unternehmen eher in erneuerbare oder konventionelle Eigenversorgungskapazitäten investieren und in welche Technologien genau, ist Gegenstand der folgenden Ausführungen.

6.2.3 Erneuerbare Energien

In Kapitel 6.1 wurde bereits ein aktueller Überblick über die Eigenerzeugungskapazitäten in Deutschland gegeben. Ergebnis war, dass im Jahr 2016 branchenübergreifend mehr Unternehmen Interesse an erneuerbaren Kapazitäten zeigten, als an konventionellen Anlagen. Dies trifft ebenfalls auf die Industrie zu. Da diese Daten für das Jahr 2016 standen, soll im Folgenden der Verlauf der Nutzung erneuerbarer Energien genauer analysiert werden.

Tabelle 6.10 Entwicklung des Aufbaus einer erneuerbaren Eigenstromversorgungskapazität in den Jahren 2012 bis 2018

2012: N=k.A; 2013: N=2.325; 2014: N=1.968; 2015: N=1.916; 2016: N=1.918;
2017: N=1.997; 2018: N=1.924

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
geplante Maßnahme	n in %	k.A. 28,8 %	743 31,9%	627 31,8 %	579 30,3 %	625 32,6 %	686 34,4 %	727 37,7 %
keine geplanten Maßnahmen	n in %	k.A. 71,2 %	1.582 68,1%	1.341 68,2 %	1.337 69,8 %	1.293 67,4 %	1.311 65,6 %	1.197 62,2 %

Quelle: Eigene Darstellung nach DIHK 2012 bis 2018

In der Tabelle 6.10 wird deutlich, dass die Unternehmen seit 2012 stetig mehr in den Aufbau einer erneuerbaren Eigenversorgungskapazität investiert haben. Im genannten Jahr waren es noch 28,8 %, im Jahr 2018 bereits 37,7 %. Lediglich in den Jahren 2013 bis 2015 kann eine Stagnation und ein kleiner Abfall auf 30,3 % beobachtet werden (DIHK 2012 bis 2018).

In welche erneuerbaren Technologien aber vornehmlich investiert wird, soll im weiteren Verlauf genauer betrachtet. Es findet eine Unterscheidung zwischen Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Biogasanlagen und sonstigen erneuerbaren Energieträgern statt. Zu letzterer Kategorie zählt beispielsweise die Geothermie, Wasserkraft oder Biomethan. Bei der Auswertung der DIHK-Umfrageergebnisse kann nur auf einen Zeitraum von 2013 bis 2016 zurückgegriffen werden. In den Jahren 2012 sowie 2017 und 2018 waren die technologiebezogenen Angaben nicht Teil des Fragebogens. Außerdem wird ein besonderer Blick auf die Industriebranche geworfen, die im Zentrum der Analysen steht. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 6.11 dargestellt.

Tabelle 6.11 Entwicklung des Aufbaus einer erneuerbaren Eigenstromversorgungskapazität nach Technologien und Fokus auf die Industriebranche in den Jahren 2013 bis 2016

2013:N_{PV}=1.706; N_{Wind}=1.518; N_{Biogas}=1.491; N_{sonstige}=1.560

2014:N_{PV}=1.446; N_{Wind}=1.307; N_{Biogas}=1.296; N_{sonstige}=1.352

2015:N_{PV}=632; N_{Wind}=549; N_{Biogas}=528; N_{sonstige}=539

2016:N_{PV}=660; N_{Wind}=577; N_{Biogas}=558; N_{sonstige}=587

		2013	2014	2015	2016
PV-Anlagen	n	764	660	473	523
	in %	44,8 %	45,6 %	74,9 %	79,5 %
PV-Anlagen	n	190	162	122	143
Industriebr.	in %	24,9 %	24,6 %	25,8 %	27,3 %
Windkraftanlagen	n	139	119	107	100
	in %	9,1 %	9,1 %	19,3 %	17,3 %
Windkraft	n	30	25	27	27
Industriebr.	in %	21,6 %	21 %	25,2 %	27 %
Biogasanlagen	n	66	64	52	50
	in %	4,4 %	5 %	10 %	9 %
Biogas	n	29	20	15	21
Industriebr.	in %	43,9 %	31,3 %	28,9 %	42 %
sonstige	n	365	334	192	181
Erneuerbare*	in %	23,3 %	24,6 %	35,6 %	36,1 %
Sonstige	n	126	113	65	73
Industriebr.	in %	34,5 %	33,8 %	33,9 %	40,3 %

*z.B. Wasserkraft, Geothermie, Verbrennung von Holz etc.

Quelle: Eigene Darstellung nach DIHK 2012 bis 2018

Photovoltaik zählt zu den mit am weitesten verbreiteten erneuerbaren Energien. Ein Grund hierfür sind die vergleichsweise geringen Investitions- und Betriebskosten. Ein kWp kostet mittlerweile weniger als 1.000 Euro (Statista GmbH 2018). Eine durchschnittliche PV-Anlage verfügt derzeit über eine Leistung von 26 kWp (Solar 2018). Auch in der Wirtschaft ist die Nutzung von PV-Anlagen verbreitet. Vor allem Unternehmen in einem Ein- oder Zweischicht Betrieb können die erzeugten Strommengen im Tagesverlauf nutzen (Sinss und Simon 2013). Für Unternehmen bieten sich zahlreiche Vorteile, dazu zählen beispielsweise die vergleichsweise einfache Beschaffung und Installation der Module, die sinkenden Investitionskosten, die im Vergleich zu Windkraftanlagen unkomplizierten Genehmigungsverfahren sowie die individuell mögliche Dimensionierung einer Anlage, auch für kleine Kapazitäten. Hinzu kommt die tendenziell größere Flächenverfügbarkeit auf Bürogebäuden, Produktionshallen oder Betriebsgeländen. Voraussetzung an dieser Stelle ist jedoch, dass die Flächen entweder dem Unternehmen als Anlagenbetreiber selbst gehören oder zumindest ein entsprechendes Pachtverhältnis besteht, damit die Nutzungsvoraussetzungen des Eigenstroms im Sinne der gleichen Per-

sonenidentität von Anlagenbetreiber und Letztverbraucher erfüllt wird (vgl. Kapitel 5) (Krampe, Wünsch und Koepp 2016). Dass die Nutzung der Photovoltaik auch im Bereich der Eigenstromerzeugung bereits weit verbreitet ist, zeigen die in Kapitel 6.1 zitierten Zahlen der BNetzA. Diese beschreibt eine jährliche Eigenerzeugung aus PV-Anlagen im Umfang von 2 TWh im Jahr 2014 (BNetzA 2016c). Weitere Aussagen, besonders über die Verwendung in der Industrie, sind dagegen auf Grundlage dieser Daten nur begrenzt möglich, da die Statistiken des Statistischen Bundesamtes nur Anlagen ab einer Engpassleistung von 1 MW berücksichtigen. PV-Anlagen sind jedoch häufig kleiner dimensioniert, wie die durchschnittliche Anlagengröße von 26 kWp im Jahr 2017 zeigt. Zudem ist nach dem EEG 2017 eine feste Vergütung ohne Ausschreibungsteilnahme bis zu einer installierten Leistung von 750 kWp möglich (BMJV 2021). Dies stellt einen zusätzlichen Anreiz dar, eine Engpassleistung von 1 MW in diesem Zusammenhang nicht zu überschreiten. In der Tabelle 6.11 sind die geplanten und umgesetzten Projekte der Wirtschaft nach den erneuerbaren Technologien aufgetragen. Im Bereich der PV-Anlagen ist seit 2013 ein prozentualer Anstieg dieser Aktivitäten zu verzeichnen. Die geringen Stichprobenumfänge in den Jahren 2015 und 2016 müssen jedoch bei den weiteren Auswertungen berücksichtigt werden. Im Jahr 2016 beschäftigen sich fast 80 % der befragten Unternehmen mit der Eigenstromerzeugung aus PV-Anlagen. Im Jahr 2013 waren es nur 44,8 % der Unternehmen; der starke Zuwachs wird sichtbar. Im Vergleich zu den anderen Technologien wird der Fokus auf die Photovoltaik deutlich; in andere Technologien wird nur in einem geringeren Umfang investiert. Auch die Industrie zeigt ein wachsendes Interesse an Photovoltaik zur Eigenstromerzeugung. Im Jahr 2013 belief sich der Anteil der Industriebranche an den Unternehmen mit entsprechenden Aktivitäten auf 24,9 %. Im Jahr 2016 ist dieser Wert auf 27,3 % angestiegen (DIHK 2012 bis 2018).

Neben Photovoltaik spielt die erneuerbare Stromerzeugung mit Hilfe von Windkraft eine zentrale Rolle in Deutschland. Im ersten Halbjahr 2018 wurden 55,2 TWh Strom in Windkraftanlagen erzeugt. Damit deckt diese Technologie bereits 20,2 % des deutschen Strommixes und ist der erneuerbare Energieträger mit der größten Bedeutung (Bruger 2018). Im Gegensatz zu beispielsweise Photovoltaikanlagen müssen Windenergieanlagen häufig ein Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) vor dem tatsächlichen Bau und Betrieb durchlaufen. Dieses betrifft vor allem größere Anlagen ab einer Gesamthöhe über 50 Meter (Landesamt für Umwelt Baden-Württemberg 2018). Kleinere Anlagen eignen sich daher aufgrund der Bestimmungen zu Bau und Betrieb eher für die Anwendung in Unternehmen. Neben den rechtlichen Voraussetzungen muss auch der Standort der Anlage auf seine Rahmenbedingungen hin geprüft werden. Geographische Lage, Windhäufigkeit, Höhe der Anlage oder benachbarte

Gebäude haben Einfluss auf den späteren Ertrag der Windkraftanlage. Außerdem spielen die Investitionskosten für diese Anlagen eine zentrale Rolle. Bei Windenergieanlagen machen die Hauptinvestitionskosten knapp 75 % der Gesamtkosten aus. Je nach Leistungsklasse der Anlage und der Nabenhöhe ergeben sich mittlere Kosten in Höhe von 980 bis 1.380 Euro/kW. Hinzu kommen weitere Kosten: Unter die Investitionsnebenkosten fallen unter anderem der Bau des Fundaments, die Netzanbindung und allgemeine Erschließung sowie die Planung. Für diese Kosten sind weitere 387 Euro/kW anzusetzen. Die Nebenkosten sind jedoch stark standortabhängig und nicht zu pauschalisieren. Die Hochrechnungen beziehen sich auf das Jahr 2015 (Deutsche WindGuard 2015). Aus den Ergebnissen der Tabelle 6.11 geht hervor, dass die Nutzung von Windenergie im Gegensatz zur Photovoltaik in deutlich geringerem Maße angewendet wird. Obwohl im Vergleich zu 2013 und 2014 eine leichte Steigerung der Aktivitäten zu verzeichnen ist, sinkt die Anzahl der Unternehmen ohne Investitionen in Windenergie von 90,9 % auf 80,7 bzw. 82,7 %. Von einer deutlichen Steigerung der Aktivitäten kann aber auf Basis der Zahlen nicht ausgegangen werden. Auch wenn die Industrie im Jahr 2016 für 27 % der Investitionen in diese Anlagen verantwortlich war und die Anteile seit 2013 gestiegen sind, handelt es sich in absoluten Zahlen nicht um ein weit verbreitetes Geschäftsmodell (DIHK 2012 bis 2018).

Ähnlich verhält es sich bei den Biogasanlagen im industriellen Kontext. Im Jahr 2018 produzierten alle Biomasseanlagen in Deutschland zusammen 22,9 TWh Strom. Dies entspricht 8,5 % der deutschen Bruttostromerzeugung (Bruger 2018). Neben der Wasserkraft ist die Stromproduktion mit Hilfe von Biogasanlagen grundlastfähig. Die Erzeugung von Biogas ist nicht volatil und kann weitestgehend konstant erfolgen, sodass Biogasanlagen eine hohe gesicherte Leistung aufweisen und Residuallast zur Verfügung stellen können. Für die Energiewende und für die dieser Arbeit zugrundeliegenden Problemstellung ist dies eine relevante Eigenschaft (Holzhammer u. a. 2016). In Unternehmen unterschiedlicher Branchen kann organisches Material als Abfallprodukt anfallen. Dies kann zum Beispiel auf die Futter- oder Nahrungsmittelindustrie zutreffen, in deren Produktionsprozess Reststoffe wie Fette oder andere Lebensmittelreste vorkommen. Diese können dann in Biogasanlagen eingetragen werden. In der Regel sind die meisten Biogasanlagen jedoch in landwirtschaftlichen Betrieben vorzufinden. Dort fallen nicht nur entsprechende Mengen an organischem Material an, sondern die Reste der Biogaserzeugung können in Form von Düngemittel einem weiteren Zweck zugeführt werden (Umweltbundesamt 2018a). Damit die Auswertung der vorliegenden Daten im Folgenden richtig eingeordnet werden kann, muss festgehalten werden, dass Biogasanlagenbetreiber zum Teil eine Mitgliedergruppe der Industrie- und Handelskammern in Deutschland sind.

Landwirtschaftliche Betriebe sind nur teilweise zu einer Kammerzugehörigkeit verpflichtet. Die Biogasanlagen erwirtschaften beispielsweise gewerbliche Einnahmen, aber auch durch einen Handel mit Produkten oder die Direktvermarktung sowie Transportdienstleistungen kann sich eine Zugehörigkeit ergeben. Daher sind die Anlagen unter gewissen Voraussetzungen als Mitglieder der IHK zu zählen und somit auch in der Umfrage des DIHK zu berücksichtigen. In den Daten des Statistischen Bundesamtes dagegen werden die Biogasanlagen nicht explizit im Kontext der Eigenstromerzeugung ausgewiesen. Erneut soll die Tabelle 6.11 herangezogen werden. Es wird sichtbar, dass sich im Vergleich zu Gesamtstichprobe nur wenige Unternehmen mit der Eigenstromerzeugung aus Biogasanlagen beschäftigen und auf keine Steigerung der Aktivitäten in diesem Bereich geschlossen werden kann. Die absoluten Zahlen sinken. Prozentual nehmen die Aktivitäten dagegen zu. Ähnlich verhält es sich bei der Betrachtung der Industriebranche, die einen großen Anteil an den Investitionen der Wirtschaft mit 42 % im Jahr 2016 zeigt. Erneut kann aber auch an dieser Stelle von keinem breit anwendbaren Geschäftsmodell ausgegangen werden, zudem muss von einem gewissen Anteil landwirtschaftlicher Betriebe in der Stichprobe ausgegangen werden (DIHK 2012 bis 2018).

Im Folgenden sollen weitere erneuerbare Energien genauer betrachtet werden. Zu den im DIHK Energiewende-Barometer zusammengefassten Energieträgern zählen Biometan, Holz, Geothermie, Abwärme und Wasserkraft. Letzteres soll an dieser Stelle auch nochmals expliziter hervorgehoben werden, da es im Kontext der Eigenversorgung eine speziellere Stellung aus Unternehmenssicht einnimmt. Auch im Zuge der Auswertungen des VIK und des Statistischen Bundesamtes werden Wasserkraftwerke ausgewiesen. Je nach Kraftwerksart handelt es sich in der Regel um Laufwasser- oder Speicherkraftwerke, sodass sich diese auch in ihrer Nutzung stark unterscheiden. Für die Industrie sind vor allem klassische Laufwasserkraftwerke relevant. Nach Angaben des statistischen Bundesamtes für das verarbeitende Gewerbe wurden im Jahr 2015 insgesamt 157 GWh Strom in Industrieanlagen produziert. Im Vergleich dazu wurden mit 21.630 GWh deutlich größere Mengen in öffentlichen Anlagen hergestellt. Öffentliche Anlagen bedeuten in diesem Kontext Anlagen zur öffentlichen Versorgung. In den vergangenen Jahren haben die Strommengen aus industriell betriebenen Wasserkraftwerken zudem stark abgenommen. Beliebt ist der Einsatz von Wasserkraftwerken vor allem in der Papierindustrie, die sehr energieintensiv ist und für die Herstellungsprozesse zudem große Mengen Wasser benötigt; daher sind die Fabriken häufig an Flussläufen oder Kanälen angesiedelt. Im Jahr wurden 88 GWh der insgesamt 157 GWh in der Papierindustrie erzeugt (VIK 2017). Der Betrieb von Wasserkraftwerken ist jedoch durch aufwendige Genehmigungsverfahren und ökologische Nebenbedingungen nicht ganz unproblematisch. Diese sind

bei Repowering- oder Modernisierungsarbeiten erneut zu prüfen. Beispiele hierfür wären neben den Baurechts- und Bauleitplanungsaspekten der Lärmschutz, das Wasserrechtsverfahren oder die naturschutzrechtliche Fachplanung (BDW 2018).

Ein weiterer Energieträger, der in den Bereich der sonstigen Erneuerbaren gezählt werden kann, ist die Energieerzeugung mit Biomethan. Dieser ist abzugrenzen von der bereits behandelten Biomasse. Allgemein kann der Strom sowohl aus fester, flüssiger als auch gasförmiger Biomasse erzeugt werden. Zu Letzterem wird Biomethan gezählt, also ein nicht-fossiles Gas, welches nicht nur zur Strom-, sondern auch zur Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Daher sind übliche Einsatzgebiete KWK oder BHKW-Anlagen aber auch der Antrieb von Motoren (Die Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2018b).

In der Tabelle 6.11 sind die branchenübergreifenden Aktivitäten, in Bezug auf die Verwendung dieser Energieträger zur Eigenstromerzeugung, abgebildet. Der vorliegende Betrachtungszeitraum erstreckt sich vom Jahr 2013 bis in das Jahr 2016. Über diese Jahre hinweg kann ein Anstieg der Maßnahmen festgestellt werden. Im Jahr 2013 waren dies noch 23,3 % der Unternehmen, im Jahr 2016 bereits 36,1 %. Die absoluten Zahlen sind jedoch ab 2015 deutlich niedriger. Nichtsdestotrotz beschäftigen sich vergleichsweise mehr Unternehmen mit den sonstigen Erneuerbaren als mit anderen erneuerbaren Technologien. Nach der Photovoltaik wurden in dieser Kategorie die meisten Rückmeldungen gegeben (DIHK 2012 bis 2018). Für welchen Energieträger sich die Unternehmen besonders interessieren, geht aus den Daten aber nicht hervor. Zieht man jedoch die Erhebungen des Statistischen Bundesamtes heran und betrachtet man dabei beispielsweise die Bruttostromproduktion der Industrie nach Energieträgern und Bundesland, kann geschlussfolgert werden, dass Wasserkraft nicht für das steigende Interesse zur Eigenstromerzeugung im Zuge der DIHK-Umfrage verantwortlich sein kann. Seit 2011 ist die Stromerzeugung mit Hilfe von Wasserkraftanlagen der Industrie von 327 GWh auf 157 GWh gesunken und hat sich mehr als halbiert, während parallel zu dieser Entwicklung die Zahlen der industriellen Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen seit dem Jahr 2011 wieder ansteigen. Auf KWK-Anlagen soll im folgenden Kapitel aber noch genauer eingegangen werden. Das Statistische Bundesamt erfasst dabei auch Anlagen, die mit Hilfe erneuerbarer Energieträger (ausgenommen Wasser) Strom und Wärme erzeugen. Seit 2011 ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Anlagen mit Hilfe von KWK von 4.431 GWh auf 5.457 GWh im Jahr 2015 gestiegen (VIK 2017). Daher kann angenommen werden, dass die Investition in gekoppelte Systeme für einen Teil des Anstiegs verantwortlich sind. Im Zuge der Klimaschutzberechnungen und der Einführung einer CO₂-Bepreisung kann von einem weiteren Bedeutungsgewinn regenerativer Kraftstoffe wie Biomethan ausgegangen werden. Die Zahlen des Bundesamts beziehen sich jedoch

nur auf die Industrie. Auch diese Branche wird in der Tabelle 6.11 im Detail betrachtet. Mit 40,3 % Anteil an den Investitionen kann sie als wichtiger Investor identifiziert werden.

Neben Biomethan werden KWK-Anlagen aber weiterhin häufig mit fossilen Kraftstoffen wie Erdgas betrieben, daher soll im weiteren Verlauf ein genauerer Blick auf die Eigenstromerzeugung aus konventionellen Anlagen geworfen werden.

6.2.4 Konventionelle Energieträger

Parallel zu den erneuerbaren Technologien müssen auch die konventionellen Energieträger genauer analysiert werden. Das DIHK Energiewende-Barometer unterscheidet dabei zwischen klassischen fossilen Energieträgern und der KWK. Bevor diese genauer betrachtet werden, sollen jedoch auch die Ergebnisse der allgemeinen Frage nach der Attraktivität von Investitionen in konventionellen Eigenversorgungskapazitäten in die Auswertung einfließen.

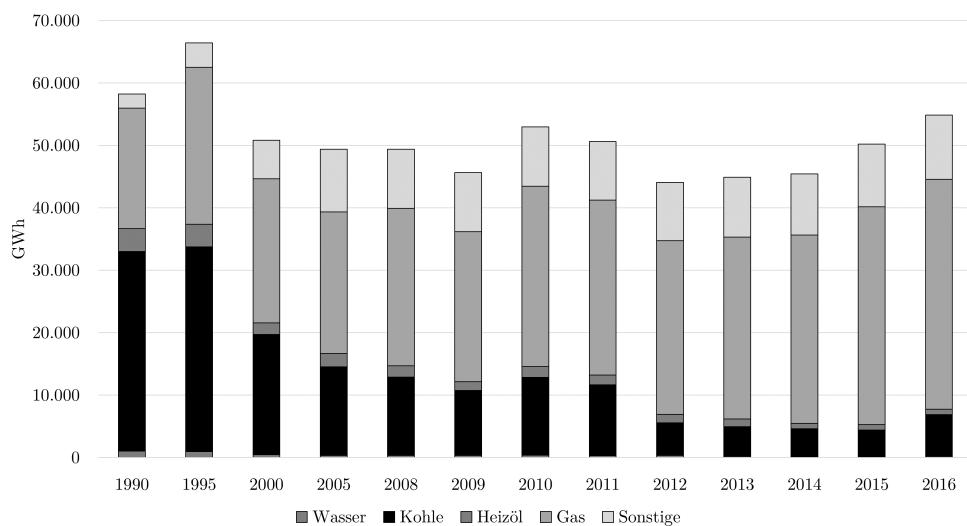


Abbildung 6.4 Entwicklung der Bruttostromerzeugung der Industrie nach Energieträgern ab dem Jahr 1990 (in GWh/a)

Quelle: Eigene Darstellung nach VIK 2017; Statistisches Bundesamt 2016

In der Abbildung 6.4 ist die Bruttostromerzeugung der Industrie nach Energieträgern

dargestellt. Im Bereich der konventionellen Rohstoffe hat vor allem die Stromerzeugung aus Gas in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen. Insgesamt werden im Jahr 2016 69,5 % des Industriestroms mit Hilfe von Gas gewonnen. An zweiter Stelle steht die Kategorie Sonstiges, die die Erzeugung aus Holz, Ölschiefer oder Wind zusammenfasst. Diese tragen zu 19,9 % an der Bruttostromerzeugung aus Industriekraftwerken bei. Wie bereits bei der Vorstellung der Datensätze erwähnt, handelt es sich bei den vorliegenden Zahlen um Anlagen mit einer Engpassleistung über 1 MW bzw. einer Nennleistung über 1.000 kVA. Zudem werden nur die Zahlen der Branchen des Verarbeitenden Gewerbes erfasst. Ein deutlicher Rückgang kann bei der industriellen Verwendung von Kohle als Energieträger beobachtet werden: Im Jahr 2011 konnte noch eine Stromerzeugung mit Hilfe von Kohle in Höhe von 11.336 GWh ermittelt werden, im Jahr 2015 sind es nur noch 6.724 GWh. Die flexibleren Kraftwerkstypen, die mit Gas betrieben werden können, treffen daher mittlerweile besser den Bedarf der Industrie. Dies zeigt auch die Tabelle 6.12, die ebenfalls die Besitzverhältnisse der Kraftwerke genauer betrachtet.

Tabelle 6.12 Stromerzeugung (brutto) der deutschen Kraftwerke nach Energieträger und Besitzverhältnis für das Jahr 2015 (in GWh)

	Wasser	Kohle	Heizöl	Gase	sonstige Wärme-kraftwerke	Kern-energie	Sonst-ige	insgesamt
öffentliche Kraftwerke	21.630	267.946	998	31.276	20.594	91.786	168	434.397
Industrie-kraftwerke	157	4.255	862	23.490	20.944	./.	507	50.215
insgesamt	21.787	272.201	1.860	54.767	41.538	91.786	674	484.612

Quelle: Eigene Darstellung nach VIK 2017 (S.70)

Wasserkraftwerke sind mehrheitlich in öffentlicher Hand, genauso wie der Großteil der Kohlekraftwerke und 100 % der Kernenergiiekraftwerke, das geht aus der Abbildung 6.4 hervor. Mit „öffentlich“ ist dabei nicht der Staat gemeint, sondern es handelt sich um Kraftwerke, die zur öffentlichen Versorgung betrieben werden. Beim Energieträger Heizöl nehmen die Anteile der Industrie stetig ab, dies hat auch die Abbildung 6.4 gezeigt. Unter diese Kategorie fällt auch der Einsatz von Dieselkraftstoffen. Auch für öffentliche Kraftwerke verliert der Energieträger Heizöl sukzessive an Bedeutung. Für die Energieträger Gas und sonstige Wärmekraftwerke kann aber eine deutliche Verschiebung hin zu industriellen Kraftwerken beobachtet werden. Dort nehmen die produzierten Gigawattstunden in Industriekraftwerken zu, während in öffentlichen Anlagen parallel immer weniger produziert wird (VIK 2017).

Es kann also festgehalten werden, dass die Energieträger Gas und die gleichzeitige Stromproduktion in Wärmekraftwerken für die Industrie relevanter sind und werden. Das verarbeitende Gewerbe ist an dieser Stelle demnach aktiv. Die Betreiber öffentlicher Kraftwerke ziehen sich parallel aus der konventionellen Erzeugung zurück. In keiner der Kategorien kann außerdem eine konstante Steigerung im Bereich eines Energieträgers beobachtet werden. Vor allem mit Gas betriebene Kraftwerke können besonders flexibel eingesetzt und könnten somit den Veränderungen im Rahmen der Energiewende gerecht werden. Auf der anderen Seite sind die Erlöse am Markt für diesen Strom gering, was mit der Preisbildung nach der Merit-Order zusammenhängt (VIK 2017). Zudem ist eine weitere Schlussfolgerung möglich, nachdem die Investitionen bei den mit Gas betriebenen Industriekraftwerken zunehmen und parallel die öffentlichen Anteile sinken. Die Wirtschaft und vor allem die Industrie investiert in einen konventionellen Kraftwerkspark. Im Folgenden sollen auch die Ergebnisse des DIHK herangezogen werden. Vergleichbar mit den erneuerbaren Energien wurde auch nach den Investitionen in konventionelle Eigenversorgungskapazitäten als Reaktion auf die Veränderungen in der Energiewirtschaft gefragt. Die Ergebnisse sind der Tabelle 6.13 zusammengefasst.

Tabelle 6.13 Entwicklung des Aufbaus einer konventionellen Eigenstromversorgungskapazität in den Jahren 2012 bis 2018
 2012: N=k.A; 2013: N=2.299; 2014: N=1.929; 2015: N=1.894; 2016: N=1.890;
 2017: N=1.982; 2018: N=1.904

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
geplante Maßnahme	n	k.A.	379	317	284	240	290	281
	in %	14,2 %	16,5 %	16,4 %	15,0%	12,6 %	14,6 %	14,7 %
keine geplanten Maßnahmen	n	k.A.	1.921	1.612	1.610	1.650	1.692	1.622
	in %	85,8 %	83,5 %	83,6 %	85 %	87,3 %	85,3 %	85,2 %

Quelle: Eigene Darstellung nach DIHK 2012 bis 2018

Betrachtet wird erneut der Zeitraum zwischen den Jahren 2012 bis 2018. Bei der Frage nach dem Aufbau erneuerbarer Eigenversorgungskapazitäten in Abschnitt 6.2.3 hat sich in dieser Zeitspanne ein deutlicher Anstieg ergeben. Rund um die Investitionen in konventionelle Anlagen dagegen sind Schwankungen sichtbar. Im Jahr 2012 liegt der Anteil der Unternehmen, die entsprechende Maßnahmen planen, umsetzen oder bereits realisiert haben, bei 14,2 %. Bis 2014 steigen die Zahlen auf 16,4 % an und fallen im Jahr 2016 auf 12,6 % ab, um bis 2018 wieder auf 14,7 % anzusteigen. Auch die absoluten Zahlen spiegeln die Schwankungen wieder (DIHK 2012 bis 2018). Ein Trend ist

daher nicht aus den Ergebnissen herauslesbar. Festgehalten werden kann jedoch, dass der Aufbau einer erneuerbaren Eigenversorgungskapazität über die letzten Jahre hinweg für die Unternehmen an Attraktivität gewonnen hat. Der Aufbau einer konventionellen Versorgung dagegen stagniert.

Nachdem die Zahlen des statistischen Bundesamtes ergeben haben, dass die Stromproduktion in KWK-Anlagen zunimmt, soll im Folgenden eine genauere Unterscheidung dieser Anlagen vorgenommen werden. Somit kann eine Überprüfung stattfinden, ob es eine Verschiebung hin zu anderen Anlagentypen gibt und welche konventionellen Kapazitäten besonders interessant für die Industrie, aber auch andere Branchen sind.

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Die KWK ist besonders für das verarbeitende Gewerbe eine nützliche Technologie. Da durch den Einsatz eines Energieträgers gleichzeitig Elektrizität und Wärme erzeugt wird, können diese im Produktionsprozess eines Unternehmens direkt verwendet werden. Die KWK-Aggregate können mit unterschiedlichen Energieträgern angetrieben werden. Am häufigsten wird Gas verwendet, gefolgt von Biomassetreibstoffen und Kohle. Auch die Verwendung von Mineralöl ist noch in einigen Anlagen verbreitet. Wie Energie erzeugt wird und wie effektiv, hängt von den unterschiedlichen Anlagentypen der KWK-Technologie ab. Dazu zählen beispielsweise Verbrennungsmotoren, Gas- und/oder Dampfturbinen oder die Brennstoffzelle. Jeder Anlagetyp weist unterschiedliche Kennzahlen und Wirkungsgrade auf und kann entsprechend hinsichtlich seiner Stromkennzahl in einer gewissen Spannbreite optimiert werden (Umweltbundesamt 2018b). Statistiken aus dem Jahr 2015 zeigen, dass die BHKWs allgemein am häufigsten zum Einsatz kommen, wobei nicht unterschieden wird, wie diese angetrieben werden. Insgesamt wurden im besagten Jahr 1.068 Anlagen gemeldet, davon werden 886 zu den BHKWs gezählt. Die Anzahl der Anlagen ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich angestiegen, vor allem durch den Zubau an BHKWs. Im Jahr 2009 wurden beispielsweise insgesamt 754 Anlagen und davon 552 BHKWs registriert. Weitere Anlagentypen die in der Statistik erhoben werden sind die Dampfturbinen. Davon wurden im Jahr 2015 in der Summe 111 Anlagen gemeldet, wobei ein leichter Rückgang im Vergleich zu den Vorjahren beobachtet werden kann. Ähnliche Tendenzen zeigt auch der Einsatz von Gasturbinen sowie Gas- und Dampfkraftanlagen (GuD-Anlage) (VIK 2017). Die Aufstellung ist jedoch nicht aussagekräftig, da bei den BHKWs keine Unterscheidung der unterschiedlichen Antriebsmöglichkeiten erfolgt und diese ebenfalls mit Gasmotoren o. Ä. betrieben werden können. Weitere Details zeigt eine andere Tabelle des VIK, in der die Nettostromerzeu-

gung der Industrie aus KWK-Anlagen nach Maschinen aufgeschlüsselt wird. Auch an dieser Stelle gelten erneut die allgemeinen Rahmenbedingungen der Erhebung in Bezug auf die Branchen und die Anlagengröße über 1.000 kVA Nennleistung. In der Tabelle A2 im Anhang werden die Ergebnisse dargestellt. Bei den Dampfturbinen werden die Vorschalt-, Entnahmekondensations-, Gegendruck-, Kondensations- und Dampfkolbenmaschine in der Statistik berücksichtigt. Außerdem zählen der Dieselmotor und die Gasmaschine zu den Verbrennungsmotoren. Im Jahr 2015 und 2017 wurde der meiste Strom in KWK-Gasturbinen erzeugt. Insgesamt 16.139 GWh Strom in 2015 bzw. 17.743 GWh Strom im Jahr 2017, konnte das verarbeitende Gewerbe mit diesen Anlagen produzieren. Vergleicht man diese Zahl mit der gesamten Nettostromerzeugung aus Gasturbinen, wird direkt deutlich, dass 98,7 % bzw. 96,4 % der Stromerzeugung in diesem Bereich ausschließlich in KWK-Anlagen produziert werden. Ähnliches ist beim Einsatz von Verbrennungsmotoren zu beobachten. Auch an dieser Stelle werden 94,2 % bzw. 94,8 % des Stroms in KWK-Anlagen erzeugt. Bei den Dampfturbinen dagegen wurden im Jahr 2015 insgesamt 27.206 GWh Nettostrom erzeugt und davon 14.328 GWh, entspricht 52,7 %, in KWK-Anlagen. Im Jahr 2017 waren es 15.709 GWh und damit ebenfalls ein Anteil von 52,7 % (VIK 2017; Statistisches Bundesamt 2017).

Nachdem bereits ein sehr genauer Blick in den industriellen Sektor und dessen Verwendung von KWK-Anlagen geworfen wurde, soll im weiteren Verlauf eine allgemeine Auswertung der Branchen Bau, Handel, Dienstleistung und Industrie erfolgen. Im Zuge der Frage nach der Verwendung von Eigenstromerzeugungskapazitäten wird explizit auch die KWK-Technologie berücksichtigt. Eine Unterscheidung nach Energieträgern wird jedoch nicht vorgenommen. In der Tabelle 6.14 sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 6.14 Entwicklung der Verwendung von KWK-Anlagen zur Eigenstromerzeugung in den Jahren 2013 bis 2016
2013: N=1.638; 2014: N=1.427; 2015: N=618; 2016: N=639

		2013	2014	2015	2016
geplante Maßnahme	n	290	245	139	118
bereits	in %	17,7 %	17,2 %	22,5 %	18,4%
laufende Maßnahme	n	79	83	49	61
bereits	in %	4,8 %	5,8 %	8 %	9,5 %
realisierte Maßnahme	n	221	215	182	152
keine	in %	13,5 %	15,1 %	29,5 %	23,8 %
Maßnahme geplant	n	1.048	884	247	308
	in %	64 %	61,9 %	40 %	48,3 %

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

Wie bereits im Rahmen der Auswertung der DIHK-Umfrage bei den „sonstigen Erneuerbaren“ ermittelt wurde, ist eine branchenübergreifende Verwendung von Biomethan in KWK-Anlagen verbreitet. Ob dies auch auf den Antrieb mit Hilfe konventioneller Energieträger wie beispielsweise Gas zutrifft, ist in der Tabelle 6.15 zusammengestellt. Dort sind die Ergebnisse bzgl. der Verwendung von KWK-Anlagen zur Eigenstromerzeugung nach Branchen aufgeschlüsselt. Es wird der Zeitraum zwischen den Jahren 2013 bis 2016 berücksichtigt.

Am stärksten beschäftigt sich der Industriesektor mit der Nutzung von KWK-Anlagen. Dies geht aus der folgenden Tabelle 6.15 hervor.

Tabelle 6.15 Entwicklung der Verwendung von KWK-Anlagen zur Eigenstromerzeugung nach Branchen in den Jahren 2013 bis 2016

		2013	2014	2015	2016
Industrie	n in %	225 48,5 %	202 50,6 %	136 67,5 %	138 64,7 %
Bau	n in %	28 28,5 %	35 39,3 %	20 56,3 %	22 45,7 %
Handel	n in %	62 28,4 %	53 27,7 %	28 39,1 %	30 35,7 %
Dienstleistung	n in %	275 32,0 %	254 34,0 %	187 60,4 %	141 47,9 %

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

Die Werte liegen bei Industrieunternehmen im Bereich von 48,5 % im Jahr 2013 und bis zu 67,5 % im Jahr 2015. Im Jahr 2016 kommt es jedoch branchenübergreifend zu einem Einbruch. Bei der Industrie fallen die Zahlen im Vergleich noch in einem geringeren Maße auf 64,7 % ab. Im Bausektor beispielsweise sinken die Zahlen von 56,3 % auf 45,7 % ab, im Handel von 39,1 % auf 35,7 % und im Dienstleistungsgewerbe sogar von 60,4 % auf 47,9 %. Ein Grund für den Einbruch könnten das Inkrafttreten der Novelle des KWKG am 1.1.2016 sein. Obwohl die Novelle die Fördersätze für KWK-Anlagen zum Teil erhöht, werden mit der Änderung auch die Aspekte der verpflichtenden Direktvermarktung und der Ausschreibungspflicht für Neuanalgen eingeführt. Insofern Anlagen nicht nur für die ausschließliche Eigenversorgung konzipiert werden, treffen diese Punkte auch auf Investitionen im gewerblichen Sektor zu. Daher kann eine Zurückhaltung bei den Aktivitäten im Jahr 2016 bzw. eine schnellere Umsetzung oder Beantragung der Anlagen im Jahr 2015 vermutet werden (BDEW 2018). Nichtsdestotrotz ist eine branchenübergreifend hohe Bereitschaft zu erkennen, KWK-Anlagen im eigenen Unter-

nehmen zu implementieren. Nach der Photovoltaik kann die KWK-Technologie daher als beliebteste Technologie identifiziert werden, die in Unternehmen unterschiedlichster Branchen angewendet wird (DIHK 2012 bis 2018).

In der Zusammenfassung kann daher festgehalten werden, dass mit der Verwendung von KWK-Anlagen vor allem der Vorteil einhergeht, dass Strom und Wärme gleichzeitig erzeugt werden können. Dies hat zur Folge, dass vor allem in der Industrie die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in den vergangenen Jahren stetig zugenommen hat. Auch in der Literatur wird vom einer mittelfristigen Bedeutung der KWK-Anlagen ausgegangen, beispielsweise in der dena-Leitstudie sowie in den Klimaschutzszenarien des Öko-Instituts (dena 2018; Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015). Welche weiteren fossilen Energieträger noch verwendet werden, wird im folgenden Verlauf im Detail betrachtet.

Sonstige fossile Energieträger

Neben den KWK-Anlagen können fossile Energieträger auch in anderen Kraftwerken zum Einsatz kommen. Der DIHK zählt unter seine Kategorie „sonstige fossile Energieträger“ vor allem folgende Rohstoffe: Erdgas, Diesel, Öl und Kohle.

Betrachtet man den deutschen Strommix im Jahr 2018, wird trotz steigender Bedeutung der erneuerbaren Energien der anhaltende Einsatz von fossilen Energieträgern sichtbar. Vor allem die Energieträger Braunkohle (24,5 %) und Steinkohle (13,2 %), Gas (7,5 %) und Kernenergie (12,7 %) erzeugten im ersten Halbjahr 2018 noch 57,9 % des deutschen Nettostroms. Die Stromproduktion aus Mineralöl kann an dieser Stelle vernachlässigt werden. Mit dem beschlossenen Kernenergieausstieg und auch dem absehbaren Ende der Stromerzeugung aus Kohle werden diese Anteile zwar perspektivisch sinken, nichtsdestotrotz dominieren sie derzeit noch die deutsche Stromversorgung (Bruger 2018). In Bezug auf die Eigenstromversorgung können an dieser Stelle erneut die statistischen Erhebungen des Statistischen Bundesamtes Deutschland herangezogen werden, um die Verteilung in der Industrie mit dem gesamtdeutschen Strommix zu vergleichen.

In der Tabelle 6.16 ist die Bruttostromerzeugung der berücksichtigten Industrieunternehmen und deren Anlagen nach Energieträgern aufgelistet. Im Gegensatz zum Strommix der öffentlichen Versorgung, in der der Energieträger Kohle die fossile Stromproduktion dominiert, ist es in der Industrie das Gas. Das breite Spektrum des Energieträgers wurde bereits im Verlauf dieser Arbeit angedeutet. Sowohl die Verwendung in KWK-Anlagen als auch in den unterschiedlichsten Maschinen, bis hin zu erneuerbaren Gasvarianten wie dem Biomethan, kann Gas aus unterschiedlichen Blickwinkeln betrachtet und eingesetzt

werden. Nach den Erhebungen des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2017 wurden insgesamt 38.376 GWh Bruttostrom aus industriellen Gaskraftwerken erzeugt, mit Hilfe von Kohle dagegen nur 7.510 GWh. Der Energieträger Gas ist daher für 67,6 % der Stromerzeugung des verarbeitenden Gewerbes (sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden) verantwortlich (Statistisches Bundesamt 2017).

Tabelle 6.16 Bruttostromerzeugung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden im Jahr 2017 (in GWh)

	Insgesamt	Wasser- kraft	Kohle	Gas	Heizöl ^{*1}	Sonstiges ^{*2}
Insgesamt	56.781	172	7.510	38.376	816	9.906
Engpassleistung bis 10 MW	6.799	89	279	5.433	10	988
Engpassleistung zwischen 10 MW und 50 MW	12.145		1.459	7.583		2.941
Engpassleistung über 50 MW	37.838		5.771	25.361		5.978

In der Statistik sind nur Anlagen über einer Engpassleistung von 1 MW berücksichtigt

^{*1} einschließlich Dieselkraftstoffe

^{*2} Windenergie, Photovoltaik, sonst. Mineralölerzeugnisse, Holz u. Ä.

Quelle: Eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt 2017

Im Rahmen der detaillierten Betrachtung der KWK-Anlagen wurde jedoch bereits deutlich, dass die gekoppelten Systeme weit verbreitet sind. Daher soll die Tabelle im Anhang A2 herangezogen werden, die die Nettostromerzeugung in Anlagen über 1.000 kVA Nennleistung der Industrie inkl. KWK-Anlagen darstellt. Die Verwendung von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren erfolgt laut dem Bundesamt fast ausschließlich in KWK-Anlagen. Lediglich 206 GWh Strom von insgesamt 16.345 GWh wurden im Jahr 2015 in Gasturbinen und 149 GWh von 2.585 GWh in Verbrennungsmotoren erzeugt. Die Stromerzeugung mit Hilfe von Dampfturbinen wird dagegen häufiger in nicht gekoppelten Systemen umgesetzt. Im gleichen Jahr 2015 wurden von 27.206 GWh insgesamt 12.878 GWh nicht in KWK-Anlagen und somit in nicht gekoppelten System hergestellt. Aus diesem Grund kann geschlussfolgert werden, dass vor allem Dampfturbinen zur Stromerzeugung verwendet werden. Seit 2005 kann aber beobachtet werden, dass die Erzeugung stetig zurückgeht, wohingegen die Stromerzeugung aus Dampfturbinen in KWK-Anlagen tendenziell zunimmt (Statistisches Bundesamt 2016). In der Tabelle 6.17 ist die Verwendung der sonstigen fossilen Energieträger zur Eigenstromerzeugung in den Jahren 2013 bis 2016 dargestellt. An dieser Stelle kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass Unternehmen, die beispielsweise eine KWK-Anlage mit Erdgas betreiben, sich auch in diese Kategorie eingeordnet haben und somit Dopplungen entstehen.

Tabelle 6.17 Entwicklung der Verwendung von sonstigen fossilen Energieträgern zur Eigenstromerzeugung in den Jahren 2013 bis 2016
2013: N=1.533; 2014: N=1.332; 2015: N=538; 2016: N=581

		2013	2014	2015	2016
geplante Maßnahmen	n in %	97 6,3 %	73 5,5 %	40 7,4 %	23 3,9 %
bereits laufende Maßnahmen	n in %	84 5,5 %	58 4,4 %	29 5,4 %	34 5,8 %
realisierte Maßnahmen	n in %	176 11,5 %	186 14 %	102 18,9 %	115 19,8 %
keine Maßnahmen	n in %	1.176 76,7 %	1.014 76,1 %	368 68,4 %	409 70,5 %

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

Seit 2013 berichten jährlich prozentual mehr Unternehmen, dass sie Eigenstrom mit Hilfe fossiler Energieträger erzeugen. Der Wert steigt von 11,5 % auf 19,8 % im Jahr 2016 an. Erneut hat der Stichprobenumfang und damit die Zusammensetzung der Umfrageteilnehmer Auswirkungen auf die absoluten Zahlen, die sich im Vergleich zu 2014 in einem geringeren Umfang bewegen. In der Kategorie „bereits laufende Maßnahmen“ halten sich die Rückmeldungen der Unternehmen relativ konstant bei ungefähr 5 %. Unternehmen, die jedoch von Planungen in dieser Hinsicht berichten, werden weniger. Im Jahr 2013 hatten noch 6,3 % der Umfrageteilnehmer Planungen zur Eigenstromerzeugung mit fossilen Energieträgern, in 2014 sinkt der Wert auf 5,5 %, um in 2015 auf 7,4 % anzusteigen. In Absolutwerten sinken die Rückmeldungen von 73 Unternehmen auf 23 Unternehmen in 2016 ab. Im letzten Betrachtungsjahr 2016 liegen die Rückmeldungen bei nur noch 3,9 % (DIHK 2012 bis 2018). Die Rahmenbedingungen für konventionelle Kraftwerke werden auf dem deutschen Strommarkt, wie bereits beschrieben, immer schwieriger. Dies betrifft auch die Eigenstromerzeugung aus diesen Anlagen. Um beurteilen zu können, für welche Unternehmen Investitionen in diese Anlagen nichtsdestotrotz noch attraktiv sind, soll im Folgenden auch an dieser Stelle eine Auswertung nach Branchen erfolgen. In der Tabelle 6.18 ist die Verwendung fossiler Energieträger zur Eigenstromerzeugung nach Branchen für die Jahre 2013 bis 2016 dargestellt.

Tabelle 6.18 Entwicklung der Verwendung von sonstigen fossilen Energieträgern (z. B. Erdgas, Diesel, Öl, Kohle etc.) zur Eigenstromerzeugung nach Branchen in den Jahren 2013 bis 2016

		2013	2014	2015	2016
Industrie	n	134	119	69	71
	in %	31,1 %	32,9 %	39,7 %	36,6 %
Bau	n	14	16	7	10
	in %	15,7 %	20,5 %	28,5 %	24,4 %
Handel	n	35	32	17	16
	in %	16,4 %	16,4 %	25,9 %	21,3 %
Dienstleistung	n	174	152	76	74
	in %	21,7 %	21,6 %	28,1 %	27,5 %

Quelle: eigene Darstellung nach Daten DIHK 2012 bis 2018

In dieser Betrachtung wird deutlich, was sich in der Tabelle 6.17 (Verwendung fossiler Energieträger zur Eigenstromerzeugung) angedeutet hat. Es ist ein branchenübergreifender Einbruch der Zahlen im Jahr 2016 zu erkennen. Im Zeitraum zwischen 2013 und 2015 sind die Zahlen in den Branchen angestiegen. Im Industriesektor beispielsweise von 31,1 % in 2013 auf 39,7 % in 2015. Ähnlich in der Baubranche, dort stiegen die Zahlen von 15,7 % auf 28,5 % an. Im Jahr 2016 fallen die Zahlen jedoch ab: in der Industrie auf 36,6 %, im Bau auf 24,4 % und im Handel von 25,9 % auf 21,3 %. Im Dienstleistungsgewerbe fallen die Zahlen nur in geringerem Maße: Im Jahr 2015 berichten 28,1 % von entsprechenden Maßnahmen, im Jahr 2016 noch 27,5 %. Da die Ergebnisse gewichtet werden, spiegeln die absoluten Zahlen diese Beobachtungen nicht wider. Insgesamt kann die Industrie als aktivste Branche identifiziert werden (DIHK 2012 bis 2018). An dieser Stelle kann aber noch von keinem Trend gesprochen werden, da die Zahlen für die Folgejahre nicht vorliegen. Zieht man aber erneut die Ergebnisse der Tabelle 6.13 rund um den Aufbau einer konventionellen Erzeugungskapazität heran, kann zumindest angenommen werden, dass keine großen Steigerungen der Zahlen in den Jahren 2017 und 2018 zu erwarten sind. Eine Stagnation oder sogar ein leichter Rückgang der Unternehmensantworten ist dagegen wahrscheinlicher (DIHK 2012 bis 2018).

In der Zusammenfassung kann daher festgehalten werden, dass die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern im deutschen Strommix nach wie vor eine wichtige Rolle spielt. Auch bei der Eigenstromversorgung ist die Verwendung fossiler Energieträger ein wichtiger Baustein. Aus den Erhebungen des Statistischen Bundesamtes geht aber hervor, dass diese im industriellen Sektor vor allem in KWK-Anlagen eingesetzt werden. Die

Verwendung in nicht gekoppelten Systemen, beispielsweise in reinen Dampfturbinen, ist in den letzten Jahren weiter abgesunken. In den Ergebnissen des DIHK spiegelt sich dies indirekt ebenfalls wieder. Auch wenn die Aktivitäten der Unternehmen in den letzten Jahren in dieser Hinsicht angestiegen sind, so ist vor allem im Jahr 2016 ein Rückgang der Zahlen zu verzeichnen; dieser ist branchenübergreifend zu beobachten.

6.3 Zusammenfassung

Nachdem die Eigenstromversorgung nun aus unterschiedlichen Blickwinkeln betrachtet wurde, sollen die wichtigsten Erkenntnisse der Auswertungen aus dem Kapitel 6 nun nochmals zusammengefasst und aufgelistet werden:

- Die gesamte Eigenstromerzeugung in Deutschland beläuft sich auf Basis von Näherungen im Jahr 2019 auf ungefähr 72,18 bis 82,86 TWh.
- Die Industrie produziert in ihren Anlagen den meisten Strom zum Zwecke des Eigenverbrauchs. Im Jahr 2019 belief sich der Anteil dieser Branche auf 53 TWh.
- Branchenübergreifend berichten mehr Unternehmen von Investitionen in erneuerbare (31,3 %) als in konventionelle Kapazitäten (14,5 %).
- Im Jahr 2017 berichten 33 % der Unternehmen von einem bestehenden Eigenerzeugungsanteil. Für die folgenden drei Jahre planen 39,4 % einen Eigenerzeugungsanteil, es kann also von einem Anstieg ausgegangen werden.
- Laut Statistischem Bundesamt werden 70,8 % der industriellen Nettostromerzeugung in KWK-Anlagen über 1 MW Engpassleistung erzeugt.
- Der Trend geht hin zu kleineren Anlagen (unter 1 MW Engpassleistung), deren Anzahl kontinuierlich steigt.
- Der Stromkostendruck für die Unternehmen steigt, die Weitergabe der steigenden Strompreise an Kunden wird jedoch zunehmend schwieriger und die Teilnahme an der Strombörse ist u. a. aufgrund der Zulassungskriterien und Risiken weniger attraktiv.
- Die Investitionen in PV-Anlagen zur Eigenstromerzeugung steigen branchenübergreifend. Gründe hierfür können die einfache Implementierung, die sinkenden Investitionskosten oder die häufige Flächenverfügbarkeit sein.

- Im Gegensatz zur öffentlichen Stromversorgung nehmen gasbetriebene Industriekraftwerke zu. Dagegen ist ein Rückgang von Kohlekraftwerken in der Industrie zu beobachten. Nichtsdestotrotz lässt sich kein Trend erkennen, da die Zahlen rund um die Investitionen in konventionelle Anlagen schwanken. Die Industrie zeigt sich im Branchenvergleich jedoch als aktivste Branche.
- Der Großteil der konventionellen Nettostromerzeugung der Industrie, nämlich 77,6 %, findet in gekoppelten Systemen statt. Besonders verbreitet ist dabei die Verwendung von Gasturbinen, Dampfturbinen und GuD-Anlagen. Trotzdem kann auf Basis der DIHK-Erhebungen keine deutliche Steigerung der Aktivitäten prognostiziert werden.
- Bei der Verwendung fossiler Energieträger in der Industrie dominiert ebenfalls das Gas. In der Vergangenheit wurde vor allem mit Hilfe von gasbetriebenen Dampfturbinen Strom erzeugt. Die Zahlen sind jedoch rückläufig und verschieben sich hin zu gekoppelten Systemen. Die Industrie ist auch hier die aktivste Branche.

Nachdem die Industrie die aktivste Branche in puncto Eigenstromerzeugung ist, soll diese im weiteren Verlauf fokussiert werden. Derzeit produzieren diese Unternehmen ihren Strom vor allem in konventionellen Anlagen. Unter der Annahme, dass die Industrie zukünftig wieder stärker in diese Anlagen investiert und deren Kapazität erhöht, soll daher ermittelt werden, welches Potential für die Bereitstellung von Residuallast über diese Anlagen möglich ist.

7 Einführung eines solidarischen Anlagenkonzepts für Eigenstromversorgungsanlagen

Die bisherigen Ergebnisse haben gezeigt, dass Eigenstromversorgungsanlagen derzeit nur begrenzte Möglichkeiten haben, ihre Strommengen gezielt zu vermarkten. Zudem steht das Konzept in der Kritik und wird als Entsolidarisierung bezeichnet. Damit verbunden findet eine immer stärkere Regulierung dieser Anlagen statt und negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Anwendung in der Praxis sind zu vermuten. Um einen zukunftsfähigen Betrieb konventioneller KWK-Anlagen in der Industrie zu erreichen, können daher neue Anlagenkonzepte entwickelt werden. Die folgenden grundlegenden Überlegungen für ein solidarisches Anlagenkonzept sollen hierfür dienen. Dafür müssen auch die geltenden politischen und gesellschaftlichen Leitbilder eingebracht werden, die sich an einem verstärkten Klimaschutz und einer nachhaltigen Entwicklung orientieren, um die Akzeptanz für den Betrieb dieser Anlagen zu erhöhen.

Die deutsche Bundesregierung richtet ihr politisches Handeln zum einen an den Sustainable Development Goals (SDG) der United Nations und zum anderen am Ziellkreis der Nachhaltigkeit aus. Das Ziellkreis ist in der Abbildung 7.1 dargestellt.

Mit dem Leitbild sollen die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit sowie die ökologische und soziale Verantwortung in einen direkt Zusammenhang gebracht werden. Unter der Berücksichtigung des Ziellkreises soll das Anlagenkonzept ausgerichtet werden, um eine höhere Akzeptanz in der Gesellschaft und Politik erreichen zu können. Bevor jedoch die Grundlagen des Anlagenkonzept abgeleitet werden, soll im Folgenden eine Einordnung und Diskussion der zu beobachteten Autarkiebestrebungen der dezentralen Energiewende erfolgen. Denn diese stehen im Gegensatz zu den vorliegenden Überlegungen.

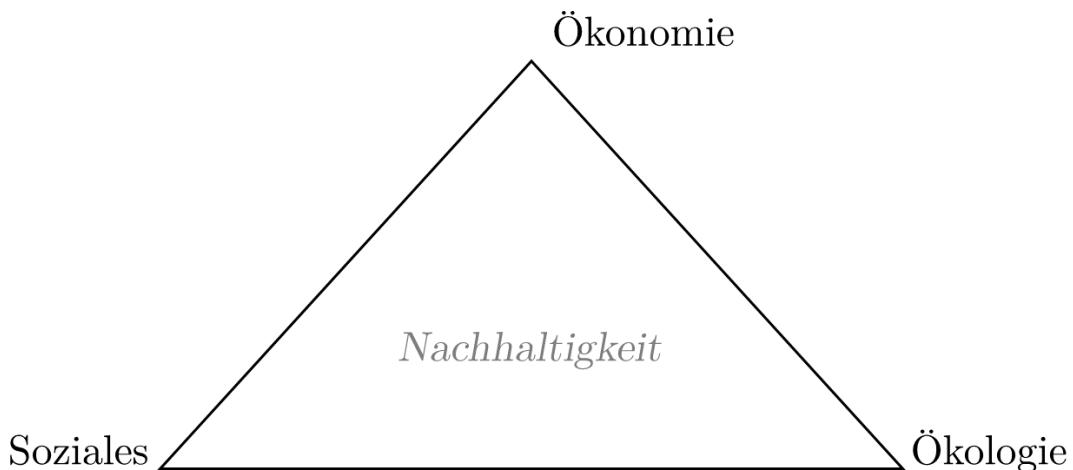


Abbildung 7.1 Zieldreieck der Nachhaltigkeit
Quelle: Eigene Darstellung nach Die Bundesregierung 2017

7.1 Autarkie vs. Solidarisierung

Während solidarische Geschäftsmodelle im Energiesektor bisher wenig diskutiert werden, haben die Bestrebungen nach einer Energieautarkie bzw. -autonomie in der Energiewende zugenommen. Dabei kann das Ziel der Autarkie auf unterschiedlichen Ebenen beobachtet werden. Sowohl Einzelhaushalte als auch Unternehmen, ebenso wie Stadtwerke, Kommunen oder ganze Regionen verfolgen teilweise das Ziel einer unabhängigen Energieversorgung in Bezug auf Strom oder Wärme. Die Verwendung von erneuerbaren Energien im dezentralen Kontext ist damit häufig eng verknüpft. Die Unterscheidung kann zwischen der lastgerechten und der bilanziellen Autarkie vorgenommen werden. Letztere lässt einen Energieaustausch über die selbst definierten Systemgrenzen hinaus zu und strebt nach einer positiven Endbilanz. Die lastgerechte Autarkie dagegen sieht nur das Verlassen der Überschussenergie aus dem eignen System vor. Ein wesentlicher Treiber beider Formen ist jedoch die Akzeptanz in der Gesellschaft. Auch das Unabhängigkeitsgefühl begünstigt die Autarkiebestrebungen und geht daher weit über die technische Umsetzbarkeit hinaus. Für die Eingrenzung der Energieautarkie liegen darüber hinaus aber keine festen Definitionen vor. Vielmehr werden die Projekte und deren Grenzen selbst definiert. Fragen, ob die Strom- und Wärmeversorgung gleichermaßen berücksichtigt werden, wie mit Graustrommengen umgegangen wird oder wel-

che Rolle Treibstoffe und damit die Mobilität spielen, werden unterschiedlich behandelt (Deutschle u. a. 2015). Auch die Eigenstromversorgung kann daher als eine Form der Autarkie angesehen werden. Die Reduktion des Netzbezugs und die damit verbundene teilweise Entkopplung von der öffentlichen Versorgung wird daher häufig als Entsolidarisierung bezeichnet. Ob diese Entkopplung den reinen Stromnetzbezug oder auch die Wärmeversorgung oder Mobilität einschließt, ist dabei unerheblich. Das Argument der Entsolidarisierung stellt eines der größten Kritikpunkte am Konzept der Eigenstromversorgung dar. Diesem bereits vorhandenen Autarkiedenkern steht das folgende solidarische Anlagenkonzept gegenüber.

Die Bedeutung des Begriffs *solidarisch* kann mit ‚gemeinschaftlich‘ und ‚gemeinsam Verantwortung übernehmen‘ gleichgesetzt werden. Auch hier kommt daher das erwähnte Wir-Gefühl zum Tragen. Der Unterschied zu den Autarkiebestrebungen ist jedoch, dass keine Abgrenzung erfolgen soll und der Austausch von Energiemengen Grundlage des Solidaritätsgedanken ist. Das im Folgenden beschriebene Geschäftsmodell steht jedoch nicht im Gegensatz zu diesen Autarkiebestrebungen. Es kann als Erweiterung betrachtet werden.

7.2 Grundlagen des Anlagenkonzepts

Die zentrale Forschungsfrage dieser Arbeit beschäftigt sich konkret mit der Wirtschaftlichkeit solidarischer Anlagenkonzepte aus Sicht der Industrie. Für eine weitere Untersuchung muss eine Eingrenzung des damit verbundenen Geschäftsmodells erfolgen, um zu beschreiben, wie ein Unternehmen mit dem Konzept Geld verdienen kann und welche Kundensegmente oder Partner-Netzwerke es hierfür benötigt. Denn obwohl der Betrieb einer Eigenstromerzeugungsanlage nicht das Kerngeschäft eines Industriebetriebs darstellt, sind ein wirtschaftlicher Betrieb und damit entsprechende Einnahmen das Ziel.

Grundlegend handelt es sich bei den folgenden Überlegungen nicht um eine disruptive oder radikale Innovation. Sowohl die Technik der Eigenversorgungsanlagen als auch das Geschäftsmodell der Stromerzeugung an sich sind am Markt bereits vorhanden. Neu ist dagegen die Anwendung in der Industrie, im Speziellen aus Sicht eines Industrieunternehmens, welches die Eigenstromanlagen bisher zum reinen Selbstzweck verwendet hat. Diese Eigenstromversorgungsanlagen sollen nun einem zusätzlichen Zweck zugeführt werden, nämlich dem der öffentlichen Stromversorgung. Dies soll immer dann der Fall sein, wenn ein entsprechender Bedarf am Markt vorhanden ist. Die Eigenstromversor-

gungsanlagen fungiert als Backup-Leistung. Diese Bereitschaft aus Sicht eines Industrieunternehmens soll den Solidaritätsgedanken repräsentieren. Denn die Investition in die Anlage dient eigentlich primär der eigenen Versorgung, wird aber gemäß dem öffentlichen Bedarf zur Verfügung gestellt. Parallel erhält der Betreiber dieser Anlage entsprechend die Erlöse für die Stromeinspeisung. Nachdem die Einsatzzeiten besonders dann notwendig sind, wenn die erneuerbaren Energien weniger Beiträge leisten können, kann auch von höheren Marktpreisen an der Strombörse ausgegangen werden. Voraussetzung aus Sicht des Anlagenbetreibers ist eine entsprechende Flexibilität im Betrieb seiner Anlage und der gleichzeitige Verzicht auf die Verwendung der Strommengen. Welche Anlagen sich für einen flexiblen Betrieb besonders gut eignen, soll im Kapitel 8 analysiert werden.

Um die wesentlichen Elemente des Geschäftsmodells tiefergehend zu definieren, soll das Prinzip eines *Business Model Canvas* angewendet werden (Joyce und Parquin 2016). Dieses ist im Anhang A5 für das an dieser Stelle diskutierte Geschäftsmodell hinterlegt. Mit Hilfe der Struktur sollen die Schlüsselfragen geklärt und das Konzept geschärft werden:

- **Key Partners / Schlüsselpartner:**

Für das Geschäftsmodell sind aus Sicht eines Industrieunternehmens einige Partner relevant. Aus operativer Sicht sind dies vor allem die Netzbetreiber, sowohl regional als auch auf Übertragungsnetzebene sowie der zuständige Bilanzkreisverantwortliche (sofern das Unternehmen keinen eigenen Bilanzkreis verantwortet). Über diese Marktakteure wird die Stromeinspeisung abgewickelt und am Ende auch abgerechnet. Darüber hinaus ist ein zuverlässiger Gaslieferant für den Betrieb des Kraftwerks grundlegend.

Auch die Politik kann als Schlüsselpartner für das Geschäftsmodell identifiziert werden, deren Akzeptanz für die Betriebsweise und die damit verbundenen Rahmenbedingungen beeinflussen kann.

- **Key Activities / Schlüsselaktivitäten:**

Die Schlüsselaktivität, die hinter dem Anlagenkonzept steht, ist das der Energieerzeugung und gezielten Stromeinspeisung. Die Einspeisung in das öffentliche Netz soll genau dann erfolgen, wenn der Markt die Backup-Leistungen benötigt. Die erzeugte Wärme soll immer im Unternehmen verbraucht werden. Der erzeugte Strom soll dagegen nur zum Selbstverbrauch dienen, wenn dieser nicht am Markt benötigt wird.

- **Key Resources / Schlüsselressourcen:**

Für das Konzept benötigt das Unternehmen zahlreiche Grundlagen, abgesehen vom notwendigen Kapital. Dazu zählt zum einen der grundlegende Wärmebedarf im Produktionsprozess, damit die an dieser Stelle betrachteten KWK-Anlagen entsprechend sinnvoll eingesetzt werden können. Zum anderen aber auch die notwendige Flächenverfügbarkeit im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zum Aufbau der Anlage. Darüber hinaus ist qualifiziertes Personal notwendig, welches sich mit der Kraftwerkstechnik und dem Betrieb der Anlage auskennt. Weitere Schlüsselressourcen sind die Gasversorgung und ein ausreichend belastbarer Netzaanschluss.

Ziel des Geschäftsmodells ist eine flexible Reaktionsmöglichkeit auf die Stromproduktion der erneuerbaren Energien. Im Gegenzug setzt dies auch beim Anlagenbetreiber einen Flexibilitätsbedarf voraus, um auf das Marktgeschehen reagieren zu können.

- **Cost Structure / Kosten:**

Die zentralen Kosten die sich für einen Industriebetrieb ergeben, sind die Investitionskosten für das Kraftwerk sowie die laufenden Kapitalkosten. Zudem müssen Betriebskosten kalkuliert werden, die das Fachpersonal, aber auch Wartungs- und Instandhaltungskosten einschließen. Hinzu kommen die Gaskosten als zentraler Rohstoff für den Betrieb der KWK-Anlage.

Außerdem müssen einige Steuern und Umlagen beim Betrieb der Anlage bedacht werden. Dazu zählt ab dem Jahr 2021 die CO₂-Bepreisung, die für den Rohstoff Gas erhoben wird. Zusätzlich wird der Eigenstrom mit einer anteiligen oder vollen EEG-Umlage belegt und Anlagen über einer installierten Leistung von 2 MW müssen zusätzlich die Stromsteuer entrichten.

- **Revenue Streams / Einnahmequellen:**

Die Erlöse des Geschäftsmodells ergeben sich aus der Stromeinspeisung und dem damit verbundenen Verkauf des Stroms zu den gültigen Börsenstrompreisen. Eine weitere Einnahmequelle würde sich in der Etablierung eines Kapazitätsmarktes anstatt des vorherrschenden EOM ergeben. Dabei handelt es sich jedoch um eine politisch-regulatorische Entscheidung.

- **Value Propositions / Nutzen-Versprechen:**

Der Nutzen des Geschäftsmodells muss aus unterschiedlichen Blickwinkeln betrachtet werden. Aus Sicht des Industrieunternehmens wird im weiteren Verlauf untersucht, welche Auswirkungen dieses auf den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage und auf die Stromkosten des Unternehmens im Allgemeinen hat. Für den Markt und die Stromverbraucher ergeben sich darüber hinaus weitere positive Effekte. Diese werden ebenfalls in den folgenden Modellrechnungen genauer betrachtet. Anzunehmen ist jedoch, dass die zusätzlichen Backup-Leistungen die Versorgungssicherheit erhöhen und die Versorgungsqualität steigern. Dies ist auch für die Netzbetreiber relevant. Zudem müssen die Effekte auf die Strompreise und die Emissionen im weiteren Verlauf konkret untersucht werden.

- **Customer Relationship / Kundenbeziehung:**

Eine direkt Beziehung zwischen den Industrieunternehmen und den Stromverbrauchern ist nicht zu erwarten. Dagegen kann das Unternehmen das solidarische Konzept gegenüber seinen eigentlichen Kunden herausstellen. Unter Umständen sind auf diesem Weg positive Effekte auf das Image möglich.

- **Channels / Vertriebs- und Kommunikationskanäle:**

Der Vertriebskanal ist das öffentliche Stromversorgungsnetz. Ob sich weitere Marktmöglichkeiten, zum Beispiel über den Regelleistungsmarkt ergeben, kann weitergehend untersucht werden.

- **Customer Segments / Kundensegmentierung:**

Die unterschiedlichen Kundensegmente müssen erneut aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet werden. Aus Sicht des Industrieunternehmens sind sowohl die Stromverbraucher in ihrer Gesamtheit als auch die erwähnten Marktakteure wie die Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen relevant. Dabei handelt es sich um neue Geschäftsbeziehungen, die nicht zum eigentlichen Kerngeschäft des Unternehmens zählen. Aber auch für bestehende Kundenbeziehungen im Bereich der ursprünglichen Tätigkeit können sich Synergien ergeben. Der mögliche Imagegewinn wurde bereits herausgestellt.

An dieser Stelle soll nun zusätzlich das Zieldreieck der Nachhaltigkeit herangezogen werden, um das Geschäftsmodell aus Sicht des gesellschaftlichen und politischen Leitgedanken heraus zu bewerten.

Aus ökonomischen Gesichtspunkten wird untersucht, ob ein zusätzlicher Nutzen der Eigenversorgungsanlage die Wirtschaftlichkeit erhöht. Nachdem eine stärkere Regulierung und Besteuerung der Eigenstromversorgung angelegt wurde, können zusätzliche Erlösmöglichkeiten die Attraktivität für weitere Investitionen steigern. Ob dies tatsächlich zutrifft, soll in Kapitel 10 anhand von Unternehmensbeispielen untersucht werden. Gleichzeitig kann sich durch die parallele Nutzung auch ein optimierter Nutzungsgrad der Anlagen ergeben. Dies erhöht nicht nur die Rentabilität, sondern auch die Effizienz und damit die ökologische Bewertung der Anlage. Der Fokus liegt vor allem auf KWK-Anlagen und damit auf der gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Strom. Dies ist besonders in der Industrie relevant, wo häufig hohe Temperaturniveaus von mehr als 100 Grad für Produktionsprozesse benötigt werden. Grundsätzlich sind für die Errichtung einer Eigenversorgungsanlage höhere Investitionen notwendig. Daher wird die Anlage an die Bedürfnisse angepasst. Kann die Auslastung einer Anlage weiter optimiert werden, verbessert sich auch die Effizienz (ASUE 2015a). Es wird an dieser Stelle zwar von erdgasbetriebenen KWK-Anlagen ausgegangen, das Konzept kann jedoch auch angepasst und bspw. auch Brennstoffzellen als Technologie angenommen werden. Die Parameter müssten hierfür angepasst werden.

Durch die eigene Energierzeugung ergeben sich zusätzliche Vorteile. Egal ob der Strom solidarisch am Markt eingesetzt oder selbst verbraucht wird, die gleichzeitig erzeugte Wärme muss nicht in anderen Kraftwerken erzeugt werden. Dass sich hieraus positive Synergien auch hinsichtlich der CO₂-Emissionen ergeben, konnte bereits in der KWK-Studie des BMWi aus dem Jahr 2001 ermittelt werden (Blesl, Fahl und Voß 2001). Zudem werden durch die gleichzeitige Wärmeerzeugung zusätzliche Kapazitäten gespart und die Effizienz erhöht, besonders, da erneuerbare Lösungen in diesem Bereich bisher nicht einsetzbar sind. Zudem unterstützt das Konzept den Einsatz erneuerbarer Energien und damit die Energiewende. Denn durch die Eigenversorgungsanlagen werden keine Erneuerbaren aus dem Markt verdrängt, sondern sie sollen nur dann eingesetzt werden, wenn die Erneuerbaren den Strombedarf nicht decken können und sie eine kostenoptimale Lösung für den Gesamtmarkt darstellen. Die Basis dieses Geschäftsmodells ist der soziale Gedanke, die Anlage solidarisch einzusetzen und nicht nur für eigene Zwecke zu verwenden. Im Rahmen der Energiemodellberechnungen soll zudem ermittelt werden, welchen Einfluss das Konzept auf die Strompreisentwicklung und damit für die Volkswirtschaft hat. Ein positiver Effekt in Form von sinkenden Strompreisen kann somit als

zusätzlicher gesamtgesellschaftlicher Nutzen herausgestellt werden. Die Problemstellung und die damit verbundenen Herausforderungen am Strommarkt wurden bereits umfassend beschrieben und herausgearbeitet. Sie sind genauso Grundlage für das vorliegende Konzept wie die Auswertung der empirischen Erhebungen in Kapitel 6. Gemeinsam mit den soeben erfolgten theoretischen Überlegungen rund um das mögliche Geschäftsmodell kann nun ein solidarisches Anlagenkonzept getestet werden. Im weiteren Verlauf werden zum einen die technischen Voraussetzungen und Optionen bewertet, die sich für eine Eigenversorgungsanlage in diesem Kontext eignen könnten. Zum anderen wird das Modell anhand von Berechnungen in einem Energiesystemmodell getestet. Die Ergebnisse des Energiesystemmodells dienen für die Beurteilung, ob das beschriebene Konzept am Markt überhaupt zum Zuge kommen würde. Im Anschluss daran werden Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt und das Konzept aus Sicht eines Industrieunternehmens bewertet.

8 Technische Voraussetzungen für den solidarischen Einsatz einer Eigenstromversorgungsanlage

Welche Kraftwerkstechnologien in der Industrie besonders häufig eingesetzt werden, wurde in Kapitel 6 bereits herausgearbeitet. KWK-Anlagen finden dort häufig Verwendung, weshalb der Fokus auch auf diesen Anlagen liegen soll. Welche Vor- und Nachteile die einzelnen Kraftwerkstechnologien aufweisen und welcher Kraftwerkstyp sich für die vorliegende Fragestellung besonders eignet, wird im weiteren Verlauf diskutiert. Die Kraftwerke sollen sich gleichzeitig auch für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen eignen, damit sich weiterführende Anknüpfungspunkte in der Zukunft ergeben können. Zudem ist hervorzuheben, dass - obwohl konventionelle Kraftwerke im Fokus stehen und dies auf den ersten Blick im Gegensatz zu den Klimaschutzaktivitäten zu stehen scheint - die Emissionswerte in diesem Kontext beleuchtet werden. Ziel des solidarischen Anlagenkonzept ist es, nur dann aktiv zu werden, wenn die erneuerbaren Kapazitäten nicht ausreichen und damit ein positiver Beitrag zur Energiewende geleistet werden kann. Darüber hinaus kann der Einsatz von Erdgas in diesem Zusammenhang auch als Übergangslösung gesehen werden, bevor E-Fuels und Wasserstoff als Alternativen eingesetzt werden können.

Den Unternehmen stehen für die Eigenstromproduktion zahlreiche Technologien, Brennstoffe und Anlagetypen zur Verfügung. Welche Technologie für ein Unternehmen letztendlich geeignet ist, muss jeweils individuell bewertet werden, da unterschiedliche Faktoren eine Rolle spielen können. Dazu zählt die Betrachtung der Investitions- und Brennstoffkosten, ein gleichzeitiger Wärmebedarf sowie der Energiebedarf des Unternehmens und die technische Umsetzbarkeit (PKF Deutschland GmbH 2014).

Mit Hilfe welcher Maschinen die Industrie ihren Eigenstrom mehrheitlich erzeugt, wurde bereits im Kapitel 6 genauer betrachtet. Aus diesem Grund soll die weitere Analyse auch auf Basis der aus diesem Kapitel erhalten Ergebnisse erfolgen. Dabei handelt es sich um die Dampfturbine, die Gasturbine, das Gas- und Dampfkraftwerk und den Ver-

brennungsmotor. Die spätere Anwendung soll in einer KWK-Anlage erfolgen.

Im Folgenden werden die technischen Grundzüge der in Kapitel 5.2.2 genannten Systemdienstleistungen beschrieben und welche technischen Voraussetzungen Anlagen für deren Bereitstellung aufweisen müssen. Im Anschluss werden die ausgewählten konventionellen Eigenerzeugungsanlagen nach ihrem Wirkungsgrad, Emissionen und ihrer Einsetzbarkeit in Industrieunternehmen und ihre Kompatibilität mit dem solidarischen Anlagenkonzept zur Bereitstellung der Dienstleistungen bewertet.

Hintergrund ist, dass diese Anlagen perspektivisch nicht nur zur Stromerzeugung sondern auch für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden könnten. Neben der Backup-Leistung sind auch in diesem Bereich Potentiale möglich. Zudem sind die Systemdienstleistungen auch wichtiger Indikator für die flexible Betriebsweise eines Kraftwerks. Dieser Aspekt ist im Zuge des zu untersuchenden solidarischen Anlagenkonzepts als wichtig einzustufen.

8.1 Technische Parameter zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Um bestimmte Systemdienstleistungen erfüllen zu können, benötigen Anlagen einige technische Eigenschaften oder Voraussetzungen. Daher sollen die zentralen Systemdienstleistungen nochmals aufgegriffen und deren notwendigen technischen Aspekte kurz dargestellt werden.

8.1.1 Laständerungsgeschwindigkeit und Mindestlast

Nachdem der Markt aufgrund der erneuerbaren Energien immer mehr Flexibilität erfordert, nehmen die Aspekte der Laständerungsgeschwindigkeit und der Mindestlast eine immer wichtigere Rolle ein. Diese Punkte betreffen vor allem thermische Kraftwerke, die ihren Betrieb an die Marktbedingungen anpassen müssen (Heuck, Dettmann und Schulz 2013).

Die Laständerungsgeschwindigkeit beschreibt mit den Lastrampen die Möglichkeiten, Dauer und Prozesse, um die Produktionslast eines konventionellen Kraftwerks im Betrieb zu verändern bzw. die Last zu erhöhen. Durch die volatile Einspeisung der Erneuerbaren ist es für Kraftwerke auch aus wirtschaftlicher Sicht wichtig, ihre Fahrweise an die Marktnachfrage anpassen zu können. Kann ein Kraftwerk auf diese Nachfrage schnell

reagieren und seine Stromproduktion steigern, weist dieses eine hohe Änderungsrate und eine hohe Laständerungsgeschwindigkeit auf. Exemplarisch für eine hohe Laständerungsgeschwindigkeit und damit eine hohen Flexibilität stehen die Gaskraftwerke. Diese sind momentan vor allem im Spitzlastsegment angesiedelt und auf die flexible Stromproduktion ausgelegt. Für Kohlekraftwerke oder GuD-Anlagen ist eine hohe Laständerungsgeschwindigkeit technisch schwieriger zu erreichen. Dies liegt vor allem an der Verzögerung und langsamen Reaktionszeit zwischen Brennstoffzufuhr und der Umsetzung in der Turbine. Auch wenn man durch mehr Brennstoffeinsatz die Dampfproduktion erhöhen kann, so dauert es, bis die Dampfturbine die höhere thermische Kapazität tatsächlich umsetzen kann. Daher gelten vor allem Kohlekraftwerke als weniger flexibel, da sie vergleichsweise niedrige Leistungsänderungsgeschwindigkeiten verzeichnen (Buttler u. a. 2015). Im Umkehrschluss kann es aber auch von Seiten der Netzbetreiber nachgefragt werden, dass eine Leistungsreduktion zu Netzstabilisierung durchgeführt werden muss. Damit die Erzeugungseinheiten nicht vom Netz genommen werden, müssen sie ihre Leistung daher schneller absenken können. In der Mittelspannung können diese Reduktionsstufen laut Heuck u.a. bei bis zu 10 % der Nennleistung liegen. Pro Minute muss der Anlagenbetreiber seine Leistung also um 10 % drosseln können, um eine Trennung vom Netz zu vermeiden. Die nachgefragte Leistungsänderungsgeschwindigkeit variiert mit der Netzfrequenz (Heuck, Dettmann und Schulz 2013).

Neben der Möglichkeit, die Leistung einer Anlage im Betrieb zu verändern und somit flexibler auf den Markt reagieren zu können, ist auch die minimale Last einer Anlage in diesem Zusammenhang ein wichtiger Parameter. Im Detail bedeutet das, dass eine Anlage auf eine minimale Last heruntergefahren wird, bei der sie noch ohne Zusatzfeuerung Strom produzieren sowie sicher und stabil betrieben werden kann. Diesen Zustand nennt man Mindestlast. Obwohl dieser Betrieb sowohl für die Anlage als auch für die Stromproduktion wenig effizient ist, können damit lange Hochfahrzeiten und Kaltstarts vermieden werden. Diese sind zum einen teuer, zum anderen kann die Anlage somit auch flexibler betrieben werden. Neuere Anlagen werden mittlerweile häufig auf einen Teillastbetrieb ausgelegt, damit beispielsweise eine Teilnahme am Regelenergiemarkt besser umsetzbar ist. Im Umkehrschluss sind damit aber wiederum Einbußen im Vollastbetrieb möglich. Dies betrifft beispielsweise den Wirkungsgrad oder die Emissionswerte einer Anlage (Buttler u. a. 2015). Schüle hat die Optimierung der Mindestlast im Rahmen der Anpassung thermischer Kraftwerke an die Energiewende genauer untersucht. Darin legt er unter anderem dar, dass die Mindestlast in Kombination mit einem thermischen Speicher weiter reduziert werden kann und dies ebenfalls eine bessere Beteiligung am Primär- und Sekundärregelleistungsmarkt ermöglicht (Schüle 2013).

Für Eigenerzeugungsanlagen muss laut dem Transmission Code der Netzbetreiber aber sichergestellt werden, dass diese Anlagen auch bei einer Trennung vom Netz weiterhin für den Eigenbedarf betrieben werden können und eine erneute Kopplung nach Stabilisierung des Netzes durchgeführt wird (Heuck, Dettmann und Schulz 2013).

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass eine hohe Laständerungsgeschwindigkeit sowie die Möglichkeit eine Anlage auf einer niedrigen Mindestlast fahren zu lassen, die Flexibilität für die Vermarktung erhöht und damit aus Sicht des Anlagenbetreibers im Rahmen der derzeitigen Marktbedingungen einen Vorteil darstellt. Auch im Hinblick auf die Bereitstellung von Backup-Leistung und Systemdienstleistungen ist die Möglichkeit einer flexibleren Fahrweise der Anlage von Vorteil.

8.1.2 Schwarzstartfähigkeit und Versorgungswiederaufbau

Für den Versorgungswiederaufbau sind Kraftwerke notwendig, denen ein Schwarzstart möglich ist. Auf diesem Weg kann das Stromnetz sukzessive wieder in Betrieb genommen werden. Schwarzstart bedeutet in diesem Kontext, dass ein Kraftwerk ohne die Hilfe von Strom aus dem Netz die Stromproduktion wieder aufnehmen kann. Besonders für thermische Kraftwerk ist dies nur schwer möglich. Dazu zählen beispielsweise Kernkraftwerke oder Kohlekraftwerke. Sie benötigen größere Mengen externen Strom, um die Stromproduktion wieder aufnehmen zu können. Sie können bis zu 10 % der Kraftwerksnennlast für den Eigenbetrieb verbrauchen. Daher sind vor allem kleinere Anlagentypen, die wenig Strom benötigen, um in Betrieb zu gehen, geeigneter (Buttler u. a. 2015). Folgenden Kraftwerkstypen wird eine gute Schwarzstartfähigkeit zugeschrieben:

- Hydrokraftwerke bspw. Pumpspeicher- oder Laufwasserkraftwerke
- Gasturbinenkraftwerke bzw. Öl-/Gasturbinenkraftwerke
- Verbrennungsmotoren
- Photovoltaikanlagen
- Windenergieanlagen
- Kraftwerke in Kombination mit Batteriespeichern oder Notstromaggregaten

Bei Dampfturbinenkraftwerken herrscht Uneinigkeit in der Literatur. Häuser und Gralert sprechen diesem Kraftwerkstyp in Ihrer Publikation „Regelfähigkeit von thermischen Kraftwerken“ aus dem Jahr 2007 die Eigenschaft der Schwarzstartfähigkeit zu:

„Hierbei ist hervorzuheben, dass [...] Dampfkraftwerke des geringen Eigenbedarfs beim Anfahren, der kurzen Startzeit, der einfacheren Handhabung von Lastsprüngen und der guten Regeleigenschaften vorrangig für das Wiederanfahren eines Netzes zu nutzen sind“ (Haeuser und Grallert 2007, S. 298).

Bei Buttler u.a. aus dem Jahr 2015 wird jedoch Gegenteiliges festgehalten:
„Dampfkraftwerke werden aufgrund der langen Anfahrzeiten und des hohen Eigenverbrauchs nicht schwarzstartfähig aufgeführt.“ (Buttler u.a. 2015, S. 29)

Jedoch weisen die Autoren auch darauf hin, dass es unterschiedliche Vorlaufprozesse gibt, welche es ermöglichen, Dampfkraftwerke schneller in Betrieb zu nehmen. Der Abhitzedampferzeuger und die Dampfturbine verlangsamen den Prozess. Durch geeignete Prozessführung kann das Anfahren aber beschleunigt werden (Buttler u.a. 2015). Der Prozess, mit dem die Stromproduktion wieder aufgenommen werden kann, ist in diesem Zusammenhang generell ein wichtiger Aspekt. In Kombination mit einem Notstromaggregat, beispielsweise in Form eines Dieselmotors, können zahlreiche Kraftwerkstypen ihren Betrieb wieder aufnehmen. Damit verbunden spielen dann die Anfahrtszeiten eine entscheidende Rolle, sodass sich thermische Kraftwerkstypen unter Umständen weniger eignen können.

8.1.3 Spannungshaltung

Bei der Leistung handelt es sich physikalisch um ein Produkt aus Stromstärke und Spannung. Im Stromnetz unterscheidet man dabei zwischen der Wirkleistung und der Blindleistung. Die Wirkleistung ist jene Arbeit, die beim Verbraucher tatsächlich ankommt. Die Blindleistung dagegen leistet keine direkte Arbeit sondern liefert die Leistung, damit ein Wechselstromnetz funktionieren kann. Zusammen nennt man dies die Scheinleistung (Wagenblast 2016). Neben der Blindleistung spielt auch der Kurzschlussstrom im Zuge der Spannungshaltung eine zentrale Rolle. Aus diesem Grund soll auf die beiden Komponenten nun genauer eingegangen werden.

Die Blindleistung ist in einem Wechselstromnetz, bei dem sich 50-mal pro Sekunde ein Magnetfeld auf- und abbaut, eine wichtige Komponente. Denn obwohl mit der Blindleistung beim Verbraucher kein angeschlossenes Gerät betrieben werden kann, ist sie für die Spannung im Netz und damit den störungsfreien Betrieb notwendig. Ändert sich die Wirkleistung im Netz, hat dies Auswirkungen auf die Drehzahl und damit die

Netzfrequenz. Bei einer Veränderung des Blindleistungsniveaus dagegen kommt es zu einem Spannungsabfall- oder -anstieg (Schwab 2015). Kann die Blindleistung nicht auf dem entsprechenden Niveau gehalten werden, wird der Stromfluss gestört und es kann bei den Verbrauchsgeräten zu Ausfällen kommen. Für die Beibehaltung dieses Niveaus sind die jeweiligen Netzbetreiber zuständig. Für die Blindleistungsbereitstellung, aber auch Kompensation haben sie unterschiedliche Möglichkeiten. Mit eigenen Kondensatoren, Spulen oder Phasenschiebern können sie die Blindleistung regeln (Amprion GmbH 2018). Entscheidende Komponente an dieser Stelle ist der Leistungsfaktor $\cos \rho$, der das Verhältnis zwischen Schein-, Wirk- und Blindleistung widerspiegelt. Ziel ist es, diesen Leistungsfaktor, der sich aus dem Quotienten der Wirk- und Scheinleistung ergibt, auf einen Wert zwischen 0,9 bis 0,95 (induktiv) zu halten. Weitere Möglichkeit neben den Kondensatoren oder Phasenschiebern sind die angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen. Sind die Anlagen über einen Generator oder Motor mit dem Stromnetz verbunden und befinden sich diese im überregten Betrieb, geben sie Blindleistung an das Netz ab. Im umgekehrten Fall, also im unterregten Betrieb des Generators, wird Blindleistung aus dem Netz aufgenommen. Im Phasenschieberbetrieb kann ein Synchrongenerator sogar ohne die tatsächliche Einspeisung von Wirkleistung Blindleistung erzeugen und kompensieren (Technische Universität Dortmund 2014). Auch erneuerbare Eigenversorgungsanlagen könnten dies als Systemdienstleistung bewerkstelligen. Bei den erneuerbaren Anlagen kann beispielsweise die technische Nachrüstung der Wechsel- bzw. Frequenzrichter die Erzeugung von Blindleistung ermöglichen (Winter u. a. 2014). Bei konventionellen Anlagen dagegen erfolgt die Blindleistungsproduktion und -kompensation bereits über den Generator.

Zählt die Bereitstellung von Blindleistung zur statischen Spannungshaltung, wird die Kurzschlussleistung der dynamischen Spannungshaltung zugerechnet. „*Bei lokalem Versagen der Isolation im elektrischen Netz [...] fließt an den Fehlerstellen ein Kurzschlussstrom, dessen Höhe sich nach dem von der Fehlerstelle aus gesehenen Innenwiderstand des Netzes richtet*“ (Schwab 2015, S. 344) zum nächsten Generator. Daher unterscheidet man zwischen generatornahen und generatorfernen Kurzschlüssen. Der Unterschied dieser beiden Fälle liegt in der zeitvarianten Reaktanz, also dem Widerstand des Wechselstroms, der je nach Entfernung vom nächsten Generator entweder von diesem oder vom Netz selbst ausgeht. Beim Kurzschluss kommt es zu einer Reaktion des Generators. Die damit verbundene, anfängliche maximale Belastung des Generators wird auch Stoßkurzschlussstrom genannt. Er definiert die höchste Belastung. Anschließend werden die Systeme kontrolliert heruntergefahren, um Schäden zu vermeiden. Der dabei fließende Strom wird Kurzschlussstrom genannt und variiert unter anderem durch die

erwähnte Entfernung des Kurzschlusses vom betroffenen Generator (Schwab 2015). Diese Kurzschlussleistung im Netz muss jedoch ebenfalls auf einem gewissen Niveau bleiben und darf nicht zu hoch sein. Ansonsten kommen unter Umständen andere Geräte am Netz zu Schaden. Durch dieses Verhalten des Generators werden letztendlich nicht nur Schäden vermieden, sondern es besteht eine entsprechende Reaktionszeit für den betroffenen Netzbetreiber ausgleichend einzutreten und den Spannungseinbruch lokal einzudämmen (VDE 2019).

In der Zusammenfassung kann festgehalten werden, dass die Spannungshaltung eine große Bedeutung für die Netzstabilität aufweist. Unabhängig von den verwendeten Energieträgern erfolgen diese Systemdienstleistungen über den angeschlossenen Generator. Nachdem im solidarischen Anlagenkonzept der Einsatz konventioneller Kraftwerke angenommen wird, könnten diese einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten.

8.1.4 Frequenzhaltung

Kommt es zu einer Abweichung zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch innerhalb eines Bilanzkreises, besteht die Gefahr einer Frequenzabweichung und der Netzbetreiber muss eingreifen. Die Frequenz von 50 Hertz darf das Frequenzband kurzzeitig nicht um $0,8 \pm$ Hertz verlassen, um eine sichere und stabile Stromversorgung zu gewährleisten. Das Hauptinstrument der ÜNB, diese Frequenzhaltung zu gewährleisten, ist der Regelleistungsmarkt und die Momentanreserve, die im Kapitel 5.2.2 bereits beschrieben wurden. Unternehmen können die Systemdienstleistung der Frequenzhaltung bereits über den Regelleistungsmarkt vermarkten. Für die Beteiligung am Regelleistungsmarkt kann die Flexibilität der Anlage als relevante Komponenten identifiziert werden. Die Möglichkeiten der Laständerungsgeschwindigkeit und des Teillast- und Mindestlastbetriebs wurden bereits vorgestellt. Anlagen, die flexibler auf Veränderungen reagieren und damit schneller ihre Last verändern können, sind daher prinzipiell besser für den Regelleistungsmarkt geeignet. Durch eine angepasste Fahrweise kann es aber unter Umständen auch weniger flexiblen Kraftwerken möglich sein, Regelleistung zur Verfügung zu stellen. Dies zeigt die derzeitige Beteiligung thermischer Kraftwerke im Markt.

Die Momentanreserve dagegen, die noch vor der PRL das Netz stabilisiert, ist derzeit in keine Vermarktungsstrukturen eingebettet. Sie wird im europäischen Verbund bereitgestellt (ÜNB 2018b). Die Momentanreserve dämpft auftretende Frequenzabweichungen ohne Verzögerung ab. Die dahinterstehende Funktionsweise hängt mit der Trägheit der am Netz befindlichen, rotierenden Massen zusammen. Kraftwerke, die direkt über ih-

ren Generator an das Netz angeschlossen sind, können bei einem Leistungsabfall oder -anstieg ihre Rotationsenergie aus- oder einspeichern. Dies begründet sich im direkten Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung und dem mechanischen Moment des Generators. Diese Trägheit tritt automatisch auf und kann die Zeit bis zum Eingriff der PRL überbrücken. Je nach Massenträgheitskonstante eines Generators variiert dieser Zeitraum. Neben Generatoren sind prinzipiell auch Motoren oder Phasenschieber zur Bereitstellung von Momentanreserve in der Lage. Da immer mehr Anlagen jedoch mittels eines Umrichters an das Netz gekoppelt sind, werden die Beiträge zu dieser Netzträgkeit sukzessive weniger (dena 2016).

Es kann festgehalten werden, dass bei zahlreichen der vorgestellten Systemdienstleistungen der Generator für die Bereitstellung verantwortlich ist. Welchen Einfluss die Kraftwerkstechnologie hat, wird nun betrachtet.

8.2 Technologische Bewertung ausgewählter konventioneller Kraftwerke

Nachdem die technischen Voraussetzungen zur Bereitstellung der zentralen Systemdienstleistungen, aber auch der flexiblen Fahrweise im deutschen Stromnetz beschrieben wurden, soll im Folgenden genauer darauf eingegangen werden, welche Erzeugungsanlagen für die Bereitstellung von Backup-Leistung am besten geeignet wären. Wie bereits im Rahmen der Einführung angekündigt, sollen die weiteren Analysen auf den Ergebnissen der Auswertungen aus dem Kapitel 6 erfolgen. Dabei konnte ermittelt werden, dass die Industrie eher in konventionelle Anlagen investiert, die mit Gas betrieben werden. Auch die Anwendung gekoppelter Systeme zur Eigenstromerzeugung ist dabei weit verbreitet. Folgende Technologien werden in der Industrie bereits weitläufig eingesetzt:

- Dampfturbine
- Gasturbine
- Gas-und-Dampf-Kraftwerk
- Verbrennungsmotor

Diese vier Kraftwerkstypen sollen daher auch im weiteren Verlauf im Zentrum stehen. Auf die Betrachtung von Speichertechnologien oder den Einsatz von Brennstoffzellen soll an dieser Stelle nicht eingegangen werden; der Hintergrund hierzu wurde im Rahmen der Einführung dargelegt. Zudem stellen die folgenden Beschreibungen der Dampfturbine,

der Gasturbine, der Gas- und Dampfanlage sowie des Verbrennungsmotors keine vollumfassende Analyse dar, sondern dienen der Bewertung dieser Technologien zum system- und netzdienlichen Einsatz. Hinsichtlich der Wirkungsgrade und Investitionskosten werden zudem Anlagengrößen bis ungefähr 5 MW angenommen. Diese Technologien können auch als KWK-Anlagen kombiniert werden. Eine Analyse von Kraftwerken, die mit Kohle oder Öl betrieben werden, erscheint aufgrund der Klimadiskussionen nicht Zukunftsfähig. Daher wird der Energieträger Gas in den Fokus genommen. Dabei besteht unter Umständen auch die Möglichkeit, das Erdgas perspektivisch durch synthetische oder Biokraftstoffe zu substituieren und somit die Emissionswerte der Anlagen zu optimieren.

Die Anwendung der unterschiedlichen Antriebe soll im weiteren Verlauf in gekoppelten Systemen untersucht werden. Diese sind neben der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme für den Produktionsprozess in der Industrie für lange Laufzeiten ausgelegt. Die Effizienz der Anlagen kann zudem über eine hohe Anzahl an Vollaststunden verbessert werden. Zudem kann man zwischen zwei unterschiedlichen Betriebsweisen unterscheiden: zum einen die wärmegeführte und zum anderen die stromgeführte Betriebsweise. Eine Kombination aus beiden Varianten ist darüber hinaus ebenfalls möglich. Üblicherweise wird in der Industrie eine wärmegeführte Fahrweise gewählt; dabei passt sich die Erzeugung dem Wärmebedarf an. In den vorliegenden Untersuchungen eines solidarischen Anlagenkonzepts kann jedoch auch die stromgeführte Betriebsform sinnvoll sein (ASUE 2010a).

Welche der vier Antriebsformen sich für die vorliegenden Bedürfnisse am besten eignet, wird nun diskutiert.

8.2.1 Dampfturbine

Der grundlegende Betrieb einer Dampfturbine lässt sich mit einer Wasserturbine vergleichen. Der Unterschied ist, dass bei Wasserturbinen der Prozess hydraulisch und nicht thermisch abläuft. Denn durch die Herstellung von Dampf mittels hoher Temperaturen in einer Dampfturbine wird die thermische Energie während der Durchleitung durch Schaufelräder in kinetische Energie umgewandelt. Durch den Antrieb der Schaufelräder und die sukzessive Reduzierung der Dampftemperaturen und damit des Dampfdrucks im Verlauf des Prozesses wird Energie frei, die über einen Generator zur Stromerzeugung verwendet werden kann. Um den Prozess technisch noch besser ausnutzen zu können, können die unterschiedlichen Druckstufen in unterschiedlichen Turbinen (Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruck-Teilturbinen) umgesetzt werden, sodass der Wirkungsgrad optimiert

werden kann (Wiesche und Joos 2018). Je nach Beschaufelung und Aufbau der Anlage werden in modernen, kohlebefeuerten Dampfturbinen Nettowirkungsgrade von ca. 45 % erreicht. Mit Hilfe welchen Energieträgers die hohen Temperaturen zur Dampferzeugung erreicht werden können, ist jedoch variierbar (Wiesche und Joos 2018).

Dampfturbinen lassen sich in unterschiedliche Klassifikationen einteilen. Für die Kraftwerkstechnik sind daher insbesondere die stationären Dampfturbinen relevant, die sich wiederum in die jeweiligen Größenklassen Dampfturbosätze, Industriedampfmaschinen sowie Mini- und Mikro-Dampfturbinen unterteilen lassen können. Dampfturbinen können also je nach Einsatz dimensioniert werden und finden daher sowohl in Großkraftwerken als auch in mittleren bis kleineren Kraftwerken Verwendung. Zur Stromerzeugung setzen EVU in der Regel Kondensationsturbinen ein, die sich in einem Leistungsbereich zwischen 100 bis mehr als 1.000 MW bewegen können. In der Industrie dagegen liegt der Leistungsbereich in der Regel unter 200 MW. Je nach Bedarf an Wärme und Strom findet man in Industrieunternehmen unterschiedliche Arten von Dampfturbinen bzw. Betriebsformen (Wiesche und Joos 2018). Mit Dampfturbinen ist auch eine KWK möglich, bei der am Ende die Prozesswärme entsprechend im Produktionsbetrieb genutzt werden kann. Um die notwendigen Temperaturniveaus am Ende des Prozesses zu erhalten, eignen sich insbesondere Gegendruckdampfmaschinen und Entnahmedampfmaschinen (Wiesche und Joos 2018). Während die Drehzahl von Großkraftwerksturbinen bereits über den Generator an die Netzfrequenz von 50 Hz angepasst ist, kann bei kleineren Industriekraftwerken der Einsatz von zusätzlichen Getrieben notwendig sein (Wiesche und Joos 2018).

Die Flexibilität von Dampfturbinen und der damit verbundene Leistungsbetrieb muss aus unterschiedlichen Blickwinkeln betrachtet werden. Moderne Kohlekraftwerke können einen stabilen Betrieb des Dampferzeugers mit 40 % der Nennlast gewährleisten. Eine weitere Absenkung dieser Mindestlast ist nur durch eine Stützfeuerung bspw. mit Öl möglich. Dann kann die Mindestlast auf 25 % der Nennlast abgesenkt werden. Die Dampfturbine selbst dagegen kann über den gesamten Leistungsbereich betrieben werden. Aussagen über die damit zusammenhängende Laständerungsgeschwindigkeit sind dagegen abhängig vom Kraftwerkstyp. Wird die Dampfturbine mit Stein- oder Braunkohle betrieben, liegen die Lastgradienten beim aktuellen Stand der Technik zwischen 2,5 % und 4 %. Das bedeutet, dass ein Kraftwerkblock mit 1.000 MW innerhalb einer Minute seine Leistung um 25 MW reduzieren oder erhöhen kann. Im Vergleich dazu verfügen neue Gasturbinen bereits über Lastgradienten in Höhe von 12 % und können daher weitaus flexibler betrieben werden als Dampfturbinen (Wiesche und Joos 2018). Auch in puncto Schwarzstartfähigkeit sind thermische Kraftwerke nicht ideal. Wie

schnell eine Dampfturbine den Betrieb erneut anfahren kann, hängt zum einen von den Vorlaufprozessen ab, zum anderen von der Stillstandzeit und damit den vorherrschenden Temperaturen in der Anlage. Je nach Dauer des Stillstandes unterscheidet man zwischen Kaltstarts, Warmstarts und Heißstarts. Die Anfahrtszeiten variieren daher sehr stark. Nimmt man beispielsweise einen modernen Steinkohleblock mit Dampfturbine kann die Anfahrtszeit des Dampferzeugers vom Startbefehl bis zur Mindestlast zwischen 70 und 120 Minuten in Anspruch nehmen (Wiesche und Joos 2018).

Weitere Systemdienstleistungen, die es im Zusammenhang mit Dampfturbinen zu prüfen gilt, sind die Frequenz- und die Spannungshaltung. Nachdem die Kraftwerke über einen Generator verfügen, der mit Anschluss an das Netz auf der Frequenz 50 Hz betrieben wird, können sie einen Beitrag zur Momentanreserve leisten. Beim Regelleistungsmarkt hängt die Teilnahme und das Potential von den angebotenen Leistungen durch den Kraftwerksbetreiber ab. Dieser kann selbst die Angebotsmengen der positiven und negativen Regelleistung anbieten. Aufgrund der vergleichsweise geringen Laständerungsgeschwindigkeit kann sich aber eher eine Teilnahme an der SRL und an der MRL anbieten. Durch geeignete Dampfführung kann aber auch eine Teilnahme an der PRL möglich sein. Im Vergleich zu den anderen Kraftwerkstypen, die im weiteren Verlauf betrachtet werden, ist die Teilnahme mit einer Dampfturbine am Regelleistungsmarkt mit höherem Aufwand verbunden und daher weniger geeignet. Auch die Systemdienstleistungen rund um die Spannungshaltung, die Blind- und die Kurzschlussleistung, sind für Kraftwerke mit Dampfturbinen technisch über den Generator möglich und daher unproblematisch. Die Potentiale der Dampfturbine sind in der Tabelle 8.1 nochmals zusammengefasst. Bei einer Dampfturbine in der Größenordnung 5 MW werden Investitionskosten von ca. 1.500 Euro pro kW hinterlegt. Die Planungskosten sind in dieser Zahl bereits berücksichtigt (Wünsch u. a. 2014). Auf Basis der Daten des Statistischen Bundesamtes waren in Deutschland im Jahr 2017 7,8 GW Leistung in Form von Dampfturbinen in der Industrie installiert. Im gleichen Jahr konnten auf diesem Weg 29,8 TWh Strom (netto) produziert werden. Ein Großteil dieser Strommenge, 15,7 TWh wurde in KWK-Anlagen hergestellt (Statistisches Bundesamt 2017).

Insgesamt gehen zahlreiche Vorteile mit dem Betrieb einer Dampfturbine einher. Durch die Dampfführung ist die Anlage jedoch nicht so flexibel einsetzbar wie beispielsweise eine Gasturbine.

8.2.2 Gasturbine

In Gasturbinen wird ein verdichtetes Gemisch aus Luft und Gas entzündet und verbrannt. Für die Anwendung sind neben dem fossilen Erdgas auch Biogase oder synthetische Gase denkbar. Die durch die Entzündung entstandene thermische Energie wird dann im Anschluss in einer Turbine in kinetische Energie umgewandelt. Der damit angetriebene Generator kann somit Strom erzeugen (EnBW 2019). Daher zählt auch die Gasturbine zu den thermischen Kraftwerken.

In der Brennkammer werden sehr hohe Temperaturen erreicht, die vor allem für die Turbine eine Belastung darstellen können. Daher sind die maximalen Temperaturen in der Gasturbine limitiert und Ansatzpunkt für Anlagenoptimierungen und neue Technologien. Zudem entsteht wie auch bei der Dampfturbine Abwärme, die in industriellen Prozessen oder Fernwärmennetzen verbraucht werden kann (Lindner 2019).

Gasturbinen sind in unterschiedlichen Leistungsklassen verfügbar. Am Markt sind sowohl Mikrogasturbinen als auch Großkraftwerke mit mehreren hundert Megawatt vorhanden. Zwischen Leistung und Wirkungsgrad besteht ein Zusammenhang: Mit steigender Leistung nimmt auch der Wirkungsgrad zu. Für Anlagen unter 5 MW wird je nach Hersteller ein Wirkungsgrad von 18 bis 38 % angenommen (ASUE 2010a; ASUE 2015b). Bei größeren Gasturbinen mit mehr Leistung sind aber auch Wirkungsgrade von 43 % möglich. Die tatsächliche Auslastung der Anlage hat aber einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad. Im unteren Teillastbetrieb sind kleinere Anlagen im Gegensatz zu größeren Anlagen effizienter (Lindner 2019).

Bereits im Rahmen der Ausführungen rund um die Dampfturbine wurde die hohe Flexibilität der Gasturbine angesprochen. Allgemein wird Gasturbinen eine Startzeit bis zur Netzsynchronisation von ca. 12 bis 20 Minuten zugeschrieben. Ohne einen vorgesehenen Spülprozess während des Anfahrens könnte die Startzeit sogar um ca. 30 % verkürzt werden. Im Vergleich zu Dampfturbinen sind Gasturbinen schneller einsetzbar (C. Lechner und Seume 2019). Gasturbinen werden daher derzeit am Markt vor allem für den Spitzenlastbetrieb verwendet, da sie durch Schnellstarts sogar noch schneller anfahren können und bereits nach ungefähr fünf Minuten zur Verfügung stehen (EnBW 2019). Das Teillastverhalten des Kraftwerks kann durch die Eingriffspараметer Ansaugmassenstrom und Turbineneintrittstemperatur beeinflusst werden. Bei beiden Prozessen wird über die Temperatur das Druckniveau abgesenkt und hat daher negative Auswirkungen auf den Wirkungsgrad der Turbine. Bei Kombikraftwerken kann dies zumindest teilweise abgedeckt werden, indem der Dampfteil des Kraftwerks bei einem Teillastbetrieb in einem günstigeren Zustand betrieben werden kann. Vorab sollen aber die beiden Prozesse

zur Lastreduktion kurz beschrieben werden. Durch eine Anstellwinkelvariation der Verdichterleitschaufeln kann sich der Verdichteransaugmassenstrom reduzieren lassen. Im Prinzip wird das Druckverhältnis dadurch im Prozess abgesenkt und gleichzeitig die Abgastemperatur zum Antrieb der Turbine erhöht. Je nach möglichem Verstellbereich der Verdichterleitbahnen kann die Druckreduktion noch stärker erfolgen. Mit der Druckreduktion erfolgt gleichzeitig eine Lastreduktion. Die maximal zulässige Abgastemperatur stellt an einem Punkt dieses Prozesses aber eine Limitierung dar, sodass zur weiteren Lastreduktion diese Temperatur abgesenkt werden muss. Für Turbinen, die keine Variation an den Verdichterleitschaufeln vornehmen können, ist die Temperaturreduktion generell die einzige Möglichkeit, um eine Lastreduktion zu erwirken. Um eine Absenkung der Turbineneintrittstemperatur zu erreichen, wird der Brennstoffmassenstrom reduziert. Dadurch nehmen Druck und Temperatur in der Maschine ab und eine Lastreduktion kann erfolgen. Umgekehrt kann durch eine Druckerhöhung aber auch die Last bis hin zu einem Spitzenlastbetrieb erhöht werden. Durch eine Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur oder durch die Wasser- oder Dampfeinspritzung kann dies erreicht werden. Dabei müssen jedoch die negativen Auswirkungen auf die Lebensdauer aufgrund der hohen Materialbeanspruchung berücksichtigt werden. Allgemein muss bei der Fahrweise einer Gasturbine und vor allem bei Laständerungen der zulässige Bereich der NO_x und CO₂ Emissionen bedacht werden, der dadurch beeinflusst werden kann. Insgesamt ist jedoch mit Gasturbinen eine flexiblere Fahrweise als beispielsweise mit Dampfturbinen möglich (C. Lechner und Seume 2019).

Der Teillastbetrieb im Bereich von ca. 60 bis 80 % der Nennleistung ist auch für die Frequenzhaltung relevant. Gasturbinen müssen für den aktiven Frequenzstützungsbetrieb Lastgradienten von ca. 10 % der Nennlast in zehn Sekunden verarbeiten können. Dabei können jedoch unter Umständen kritische Betriebszustände entstehen. Eine Frequenzhaltung und entsprechende Fahrweise der Anlage ist jedoch möglich (C. Lechner und Seume 2019). Auch die Gasturbine verfügt über einen Generator und kann damit weitere Systemdienstleistungen, die in diesem Zusammenhang betrachtet werden, zur Verfügung stellen. Dazu zählen die Momentanreserve als Vorprodukt des Regelleistungsmarktes und die Spannungshaltung mit Blind- und Kurzschlussleistung.

Ein Studienvergleich zu den Investitionskosten von Gasturbinen zeigt zudem die deutlich geringeren Investitionskosten dieser Anlagen. Mit 400 Euro/kW und weniger werden die Investitionskosten für Gasturbinen in den Jahren 2020 bis 2030 angesetzt. Bei GuD-Anlagen sind es zwischen 600 und 1.000 Euro/kW (Kunz 2012).

An dieser Stelle soll auf die derzeitige installierte Leistung in der Industrie, die diese Anlagen hauptsächlich betreibt, eingegangen werden. Es kann davon ausgegangen werden,

dass Gasturbinen vor allem im höheren Leistungssegment, über dem Schwellenwert von 1 MW Engpassleistung, eingesetzt werden. Im Jahr 2017 wird eine installierte Leistung im Umfang von 3,5 GW gemessen. Insgesamt produzierten diese Anlagen im gleichen Zeitraum 18,4 TWh Strom und davon 17,7 TWh in KWK-Anlagen (Statistisches Bundesamt 2017).

Gasturbinen können insgesamt flexibel betrieben werden. Je nach Einsatz und Fahrweise kann es sinnvoll sein, mehrere Anlagen zu koppeln, anstatt ein Großkraftwerk zu installieren. Auf diesem Weg kann ein noch flexiblerer und effizienterer Betrieb möglich sein. Zudem variieren die Gasturbinen je nach Fahrweise in ihrer Effizienz und dies sollte aus Unternehmenssicht entsprechend berücksichtigt und einkalkuliert werden. Die möglichen Systemdienstleistungen durch Gasturbinen sind nochmals in der Tabelle 8.1 dargestellt.

8.2.3 Gas-und-Dampf-Kraftwerk

Die Vor- und Nachteile der Gas- und der Dampfturbinenkraftwerke wurden soeben beschrieben. In der Kombination dieser beiden Anlagen können wertvolle Synergien entstehen, die ein effizientes Kraftwerk bilden. Vereinfacht zusammengefasst kann zum einen die entstehende Wärme aus dem Prozess der Gasturbine genutzt werden, um diese in den Dampfkraftprozess einzuleiten. Im reinen Betrieb einer Gasturbine entstehen hohe Abgasverluste. In einem GuD-Kraftwerk können diese Verluste wiedergewonnen und in der Dampfturbine eingesetzt werden. Zum anderen wird durch die Verwendung der Abgase aus dem Gasturbinenprozess der eigentliche thermodynamische Nachteil der Dampfturbine im Mitteltemperaturbereich ausgeglichen. Auf diesem Weg kann der Wirkungsgrad in diesen Kombi-Kraftwerken je nach Größenklasse beispielsweise auf über 60 % angehoben werden. Daher hat sich die Marktnachfrage in den vergangenen Jahren auch zugunsten dieser Anlagen verschoben (Wiesche und Joos 2018). Weitere Vorteile dieses kombinierten Kraftwerksprozesses sind die schnellen Inbetriebnahmemöglichkeiten und die vergleichsweise geringen CO₂-Emissionen, die im Zuge der Klimapolitik ein relevanter Faktor sind (Wiesche und Joos 2018). Die Investitionskosten wurden bereits miteinander verglichen und liegen durch die Kombination zweier Anlagentypen über den Kosten beispielsweise einer reinen Gasturbine. Zudem wird ein Großteil der in Deutschland installierten Anlagen als KWK-Anlage betrieben (Görner und D. U. Sauer 2016).

GuD-Kraftwerke können flexibel betrieben werden. Sowohl über die Gasturbine als auch über die Dampfturbine lassen sich durch gezielte Eingriffe und Steuerung Laständerungen realisieren, sodass auch die Bereitstellung von Regelleistung möglich ist. Am Beispiel eines GuD-Industriekraftwerks konnten Kahlert und Spliethoff modellieren, dass bis zu

66 % der Stromerzeugung kurzfristig und flexibel eingesetzt werden können (Kahlert und Spliethoff 2016). Bei dem Kraftwerk im bayerischen Irsching handelt es sich beispielsweise um eine GuD-Anlage, die sich durch ihre Flexibilität vor allem für den Mittel- und Spitzenlastbetrieb eignet. Diese Anlagen können derzeit Kaltstarts innerhalb von 2 bis 4 Stunden durchführen. In Zukunft soll die technische Weiterentwicklung so weit gehen, dass die Anlagen bereits nach weniger als 1,5 Stunden zur Verfügung stehen. Eine weitere Optimierung wird auch im Bereich der Lastgradienten angestrebt. Derzeit liegt die Laständerungsgeschwindigkeit der Anlagen bei ca. 2 bis 9 % ihrer Leistung pro Minute. Zukünftig sollen 10 bis 11 % pro Minute erreicht werden (Görner und D. U. Sauer 2016). Ähnlich wie Gasturbinenkraftwerke können auch die Kombikraftwerke Schwarzstarts, unterstützt mit Dieselaggregaten, durchführen. Außerdem ist es diesen Anlagen durch ihren Aufbau und Netzanschluss über einen Synchrongenerator in der Regel möglich, Blind- und Kurzschlussleistung zur Verfügung zu stellen (Tröster 2014).

Die Datenlage industriell betriebener GuD-Anlagen stellt sich derzeit als schwierig dar. Für ganz Deutschland konnte die Zahl 12,4 GW installierte Leistung im Jahr 2015 ermittelt werden. Diese Zahl soll daher im weiteren Verlauf als Grundlage dienen (Künzel, Klumpp und Weidlich 2017).

Es kann daher festgehalten werden, dass kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke zahlreiche Vorteile, im Gegensatz zu einem jeweiligen Einzelbetrieb der Anlagentypen, mit sich bringen. Hohe Wirkungsgrade, auch im Teillastbetrieb, sowie flexible Betriebsmöglichkeiten zeichnen die Anlagen aus, sodass eine Vielzahl an Systemdienstleistungen mit diesen Kraftwerken erbracht werden können.

8.2.4 Verbrennungsmotor

Als letzte Technologie im Rahmen dieser Bewertung soll der klassische Verbrennungsmotor betrachtet werden. Je nach Kraftstoff sind unterschiedliche Funktionsweisen dieser Motoren möglich. In Anbetracht der laufenden Diskussionen rund um eine Steigerung des Klimaschutzes müssen auch die Emissionswerte dieser Anlagen betrachtet werden. Obwohl der Einsatz von erneuerbarem Biogas eine verringerte Lebensdauer dieser Anlagen zur Folge hat, ist ein Betrieb mit regenerativen Kraftstoffen im Prinzip möglich. Daher wird ein mit Gas betriebener Verbrennungsmotor, im Vergleich zum Einsatz mit beispielsweise Diesel oder Benzin, als zukunftsfähige Technologie mit politisch besser absehbaren Rahmenbedingungen eingestuft.

Die Funktionsweise eines Gasmotors stellt sich wie folgt dar: Üblicherweise wird ein Hubkolbenmotor eingesetzt, dessen Brennkammer mit Gas gefüllt wird. Nachdem die

Ventile geschlossen wurden, wird das Gas in der Kammer verdichtet und entzündet. Mit der Entzündung nimmt das Volumen zu und Energie wird frei, die die angeschlossenen Kolben und Kurbelwellen antreibt. Auf diese Weise kann eine Verstromung der gewonnenen Energie erfolgen. Nach Ableitung der Abgase wird dieser Prozess wiederholt und eine dynamische Bewegung der Kolben zum Antrieb erfolgt. Zudem kann die entstehende Abwärme entsprechend genutzt werden. Daher ist eine Kombination in BHKWs verbreitet. Zudem kann dieser Prozess unterschiedlich dimensioniert werden. Gasmotoren sind sowohl im kleinen Bereich wie beispielsweise im Verkehr, bis hin zu Großanlagen mit mehr als 10 MW Leistung möglich. Vorteil bei deren Einsatz ist vor allem die modulare Zusammenstellung dieser Anlagen. Je nach Bedarf können die Gasmotoren entsprechend aneinandergereiht und somit die notwendige Leistung erzielt werden (Lindner 2019). Zudem finden sie häufig Einsatz als Notstromaggregate und werden zur Absicherung in Krankenhäusern, Rechenzentren oder Industrieanlagen installiert (Krzikalla, Achner und Brühl 2013).

Die Wirkungsgrade von Gasmotoren variieren in ihrer Leistungsklasse und können bei Anlagen im Umfang ab 1 MW von 37 % bis 49 % eingeordnet werden. Kleinere Leistungsklassen verfügen über geringere Wirkungsgrade (ASUE 2015a). Dieser Wirkungsgrad wird ebenfalls niedriger, wenn die Anlage im Teillastbetrieb gefahren wird. Der Teillastbetrieb ist zwar ab ca. 30 % des Vollastbereiches möglich, hat jedoch gleichzeitig negative Auswirkungen auf die Emissionswerte der Anlage. Nachdem klimaschädliche Emissionen eine immer höhere Bedeutung erlangen und entsprechende Grenzwerte tendenziell verschärft werden, muss dieser Aspekt beim Teillastbetrieb berücksichtigt werden (Lindner 2019). Obwohl die Effizienz im Teillastbetrieb erheblich abnimmt, können die Gasmotoren ihre Last schnell ändern und verfügen daher über ein hohe Laständerungsgeschwindigkeit, die einen flexiblen Einsatz ermöglicht (Krzikalla, Achner und Brühl 2013).

Im Vergleich zu den bereits beschriebenen Technologien wurden im Rahmen der Literaturrecherche Investitionskosten für Erdgas-BHKWs mit Otto-Motor gefunden. Mit steigenden Leistungsbereichen sinken auch die Investitionskosten. Im Bereich unter 100 kW Leistung müssen mit ca. 1.200 bis 2.400 Euro pro kW gerechnet werden. In Leistungsklassen ab 1 MW dagegen bewegen sich die Investitionskosten zwischen 400 und 500 Euro pro kW. In den für diese Arbeit relevanten Leistungsbereichen ist ein Erdgas-BHKW daher mit den Kosten einer Gasturbine vergleichbar (ASUE 2015a). Im Bereich der Gasmotoren werden aber in absehbarer Zeit keine Preisreduktionen erwartet, da davon ausgegangen wird, dass die Einsparungen durch die Prozessoptimierungen und die höheren Auflagen im Bereich der Schadstoffemissionen ausgeglichen werden (Lingstädt u. a. 2018). Nachdem auch ein Gasmotor über einen Synchrongenerator an das Netz angeschlossen werden

kann, sind bereits einige der an dieser Stelle zentralen Systemdienstleistungen durch diese Technologie abdeckbar. Dazu zählen neben Blind- und Kurzschlussleistung auch die Momentanreserve. Auch eine Teilnahme am Regelenergiemarkt ist mit Gasmotoren aus technischer Sicht möglich. Allein die Dimensionierung der Anlage und die Art und Weise der Gaszufuhr können hier limitierende Faktoren darstellen (Gernerstorfer und Schlager 2013). Zudem ist Gasmotoren auch ein Schwarzstart möglich, nicht zuletzt werden Motoren in thermischen Kraftwerken als netzunabhängige Starthilfe verwendet.

Besonders für den Einsatz in der Industrie muss ein weiterer Vorteil der Gasmotoren hervorgehoben werden. Durch den modularen Einsatz und deren vergleichsweise geringen Größe können Gasmotorenkraftwerke bereits auf kleineren Flächen als vergleichbare Anlagen errichtet werden. Nachdem die Flächenverfügbarkeit bei industriellen Grundstücken häufig begrenzt ist bzw. der Aspekt Flächenverbrauch eine immer wichtigere Rolle spielt, kann dies als positiver Aspekt gewertet werden (Lindner 2019).

Die installierte Leistung dieser Anlagen kann nur abgeschätzt werden. Das Statistische Bundesamt geht im Jahr 2017 davon aus, dass in den berücksichtigten Wirtschaftszweigen der Industrie insgesamt 920 MW Leistung in Form von Verbrennungsmotoren vorhanden sind. Dabei werden wiederum nur Anlagen über 1 MW Bruttoengpassleistung in der Statistik berücksichtigt, obwohl vor allem Verbrennungsmotoren auch in kleinen Leistungsklassen dimensioniert werden können (Statistisches Bundesamt 2017). In einer Studie für den Bundesverband erneuerbarer Energien quantifizieren auch Krzikalla u.a. das vorhandene Potential an Verbrennungsmotoren in Deutschland. Stand 2013 gehen die Autoren von ca. 750 MW Leistung an Notstromaggregaten allein in Rechenzentren aus. Sie stellen Unternehmen dar, die im Rahmen der Statistik des Bundesamtes nicht berücksichtigt werden. Des Weiteren haben die Autoren auch die Vorhaltung von Notstromaggregaten in Krankenhäusern miteinbezogen und schätzen, dass dort ca. 6 GW Leistung vorhanden sind. Insgesamt wird von einer installierten Leistung an Verbrennungsmotoren in der deutschen Wirtschaft im Umfang von ca. 8 GW ausgegangen (Krzikalla, Achner und Brühl 2013). Nachdem in diesem Rahmen nur die Industrie betrachtet werden soll, werden im weiteren Verlauf nur die Zahlen des Statistischen Bundesamtes berücksichtigt.

Zusammenfassend kann daher festgehalten werden, dass Verbrennungs- und vor allem Gasmotoren sehr flexibel zu betreiben sind. Ein flexibler Betrieb kann jedoch Auswirkungen auf die Emissionswerte der Anlage haben. Vor allem im Teillastbetrieb nimmt nicht nur die Effizienz ab, sondern auch die Abgaswerte steigen an. Darüber hinaus können diese Anlagen durch die Kombination mit einem Synchrongenerator Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen und sich auch am Regelleistungsmarkt beteiligen. Derzeit werden

Verbrennungsmotoren häufig als Notstromversorgungsanlagen oder in Kombination als BHKW betrieben. Insgesamt kann in Deutschland von einer installierten Leistung im Umfang von 8,8 GW ausgegangen werden. Im Folgenden sollen nun die beschriebenen Technologien nochmals abschließend miteinander verglichen und entsprechend bewertet werden.

8.2.5 Bewertung

Die Ergebnisse aus den detaillierten Betrachtungen der vier Kraftwerkstypen sind in der Tabelle 8.1 nochmals zusammengefasst. Die Aufstellung zeigt, dass sich die GuD-Anlagen, Gasturbinen und Gasmotoren prinzipiell gleichermaßen für die Bereitstellung der zentralen Systemdienstleistungen eignen. Einzig die alleinige Dampfturbine kann nicht derart flexibel betrieben werden, da die Dampfführung nicht vergleichbar schnell auf Veränderungen reagieren kann. Daher können Laständerungen nicht sofort umgesetzt werden und auch eine Schwarzstartfähigkeit ist bei diesen thermischen Kraftwerken nicht ohne Unterstützung möglich. Auch in puncto Regelleistungsmarkt sind die Dampfturbinen in der Konsequenz und im Vergleich zu den flexibleren Technologien wie bspw. dem Gasmotor weniger geeignet. Eine Teilnahme ist zwar prinzipiell technisch möglich. Dagegen eignen sich besonders die Gasturbinen und GuD-Anlagen mit ihrer hohen Laständerungsgeschwindigkeit für den flexiblen Einsatz am Regelleistungsmarkt. Beim Gasmotor können die negativen Emissionswerte im Teillastbetrieb als Nachteil im Bereich der flexiblen Frequenzhaltung angemerkt werden. Daher wird der Gasmotor trotz hoher Flexibilität nicht gleichermaßen positiv in der Tabelle 8.1 eingestuft.

Nichtsdestotrotz sind Dampfturbinen mit 6,8 GW installierter Leistung in der Industrie weit verbreitet und häufiger im Einsatz als die beispielsweise flexible Gasturbine. Bei den Investitionskosten sind die Gasturbine und der Verbrennungsmotor mit 400 Euro pro kW installierter Leistung im Vergleich die günstigsten Technologien.

Bei der Schwarzstartfähigkeit sind alle Kraftwerke, außer der Gasmotor, auf Unterstützung angewiesen. Die Dampfturbine muss wie die anderen Kraftwerke mit Aggregaten kombiniert werden. Der Gasmotor selbst wird häufig in Notstromaggregaten eingesetzt und ist daher für den Schwarzstart geeignet.

Tabelle 8.1 Technologiebewertung zur Bereitstellung von Backup-Leistung und Systemdienstleistungen [Stand 2017]

	Dampfturbine	GuD-Anlage	Gasturbine	Gasmotor
installierte Leistung (in GW)	7,8	12,4 ^{*1}	3,5	0,9
Investitionskosten (in Euro/kW) ^{*2}	1.500	600-1.000	< 400	400-500 ^{*3}
Wirkungsgrad ^{*4}	bis zu 45 %	bis zu 60 %	18-38 %	37-49 %
Laständerungsgeschwindigkeit	-	+	+	-/+
Schwarzstartfähigkeit	-/+	-/+	-/+	+
Kurzschlussleistung	+	+	+	+
Blindleistung	+	+	+	+
Momentanreserve	+	+	+	+
Regelenergiemarkt	-/+	+	+	-/+
Primärregelleistung	-	+	+	-/+
Sekundärregelleistung	-/+	+	+	-/+
Minutenreserve	-/+	+	+	-/+

Legende:

- = schlecht geeignet; -/+ = mit Einschränkungen geeignet; + = gut geeignet

^{*1} Gesamtdeutsche Zahlen inkl. Industrie und öffentliche Versorgung

^{*2} für Leistungsklassen bis ca. 5 MW

^{*3} für Erdgas-BHWK mit Otto-Motor ab 1 MW Leistung

^{*4} für Leistungsklassen von 1 bis 5 MW und 100 % Last

Quelle: eigene Darstellung nach Krzikalla, Achner und Brühl 2013; Gererstorfer und Schlager 2013; ASUE 2015a; Görner und D. U. Sauer 2016; Künzel, Klumpp und Weidlich 2017; Wiesche und Joos 2018; Kahlert und Spliethoff 2016; C. Lechner und Seume 2019; Lingstädt u. a. 2018; Wünsch u. a. 2014; Statistisches Bundesamt 2017; Kunz 2012

Abgesehen von diesen Unterschieden ist die Bereitstellung der genannten Systemdienstleistungen für die GuD-Anlage, die Gasturbine, die Dampfturbine und den Gasmotor, möglich. Sie alle verfügen über einen Generator, der die Bereitstellung von Blindleistung, Momentanreserve und Kurzschlussleistung möglich macht. Dabei handelt es sich jedoch um eine technische Fähigkeit.

Die gleichzeitige Produktion von Strom und Wärme für die Prozesse im Unternehmen ist wie bereits in Kapitel 4.2 beschrieben, einer der zentralen Vorteile und ein Argument, das für eine Eigenstromversorgung spricht. Auch die soeben beschriebenen Technologien werden häufig in gekoppelten Systemen betrieben. Nachteil dabei kann jedoch bei KWK-Anlagen sein, dass die Anlagen aufgrund des höheren Wirkungsgrades wärmegeführt betrieben werden. Das bedeutet, dass die Wärmeproduktion einen limitierenden Faktor darstellt. Die Anlage wird so dimensioniert und gefahren, dass die entstehende Wärme im

Produktionsprozess verwendet werden kann, obwohl zur gleichen Zeit auch mehr Strom benötigt werden könnte. Wenn die überschüssige Wärme nicht anderweitig verwendet werden kann, wird in der Regel auch keine höhere Stromproduktion stattfinden. Besonders im Hinblick auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen auf dem Strommarkt ist jedoch eine Produktion von zusätzlichen Strommengen zentral. Hierfür gibt es unterschiedliche Fahrweisen für die Anlagen, die es ermöglichen die Stromproduktion zu erhöhen. Jedoch müssen beispielsweise ein Wärmespeicher oder ein Fernwärmennetz die zusätzliche Wärme aufnehmen. Aus Energieeffizienzgründen ist dies zwar nicht ideal, ein stromgeführter Betrieb wird auf diese Weise aber möglich. An dieser Stelle muss jedoch angemerkt werden, dass der deutsche Rechtsrahmen häufig einen wärmegeführten Betrieb von KWK-Anlagen vorschreibt, damit gewisse Privilegien in Anspruch genommen werden können. Hierzu zählen beispielsweise die Steuervorteile im Bereich der Stromsteuer (Generalzolldirektion 2020). Bei den weiteren Untersuchungen wird vorausgesetzt, dass die erzeugte Wärme auch verwendet werden kann.

Unternehmen müssen je nach Bedarf und Produktionsprozess eine geeignete Anlage auswählen. Im weiteren Verlauf sollen in Bezug auf das solidarische Anlagenkonzept jedoch die Gasturbine und der Verbrennungsmotor beispielhaft herangezogen werden, da sie in Bezug auf die Investitionskosten und die Flexibilitätsmöglichkeiten gute Grundvoraussetzungen bieten.

9 Potentiale solidarischer Eigenstromversorgungsanlagen auf dem Strommarkt

Im weiteren Verlauf soll überprüft werden, welche Einsatzmöglichkeiten solidarisch eingesetzte KWK-Anlagen der Industrie auf dem Strommarkt haben können und welche Effekte sich aus volkswirtschaftlicher Sicht ergeben. Diese Überprüfung soll anhand des Energiemodells *evrys* der TU München erfolgen. Hierfür wurden Modellrechnungen durchgeführt, deren Methodik im Kapitel 3 beschrieben wird. Im Folgenden werden in einem ersten Schritt die unterschiedlichen Szenarien eingeführt, bevor die Auswertung und Diskussion der Ergebnisse erfolgt.

9.1 Betrachtete Szenarien im Energiesystemmodell

Mit Hilfe des Energiesystemmodells sollen Rückschlüsse auf die Potentiale eines solidarischen Anlagenkonzepts ermöglicht werden. Nachdem das Energiemodell selbst den kostenoptimalen Einsatz der vorhandenen Infrastruktur berechnet, müssen zusätzliche Annahmen getroffen werden, die eine Bewertung der zugrundeliegenden Hypothese und Forschungsfrage erlauben. Hierfür werden vier Szenarien entwickelt, die den Zubau an zusätzlicher Infrastruktur abbilden. In der Abbildung 9.1 sind diese Szenarien dargestellt.

Die Szenarien unterscheiden sich im Zubau von zusätzlichen Kapazitäten. Betrachtet werden jeweils die Jahre 2025, 2030 und 2040. Damit ist auch das Ende der Kohleverstromung in Deutschland entsprechend berücksichtigt und der Wegfall der bestehenden konventionellen Kapazitäten abgebildet. Für die Szenarien II bis IV wird jeweils von einer Variablen ausgegangen, die für die infrastrukturellen Veränderungen verantwortlich ist. Einzig das Szenario I spiegelt die Realität auf Basis der angenommenen Entwickl-

lungen aus dem Kapitel 3 am europäischen Strommarkt wider und enthält daher keine Variable. Es dient als Referenz, um die anderen Szenarien in ein Verhältnis setzen zu können. In den Szenarien II und IV ist es jeweils die Industrie, die in zusätzliche Kapazitäten investiert. Im Szenario III werden die Kapazitäten von zentralen Großkraftwerken abgedeckt.

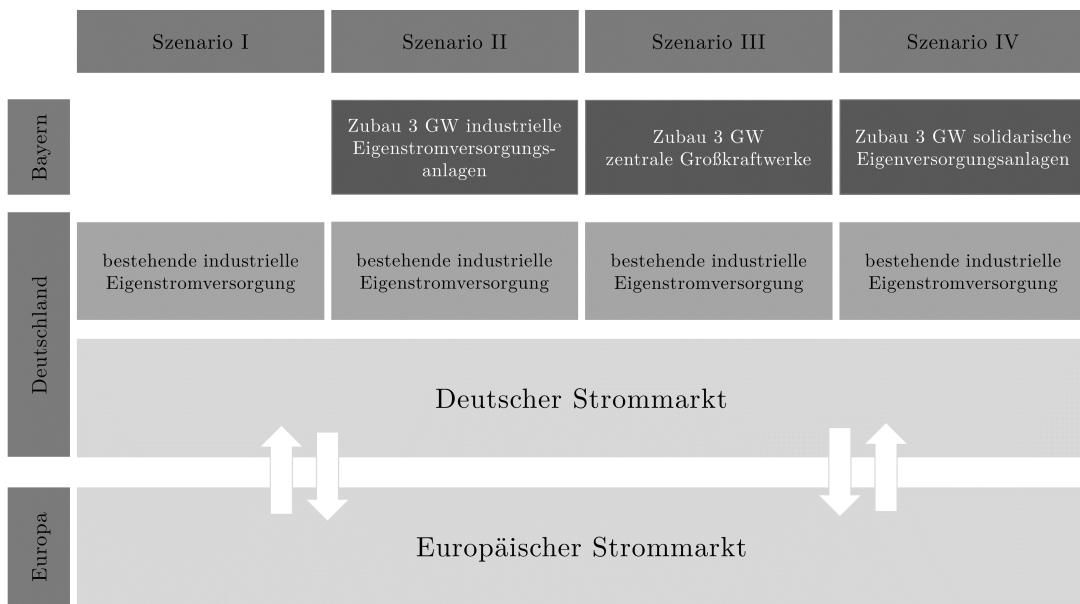


Abbildung 9.1 Aufbau der vier Szenarien im Energiesystemmodell
Quelle: Eigene Darstellung

Die Modellierung des Zubaus begrenzt sich regional auf das Bundesland Bayern. Grund hierfür sind die Datenlage und vorhergegangene Untersuchungen. Für Bayern wurde die zu erwartenden Versorgungslücke in Höhe von 3,5 GW bereits quantifiziert (Gawlick u. a. 2020). Zusätzlich wird die Industrie in Bayern herangezogen, um einen realistischen Zubau modellieren zu können. Grundlage hierfür ist der deutschlandweite Eigenerzeugungsanteil der Industrie zur Deckung des eigenen Industriestromverbrauchs. Dieser liegt bei 21,2 %, wohingegen der Wert in Bayern lediglich bei 13,6 % liegt. Um diesen Wert auf das deutschlandweite Niveau anzuheben, müsste in Bayern ein Zubau von ca. 750 MW Leistung erfolgen. Zusätzlich werden in Bayern durch den Wegfall der Kern- und Kohleeneriekraftwerke zukünftig 34,6 TWh (Stand 2017) weniger Strom erzeugt. Nimmt man auch hier an, dass die Industrie 21 % dieses Stromverbrauchs selbst deckt, müssten 7,3 TWh/a Strom durch die Industrie zusätzlich erzeugt werden. Dies entspricht einem Zubau von weiteren 2,1 GW Leistung. Außerdem muss bedacht werden, dass einige

Industriekraftwerke in Bayern nach wie vor mit Kohle betrieben werden. Diese Kraftwerke erzeugen derzeit jährlich ca. 310 GWh Strom (Statistisches Bundesamt 2017). Eine Umrüstung muss perspektivisch erfolgen. An dieser Stelle kann ein geringer Leistungszuwachs unterstellt werden. Summiert man diese Annahmen auf, ergibt sich ein realistisch anzunehmender Leistungszubau von ca. 3 GW in Bayern durch die Industrie. Damit könnten die Industriekraftwerke in Bayern einen Großteil der quantifizierten Versorgungslücke in Höhe von 3,5 GW decken. Das dieser Kapazitätszubau auch aus Gesamtdeutscher Sicht eine realistische Größenordnung ist, zeigen die Ausschreibungen der ÜNB. Im Jahr 2018 wurden 2 GW Kapazitätsreserveleistung in Süddeutschland ausgeschrieben. Dabei kann es sich neben Kraftwerken auch um Speicher oder regelbare Lasten, die im Bedarfsfall das System stabilisieren und auch als Netzreserve fungieren sollen (ÜNB 2021). Diese Kraftwerke werden jedoch außerhalb des Strommarktes errichtet und nicht wie in den folgenden Ausführungen als Backup-Leistung im Wettbewerb am Markt.

Aufgrund dieser verfügbaren Datengrundlage wird der Zubau auch exemplarisch für Bayern modelliert, die Leistungsflüsse und damit die Versorgung über nationale und internationale Leitungen bleiben jedoch bestehen und am Ende sind Rückschlüsse für ganz Deutschland möglich. Im Folgenden werden die vier unterschiedlichen Szenarien genauer beschrieben.

Szenario I: Referenzszenario

Das Szenario I im Energiesystemmodell dient als Referenzszenario und bildet die Realität ab. Das bedeutet, dass im Szenario I kein Zubau von zusätzlichen Kapazitäten angenommen wird. Die Veränderungen im Kraftwerkspark über den betrachteten Zeitraum hinweg sind über den NEP angelegt und wurden bereits in der Tabelle 2.4 gezeigt. Die Industrie in Deutschland produziert Strom in eigenen Kraftwerken im Umfang von 53 TWh. Insgesamt 37 TWh der Stromerzeugung erfolgt in KWK-Anlagen (vgl. Kapitel 6). Zudem wird, wie bereits beschrieben, eine relativ konstante Stromnachfrage der Industrie bis 2040 angenommen. Die Eigenstromerzeugung der Industrie wird für den ausschließlichen Eigenbedarf verwendet und es werden keine Leistungssteigerungen modelliert. Die Verteilung der bestehenden Eigenerzeugungskapazitäten auf die einzelnen Regierungsbezirke in Bayern erfolgt ebenfalls anhand der Bruttowertschöpfung (Stand 2017).

Szenario II: Entsolidarisierung

Im zweiten Szenario wird von einem starken Ausbau der industriellen Eigenstromerzeugung ausgegangen. Die Strommengen würden aber weiterhin zur Deckung des Eigenbedarfs in der Industrie verwendet. Die Höhe des Ausbaus erfolgt im errechneten Umfang von 3 GW. Der Zubau und damit die erzeugten Strommengen stünden jedoch nicht dem Markt zur Verfügung. Daher würde die Nachfrage der Industrie aufgrund des höheren Eigenerzeugungsanteils zurückgehen. Damit wird die beschriebene Entsolidarisierung modelliert, die im Zusammenhang mit der Eigenstromversorgung kritisch angemerkt wird.

Szenario III: Zentralisierung

Das Energiesystemmodell modelliert den Einsatz der Kraftwerke auf der Basis der optimalen Kosten. Um die Effekte einer industriellen Eigenstromversorgung auf den Gesamtmarkt vergleichen zu können, ist neben dem Referenzszenario I ein weiteres Szenario notwendig. Das Szenario III zeigt daher die Auswirkungen der Zentralisierung. Die 3 GW Leistungssteigerung in Bayern würden in diesem Szenario durch zentrale Großkraftwerke realisiert. Der Zubau der Kraftwerke findet bereits bis 2025 statt und erfolgt an den bisherigen Standorten der letzten bayerischen Kernkraftwerke in Schwaben und Niederbayern. Die bereits vorhandene Infrastruktur könnte an dieser Stelle genutzt werden und ist Grundlage für die Verortung des Leistungszubaus. Um die Kostenstruktur und die technischen Eigenschaften, wie beispielsweise die Laständerungsgeschwindigkeit abbilden zu können und eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, werden Gasturbinenkraftwerke, wie im folgenden Szenario IV, als Technologie modelliert.

Szenario IV: Solidarisierung

Neben der Entsolidarisierung und Zentralisierung wird auch ein solidarisches Szenario modelliert. Der Aufbau von Szenario IV ist nahezu identisch mit Szenario II. Der Unterschied liegt jedoch darin, dass der Zubau der Industrie KWK-Anlagen nicht nur für die Eigenversorgung verwendet würde, sondern würde dem Markt auch solidarisch zur Verfügung gestellt. Im Modell bedeutet das, dass der Markt auf die Kapazitäten zugreifen kann. Dies beschränkt sich aber auf die neu zugebaute Leistung und schließt nicht die

Bestandskraftwerke mit ein. Da von einer flexiblen Fahrweise der Anlagen ausgegangene werden muss und eine Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien hergestellt werden soll, wird nur der Zubau berücksichtigt. Damit stünden ebenfalls 3 GW zusätzliche Leistung wie in Szenario III zur Verfügung.

Entsprechend jeder Variablen muss der restliche Stromverbrauch und die übrige Stromerzeugung (Abbildung 9.1: Strommarkt) abgebildet und angepasst werden. Damit auch die Veränderungen über die betrachteten Zeiträume abgebildet werden, unterliegen die einzelnen Komponenten Schwankungen. In Szenario II werden die bestehende Eigenstromerzeugung und der Kapazitätszubau außerhalb des Marktes angenommen und der Nachfragerückgang der Industrie daher entsprechend vom Basisfall abgezogen.

Zudem müssen die grundlegenden Veränderungen über den zeitlichen Verlauf bis 2040 modelliert werden. Auf Basis einer Studie des BMWi wird zum einen angenommen, dass die Stromnachfrage der Industrie bis 2040 konstant bleibt. Die Veränderungen in der industriellen Wertschöpfung oder Nachfrage werden durch ausgleichende Komponenten wie eine erhöhte Energieeffizienz kompensiert. Zudem sind die wirtschaftlichen Entwicklungen und die damit verbundenen Auswirkungen auf den Stromverbrauch schwierig zu prognostizieren (BMW 2014); entsprechend wird im Modell eine konstante Stromnachfrage angenommen. Parallel dazu wird der Zubau der industriellen Kapazitäten auch nur bis zum Jahr 2030 modelliert. In einer weiteren Studie im Auftrag des BMWi werden unterschiedliche KWK-Entwicklungspfade analysiert. Diese Studie kommt zu dem Ergebnis, dass aufgrund der momentanen Energiepolitik kein größerer Zubau von KWK-Anlagen nach 2030 zu erwarten ist. Die Abkehr von der Verbrennung fossiler Rohstoffe ist angelegt und hat daher auch Auswirkungen auf den zukünftigen Einsatz der KWK-Technologie (BMW 2019a). Der im Energiesystemmodell hinterlegte Zubau industrieller Kapazitäten erfolgt daher auch vollständig bis zum Jahr 2030. An dieser Stelle wird der Einsatz von Gasturbinen modelliert. Dies hat sich aus den Analysen im Kapitel 8 ergeben. Weitere Grundlage für den übrigen Kraftwerkspark und seine Entwicklungen sind die aktuellen Netzentwicklungspläne, die im Modell berücksichtigt werden und im Rahmen von Kapitel 3 vorgestellt wurden.

In der Tabelle 9.1 ist der modellierte Zubau auf Basis der soeben erfolgten Ausführungen für Bayern nach Regierungsbezirken aufgelistet.

Tabelle 9.1 Verteilung des Zubaus der zusätzlichen Kapazitäten je Szenario auf die bayerischen Regierungsbezirke nach Bruttowertschöpfung (in MW) [Stand 2017]

Regierungs- bezirk	Bruttowert- schöpfung in Mrd. Euro	2025		2030	
		Industrie KWK	zentrale Gas- KW	Industrie KWK	zentrale Gas- KW
Mittelfranken	69,6	148,3	0	296,7	0
Niederbayern	43,1	115,1	1.750	230,2	1.750
Oberbayern	241,2	773,3	0	1.546,6	0
Oberfranken	36,0	82,5	0	165,0	0
Oberpfalz	42,0	110,5	0	220,9	0
Schwaben	66,4	161,9	0	323,8	0
Unterfranken	47,6	108,4	1.750	216,8	1.750
Szenarien:		Sz II & IV	Sz III	Sz II & IV	Sz III

Quelle: Eigene Darstellung nach Bayerisches Landesamt für Statistik 2020

Der angenommene Zubau von 3 GW zusätzlicher Kapazität in Bayern wird für die Szenarien II, III und IV modelliert. Die geographische Verteilung der Kapazitäten für den Zubau von Industrie KWK-Anlagen erfolgt anhand der Bruttowertschöpfung aus dem Jahr 2017. Der Zubau der zentralen Gaskraftwerke findet an den bestehenden Kernenergiestandorten in Bayern, Gundremmingen und Isar statt. Betrachtet werden jeweils die Jahre 2025, 2030 und 2040. Der Zubau der Kapazitäten erfolgt in jedem Szenario aber bereits spätestens bis zum Jahr 2030. Das Modell errechnet den kostenoptimalen Einsatz der vorhandenen Kraftwerksinfrastruktur, wobei erneuerbare Energien als Must-Run Kraftwerke gelten. Das bedeutet, dass keine Abregelung der Erneuerbaren erfolgt, um eventuell günstigere konventionelle Kraftwerke einsetzen zu können. Des Weiteren berücksichtigt das Modell auch die Kosten und Effekte des Hoch- und Herunterfahrens eines Kraftwerks.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellierung vorgestellt und es sind Aussagen über die Potentiale solidarischer Eigenstromversorgungsanlagen möglich.

9.2 Ergebnisse der Energiesystemmodellierung

Die Ergebnisse der Modellierungen im Energiesystemmodell ermöglichen Aussagen über die Einsatzmöglichkeit von Eigenstromversorgungsanlagen auf dem Strommarkt. Damit verbunden ist eine teilweise Beantwortung der Forschungsfrage möglich. Im Folgenden werden die Potentiale aus Sicht des Strommarktes betrachtet, bevor in einem

nächsten Schritt die Wirtschaftlichkeitsaspekte aus der Perspektive von Wirtschaftsunternehmen beleuchtet werden.

Das Energiesystemmodell bietet Aufschluss über die kostenoptimale Zusammensetzung des Strommixes in den betrachteten Jahren 2025, 2030 und 2040 sowie über die Einsatzzeiten der modellierten Kraftwerke. Außerdem sind Rückschlüsse auf die Entwicklungen des Börsenstrompreises, die Emissionen und die Lastflüsse mit den Nachbarstaaten möglich.

9.2.1 Stromerzeugung und Einsatzzeiten

In einem ersten Schritt werden die Ergebnisse rund um die Stromerzeugungssituation in Deutschland und angrenzenden Nachbarstaaten dargestellt. Die Veränderungen werden über den Betrachtungszeitraum beschrieben und die Auswirkungen auf den Strommix je Szenario werden diskutiert.

Im Jahr 2025 ist in Deutschland der Ausstieg aus der Kernenergie bereits erfolgt. Der Strommix wird sich entsprechend anpassen, dies zeigt die Stromerzeugung im Referenzszenario I bis 2040 in der Abbildung 9.2.

Zum einen übernehmen die erneuerbaren Energien durch den fortschreitenden Ausbau einen immer größer werdenden Anteil an der Stromerzeugung. Zum anderen leisten die noch am Netz befindlichen Stein- und Braunkohlekraftwerke ihren Beitrag. Im Jahr 2030 nimmt der Einfluss der Stromerzeugung aus Kohle nochmals deutlich ab, von 143,82 TWh auf 109,88 TWh. Im Jahr 2040 ist der Kohleausstieg im Modell vollständig erfolgt und die fehlenden Strommengen aus diesen konventionellen Kraftwerken werden neben dem Zubau an erneuerbaren Energien, allen voran der Windenergie sowohl onshore als auch offshore, durch Gaskraftwerke kompensiert. Der Anteil der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken steigt von 22,61 TWh auf 106,83 TWh in 2040 an. Das Basisszenario I in den Modellrechnungen zeigt daher die angelegten Entwicklungspfade im deutschen Strommarkt und die Verschiebungen. Als Backup-Leistungen müssen im Jahr 2040 dann vor allem Gaskraftwerke herangezogen werden. In diesem Szenario sind jedoch noch keine Anpassungen der Infrastruktur angenommen. Das der Energieträger Gas mittelfristig eine entscheidende Rolle spielen wird, ist auch Ergebnis zahlreicher anderer Modellberechnungen, beispielsweise der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ aus dem Jahr 2018 (dena 2018).

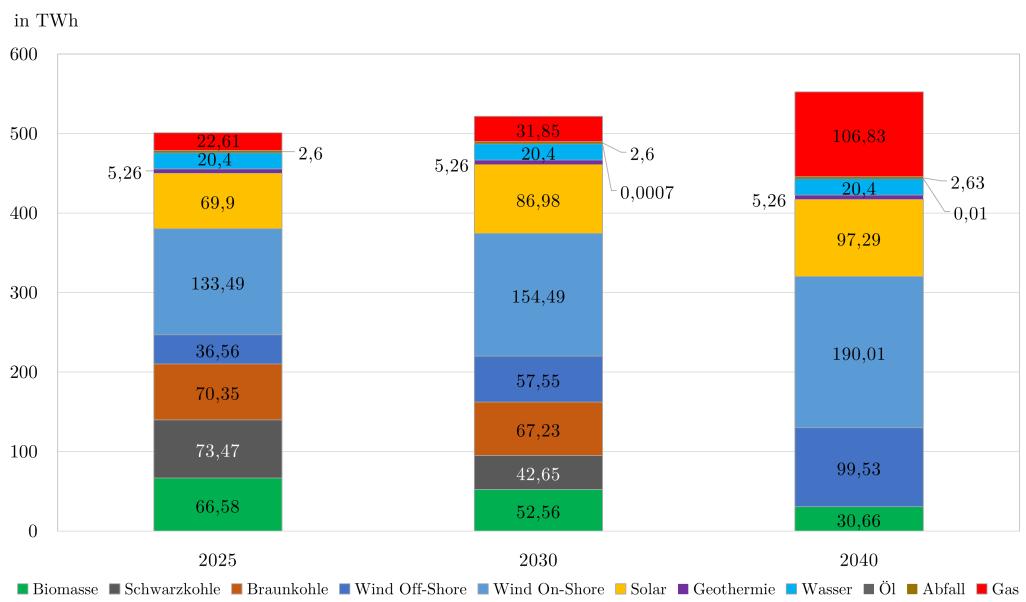


Abbildung 9.2 Modellrechnung: Stromerzeugung (in TWh/a) nach Energieträgern im Basisszenario I in den Jahren 2025, 2030 und 2040

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Im weiteren Verlauf soll nun betrachtet werden, welche Ergebnisse aus den Modellberechnungen hervorgehen, indem die drei zusätzlichen Szenarien einbezogen werden. Die Veränderungen im Jahr 2040 sind für alle vier Szenarien in der Abbildung 9.3 dargestellt. Die Ergebnisse für die Jahre 2025 und 2030 sind im Anhang in den Abbildungen A6, A7 und A8 hinterlegt.

Die Gegenüberstellung zeigt deutlich, dass sich in keinem der Szenarien ein Effekt auf den Zubau der erneuerbaren Energien erkennen lässt. Das Modell sieht die Erneuerbaren als Must-Run Kraftwerke und berücksichtigt den konventionellen Kraftwerkspark nur dann, wenn diese den Bedarf nicht ausreichend decken können. Sie reagieren also flexibel auf den Markt. Die Szenarien unterscheiden sich daher einzig im Einsatz der Gaskraftwerke, deren Stromproduktion variiert, sowie im Einsatz der KWK-Anlagen in Szenario IV. Zudem variiert je nach Szenario auch die Gesamtstromproduktion: Der höchste Wert der Stromerzeugung wird im Szenario III mit über 557 TWh im Jahr 2040 erreicht. Die geringste Produktion erfolgt im Szenario II mit 548 TWh. Die größten Strommengen in Gaskraftwerken werden folglich auch in Szenario III produziert. In diesem Szenario wird von einem Zubau zentraler Gaskraftwerke im Umfang von 3 GW ausgegangen. Den geringsten Beitrag leisten die Gaskraftwerke in Szenario IV. Dort übernehmen die KWK-Anlagen der Industrie im Zuge ihres solidarischen Einsatzes einen Teil der

Stromerzeugung. Dieser beträgt 16,32 TWh pro Jahr bei einer Gesamtstromproduktion in Deutschland im Umfang von 554 TWh.

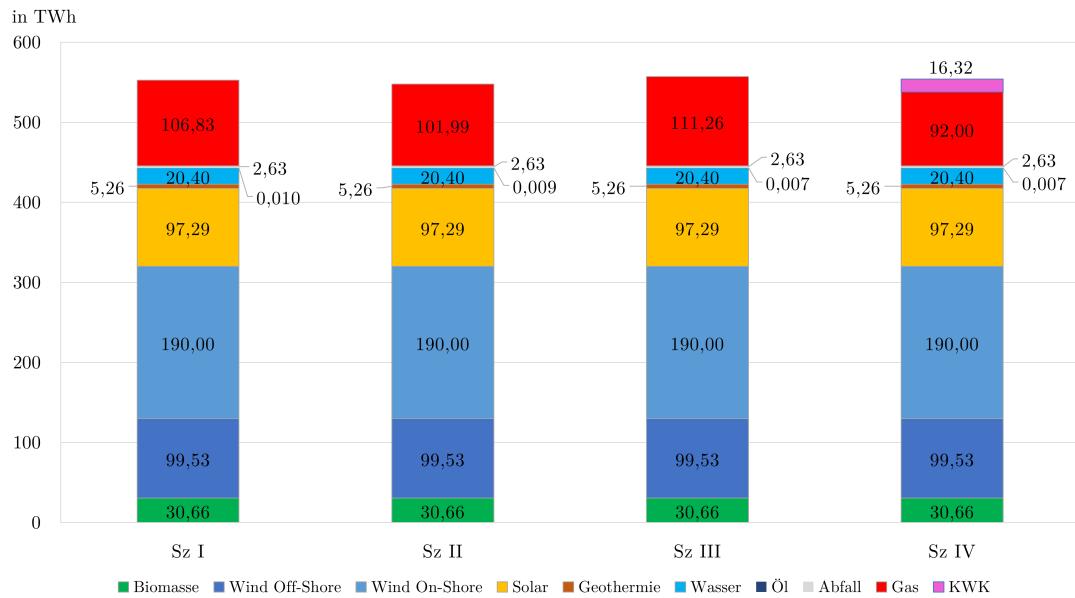


Abbildung 9.3 Modellrechnung: Stromerzeugung (in TWh/a) nach Energieträgern in allen vier Szenarien im Jahr 2040

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

In Szenario II wird gezeigt, welche Auswirkungen die Eigenstromversorgung der Industrie auf die Stromerzeugung in Deutschland haben kann. Es wird unterstellt, dass die Industrie in 3 GW zusätzliche Eigenstromversorgungskapazitäten investiert. Diese Kapazitäten sollen der Industrie aber ausschließlich zur Eigenstromversorgung dienen und treten am Markt nicht auf. Dabei handelt es sich um die bereits beschriebene Entsolidarisierung vom Markt. Für die allgemeine Stromerzeugung bedeutet die Ausweitung der Eigenstromversorgung, dass weniger Kapazitäten am Markt benötigt werden und nur noch ca. 548 TWh Strom im Jahr 2040 in Deutschland erzeugt werden. Im Jahr 2025 sind durch den sukzessiven Zubau zudem weniger Strommengen aus Steinkohle- und Gaskraftwerken notwendig. Mit dem Wegfall der Kohlekapazitäten wirkt sich die verminderte Nachfrage im Jahr 2040 auch auf den Einsatz der Gaskraftwerke aus. Insgesamt werden ca. 5 TWh im Vergleich zu Basisszenario I auf diesem Weg nicht durch die allgemeine Stromversorgung gedeckt. Das Szenario II zeigt daher in Bezug auf die Stromerzeugung, dass eine stärkere Eigenstromversorgung der Industrie auch zu einer

geringeren Stromproduktion am Markt führt und vor allem Kohle- und Gaskraftwerke weniger Strom erzeugen müssen. Die damit verbundenen Effekte auf die Emissionen soll an späterer Stelle genauer eingegangen werden.

Das Szenario III zeigt dagegen den Effekt einer Zentralisierung, indem neue Großkraftwerke zugebaut werden. Dieser Zubau soll direkt im Jahr 2025 an den Kernenergiestandorten Gundremmingen und Isar erfolgen. In Abbildung A7 im Anhang wird sichtbar, dass der Zubau daher bereits im Jahr 2025 zu einer Strommehrproduktion aus diesen Anlagen von 3,7 TWh pro Jahr führt. Vor dem Kohleausstieg ersetzen diese Zusatzkapazitäten sehr geringe Mengen aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken in Höhe von 0,5 TWh. Im Jahr 2040 erzeugen die Gaskraftwerke ausschließlich zusätzlichen Strom. Dies geschieht vor allem in den Wintermonaten zwischen Oktober und März. Die Einsatzschwerpunkte liegen in den Monaten November und Januar. In diesen ist der Residuallastbedarf häufig gegeben und Dunkelflauten treten wahrscheinlicher auf als in den Sommermonaten. Über das Jahr verteilt steigen die Einsatzzeiten der zentralen Gaskraftwerke von 2.240 Stunden in 2025 auf 4.491 Stunden 2040 an. Dies ergibt sich aus der folgenden Tabelle 9.2.

Tabelle 9.2 Modellrechnung: Einsatzzeiten der zugebauten Gaskraftwerke und KWK-Anlagen (in h/a) in Szenario III & IV im Jahr 2040

	2025	2030	2040
Gaskraftwerke Sz III	2.240,2	3.083,9	4.490,6
KWK-Anlagen Sz IV	1.412,5	3.468,5	5.440,1

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Im Szenario IV wird schließlich das solidarische Anlagenkonzept untersucht. Der Zubau an Eigenversorgungsanlagen in der Industrie im Umfang von 3 GW in Bayern kann auch am Markt eingesetzt werden. Die bereits bestehenden Eigenversorgungskapazitäten dienen nach wie vor der reinen Eigenstromerzeugung. Der Zubau der Kapazitäten erfolgt sukzessive bis zum Jahr 2030, sodass in der Abbildung A8 im Anhang im Jahr 2025 noch nicht alle Kapazitäten zur Verfügung stehen. Die KWK-Anlagen der Industrie werden jedoch schon in diesem Jahr eingesetzt und erzeugen 4,24 TWh Strom für den Markt. Dieser Wert steigt im Jahr 2030 auf 10,41 TWh und mit dem Ausstieg aus der Kohleenergie sogar auf 16,32 TWh im Jahr 2040. Die zusätzliche Wärmeerzeugung in diesen Anlagen wird in den Modellrechnungen zwar nur indirekt über den Preis berücksichtigt, muss aber an dieser Stelle erwähnt werden. Parallel ist zudem durch den Einsatz der Industrie-KWK-Anlagen eine geringere Erzeugungsleistung aus Gaskraftwerken notwen-

dig. Im Jahr 2040 müssen auf Basis der Berechnungen 14,8 TWh weniger Strom in Gaskraftwerken im Vergleich zu Basisszenario I produziert werden.

Betrachtet man die jährlichen Einsatzzeiten der Anlagen in Form der Volllaststunden, werden die KWK-Anlagen im Jahr 2025 in 1.412,5 Stunden eingesetzt. Deren Auslastung steigt über den Betrachtungszeitraum auf 3.468,5 Stunden im Jahr 2030 und 5.440,1 Stunden im Jahr 2040. Besonders in den Herbst- und Wintermonaten September bis März kommen die Anlagen vermehrt zum Einsatz: Dies geht aus der Abbildung 9.4 hervor. In den Monaten März und November beispielsweise steigt die Stromerzeugung auf über 2 TWh, während sie in den Monaten Juni und Juli lediglich 0,88 TWh erreicht.

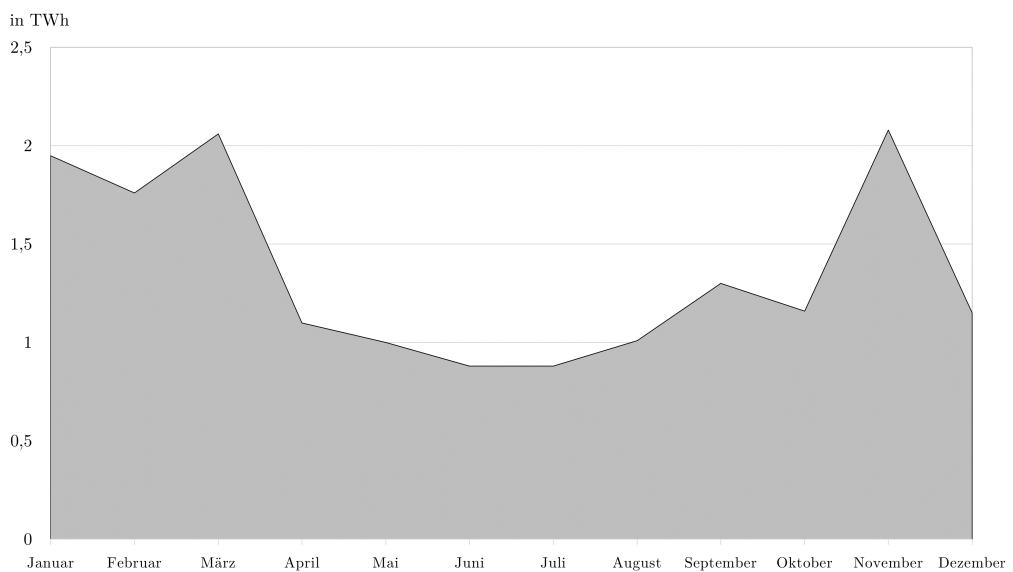


Abbildung 9.4 Modellrechnung: Jahresverlauf der Einsatzzeiten der zugebauten KWK-Anlagen (in TWh) in Szenario IV im Jahr 2040

Quelle:Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Die Berechnungen der Einsatzzeiten und Stromerzeugung in Szenario IV zeigen, dass das solidarische Anlagenkonzept prinzipiell am Markt zum Einsatz kommt, besonders nach dem Wegfall der Kohlekapazitäten und dem damit verbundenen Bedarf an flexibler Backup-Leistung. Zudem verdrängen diese Anlagen keine erneuerbaren Energien aus dem Markt, sondern passen sich deren Erzeugung und damit dem Bedarf flexibel an. Nachdem der Zubau der Kraftwerke in den einzelnen Szenarien nur für Bayern modelliert wurde, soll zur Verdeutlichung der Effekte die Stromerzeugung in diesem Bundesland gesondert betrachtet werden. In der folgenden Abbildung 9.5 wird die Stromerzeugung in Bayern je nach Szenarien im Jahr 2040 dargestellt.

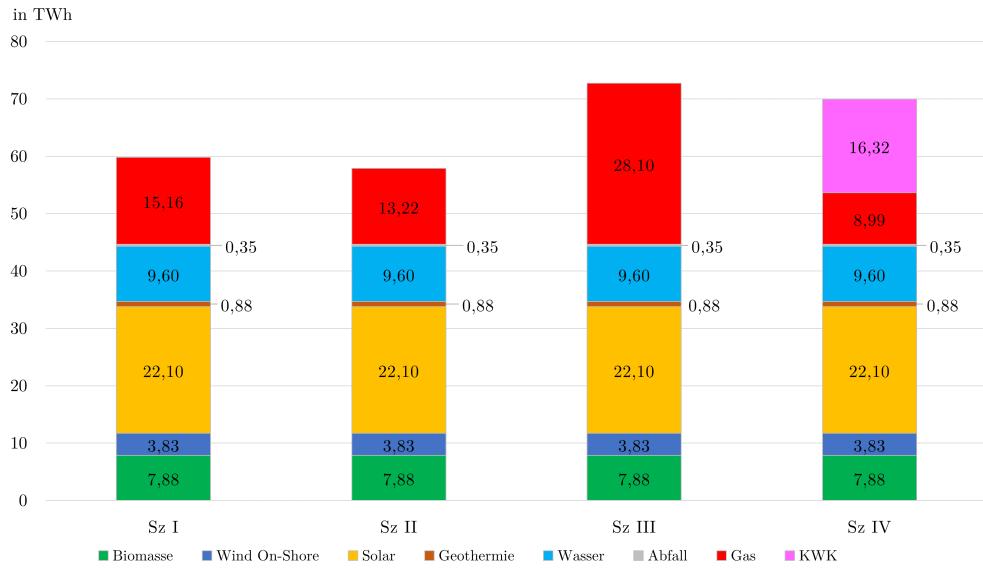


Abbildung 9.5 Modellrechnung: Stromerzeugung (in TWh/a) nach Energieträgern in Bayern im Jahr 2040

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Die Ergebnisse zeigen den Zubau der Kraftwerke in Bayern nochmals deutlicher als in der deutschlandweiten Betrachtung. Die 3 GW zusätzliche Leistung fallen mehr ins Gewicht und die gesteigerte Stromproduktion, insbesondere der KWK-Anlagen in Szenario IV werden sichtbar.

Der Umbau der deutschen Stromerzeugung kann auch Einfluss auf die grenzübergreifenden Stromflüsse haben; vor allem da sich auch in den europäischen Nachbarländern Entwicklungen, vergleichbar mit der Energiewende, ergeben. Die Abbildung 9.6 zeigt aber, dass diese weniger gravierend ausfallen als in Deutschland.

Die Kernenergie bleibt beispielsweise in Frankreich auch im Jahr 2040 der bedeutsamste Energieträger. Auch die Länder Polen, Tschechien und die Schweiz setzen auf die Kernenergie und substituieren damit teilweise ihre Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken. In Belgien und den Niederlanden wird zukünftig verstärkt auf den Energieträger Gas gesetzt. Über den Betrachtungszeitraum des Energiemodells hinweg wird daher nochmals der tiefgreifende Umbau der deutschen Stromerzeugung sichtbar, der im Vergleich zu den europäischen Nachbarländern deutlich umfangreicher ausfällt.

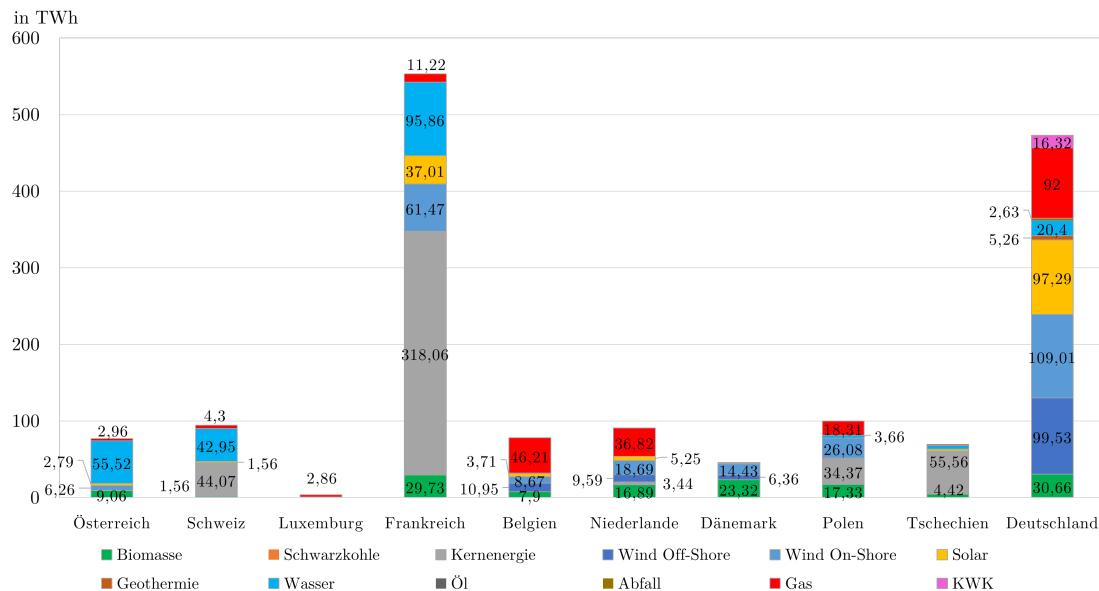


Abbildung 9.6 Modellrechnung: Stromerzeugung (in TWh/a) nach Energieträgern der europäischen Nachbarstaaten in Szenario IV im Jahr 2040

Beschriftung zeigt Stromerzeugung über 1 TWh/a

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Der Einsatz der erneuerbaren Energien spielt in Deutschland im Jahr 2040 eine weitaus bedeutendere Rolle als in den europäischen Nachbarstaaten. Einzig Österreich weist einen hohen Anteil Erneuerbarer in Form von Wasserkraftwerken auf. Es wird daher deutlich, dass andere Staaten in Europa auf Basis der derzeitigen Entwicklungen weiterhin auf einen eher konventionellen Kraftwerkspark setzen. Welche Effekte der Strommix der Nachbarstaaten auf die Lastflüsse hat, wird an späterer Stelle gezeigt. In der Abbildung 9.6 ist die Stromerzeugung der Nachbarstaaten im Jahr 2040 und in Szenario IV dargestellt. Die Effekte des Zubaus an solidarischen KWK-Anlagen auf die Stromerzeugung in den anderen europäischen Staaten sind zu vernachlässigen.

In einem nächsten Schritt werden die Auswirkungen auf die Strompreise vorgestellt.

9.2.2 Börsenstrompreise

In Kapitel 5 wurde die Funktionsweise des deutschen Strommarktes und der damit verbundene Preisbildungsmechanismus vorgestellt. Nachdem diese im EOM nach den kurzfristigen Grenzkosten erfolgt, ergeben sich durch den veränderten Strommix

auch entsprechende Veränderungen beim Börsenstrompreis. Das Modell errechnet die Börsenstrompreise und mittelt diese über das Jahr für jeden der definierten Knoten (Regionen). Die Grenzkosten richten sich nach der Erzeugung.

Das Modell errechnet im Basisszenario einen durchschnittlichen Börsenstrompreis im Jahr 2025 in Höhe von 47,23 Euro/MWh. Im Betrachtungszeitraum bis 2040 wird dieser auf 66,13 Euro/MWh ansteigen. Es wird deutlich, dass die Preise in Zukunft deutlich ansteigen werden, obwohl der Strommix von erneuerbaren Energieträgern dominiert wird. Betrachtet man die Effekte der einzelnen Szenarien auf die Strompreisentwicklung ist zu beobachten, dass jedes Szenario zu einer Reduktion des durchschnittlichen Börsenstrompreises führen würde. Die Ergebnisse der Modellrechnungen sind in der Tabelle 9.3 dargestellt.

Tabelle 9.3 Modellrechnung: Entwicklung der Börsenstrompreise (in Euro/MWh) je Szenario in den Jahren 2025, 2030 und 2040

	2025	2030	2040
Basisszenario	47,23	49,99	66,13
Sz II	46,23	49,99	62,76
Sz III	46,3	48,44	61,05
Sz IV	46,71	48,52	61,5

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

In Szenario II reduziert die Industrie durch die vermehrte Eigenstromversorgung ihren Strombezug aus dem Netz. Die Nachfragesituation am Markt verändert sich. Dies hat zur Folge, dass auch der Börsenstrompreis sinkt. Mit dem größerem Kraftwerkspark im Jahr 2025 sinkt der Preis um durchschnittlich 1 Euro/MWh. Durch die Reduktion konventioneller Kapazitäten bis zum Betrachtungsjahr 2040 sinkt der durchschnittliche Preis weiter und erreicht einen Wert von 62,76 Euro/MWh. Auch in den anderen Szenarien zeigen sich die Effekte des Kapazitätszubaus auf den Strompreis erst über die Zeit. Die zentralen Gaskraftwerke können zu einer Reduktion von -5,08 Euro/MWh auf 61,05 Euro/MWh im Jahr 2040 beitragen. Die solidarischen Anlagen ermöglichen eine Preissenkung auf 61,5 Euro/MWh. Bei diesen KWK-Anlagen sind jedoch die möglichen Effekte durch die parallele Wärmeproduktion im Modell nicht berücksichtigt.

Die zusätzlichen Kapazitäten haben daher einen positiven Effekt auf die Entwicklung der Börsenstrompreise, welche in den kommenden Jahren ansteigen werden. Diese Ergebnisse erscheinen auf den ersten Blick nicht plausibel. Durch die Preisbildung auf Basis der Grenzkosten wäre ein Anstieg der Börsenstrompreise zu erwarten, nachdem bspw. Gaskraftwerke höhere Grenzkosten aufweisen. Grund für die sinkenden Preis sind jedoch

die veränderten Lastflüsse. Der Importbedarf Deutschlands wird unabhängig vom modellierten Kapazitätszubau deutlich um 30 %, der Export sogar um ca. 75 % ansteigen. Der Zubau an KWK-Anlagen und Gaskraftwerken in den Szenarien III und IV mildert diesen Effekt jedoch etwas. Es müssen weniger Strommengen importiert werden und es stehen mehr Kapazitäten für den Export zur Verfügung. Aus diesem Grund ist ein Sinken des Börsenstrompreises zu beobachten. Auf die Lastflüsse soll im weiteren Verlauf noch im Detail eingegangen werden.

Dass der Preisanstieg generell plausibel ist, hat ein direkter Vergleich mit anderen Studien und Berechnungen ergeben. Obwohl die Untersuchungsgegenstände variieren kommt eine Studie zur Ermittlung des Klimaschutzbeitrags des Kohleausstiegs im Auftrag der Agora Energiewende zu einem ähnlichen Ergebnis. Im Jahr 2040 werden ebenfalls Börsenstrompreise zwischen 60 und 65 Euro/MWh errechnet (enervis energy advisors 2015). In den Analysen des Öko-Instituts und des Fraunhofer ISI zu den Klimaschutzszenarien werden sogar Preis bis zu 97 Euro/MWh angegeben. An dieser Stelle sind die Emission limitierender Faktor der Berechnungen (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015).

Ähnliche Entwicklungen ergeben sich auch in den europäischen Anrainerstaaten. Die Preisentwicklungen im Ausland sind für das Basisszenario in Anhang A9 zusammengefasst. In fast allen Staaten ergeben sich bis 2040 deutliche Preissteigerungen. Einzig Dänemark kann leicht sinkende Börsenstrompreise verzeichnen. Sehr starke Preissteigerungen sind in Staaten wie Polen und Frankreich zu erwarten. Deren durchschnittlicher Strompreis steigt von ca. 15 bzw. 50 Euro/MWh auf 45 bzw. 110 Euro/MWh im Jahr 2040. Insbesondere Polen wird in Zukunft auf Basis der Modellberechnungen mit deutlich höheren Strompreisen rechnen müssen. Dabei spielen die errechneten Szenarien für Deutschland nur eine untergeordnete Rolle. In der Abbildung 9.7 sind die Preisentwicklungen für das Jahr 2040 für alle Szenarien und betrachteten Anrainerstaaten dargestellt. In allen Ländern haben die angenommen Szenarien leichte positive Effekte in Form von sinkenden Strompreisen. Am deutlichsten zeigt sich dies in Polen. In Szenario IV sinkt der Strompreis in Polen von 113,15 Euro/MWh auf 106,45 Euro/MWh. Der Kapazitätszubau in Deutschland ermöglicht aus Sicht Polens günstigere Importmöglichkeiten.

Welche Effekte die Szenarien auf die Emissionen haben, wird im weiteren Verlauf betrachtet.

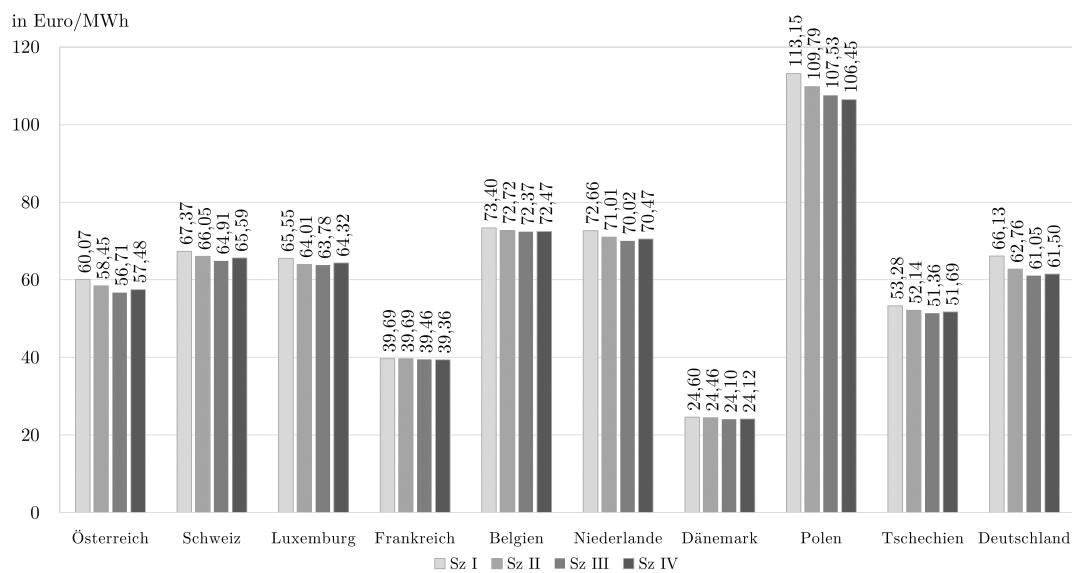


Abbildung 9.7 Modellrechnung: Strompreise (in Euro/MWh) in europäischen Nachbarstaaten je Szenario im Jahr 2040

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

9.2.3 Emissionen

Das Energiemodell gibt ebenfalls Aufschluss über die Entwicklung der Emissionen sowohl im Basisszenario als auch in den anderen drei Szenarien.

Im Zuge eines verstärkten Klimaschutzes und der sukzessiven Reduktion der Verwendung fossiler Rohstoffe werden die Emissionen der Kraftwerke an der Strombörse im Zeitraum zwischen 2025 und 2030 sinken. Im Basisszenario liegen die durchschnittlichen Emissionen bei 150 Mio. Tonnen CO₂ im Jahr 2025. Im weiteren Verlauf sinken diese auf 120 tCO₂ in 2030 und 45 tCO₂ im Jahr 2040. Der Energiesektor ist eine zentrale Säule für die Reduktion der Treibhausgasemissionen. Ein zukunftsfähiges Konzept sollte daher diesen Pfad unterstützen, um eine Akzeptanz im Sinne des Zieldreiecks der Nachhaltigkeit zu erlangen.

In den drei Szenarien dieser Modellrechnung wird ein Zubau konventioneller Kapazitäten zu Grunde gelegt. Dies steht auf den ersten Blick im Widerspruch zu den soeben beschriebenen Entwicklungen in puncto Treibhausgasreduktion. Zentral bei diesem Konzept ist die maximale Verwendung erneuerbarer Energien und dass diese Anlagen eine flexible Übergangslösung darstellen, die beispielsweise perspektivisch auch mit synthetischen Kraftstoffen betrieben werden können. Zudem erfolgt in der Modellierung ei-

ne Berücksichtigung von CO₂-Preisen, sodass Betriebskostensteigerungen durch hohe Emissionswerte berücksichtigt werden können. In zahlreichen Studien wird von einer mittelfristigen Bedeutung von KWK-Anlagen ausgegangen, vor allem zur Bereitstellung gesicherter Leistung. Diesen werden durch die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung sowie die steigende Effizienz eine kostenoptimierende Wirkung sowie ein Beitrag zum Klimaschutz unterstellt, sodass sich ein Zubau konventioneller Kapazitäten aus volkswirtschaftlicher Sicht rechtfertigen lässt (Blesl, Fahl und Voß 2001; FfE 2019).

Kernergebnis der Modellierung ist jedoch, dass in allen drei Szenarien trotz des Zubaus der Emissionsreduktionspfad deutlich zu erkennen ist. Die Abbildung 9.8 stellt dies dar. Die vorgestellten Ergebnisse konzentrieren sich im Folgenden auf das Fokusjahr 2040. In Szenario II zeigt die Abbildung 9.8 eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 85,04 Millionen Tonnen auf 45,65 Mio. tCO₂. Das Modell kann aber nur die Emissionen der Kraftwerke darstellen, die auch am Markt zur Verfügung stehen. Die Kraftwerke der Industrie in diesem Szenario befinden sich auf Basis der getroffenen Annahmen außerhalb des Marktes und werden daher in der Emissionsbilanz nicht berücksichtigt. Durch den Nachfragerückgang kommt es daher in den Modellrechnungen zu einer CO₂-Reduktion. Für die Einordnung der Ergebnisse muss jedoch festhalten werden, dass die Kraftwerke der Industrie und deren Zubau um 3 GW zu einem Anstieg der Treibhausgasbilanz beitragen würden.

Auch in Szenario III sind höhere Werte der CO₂-Emissionen für die Jahre 2025 und 2030 errechnet worden. In diesen Jahren liegen die Zahlen um 42.254 tCO₂ bzw. 186.970 tCO₂ im Vergleich zum Basisszenario höher. Im Jahr 2040 dagegen zeigen die Modellrechnungen eine Reduktion in Szenario III und die Emissionen liegen 211.436 tCO₂ unter dem Wert von Szenario I. Begründet werden kann dies durch den Standort und den Einsatz der Gaskraftwerke. Es wurde bereits beschrieben, dass das Modell die Lastrampen und Anfahrtszeiten der Kraftwerke berücksichtigt. Daher ist anzunehmen, dass die zugebauten Gaskraftwerke in Bayern vermehrt eingesetzt werden und damit andere Gaskraftwerke in Deutschland weniger häufig im Einsatz sind. Dies ist effizienter und wirkt sich daher auch positiv auf die Emissionen aus. Dass sich die Fahrweise einer Anlage auf die Emissionen auswirkt, wurde in Kapitel 8 beschrieben.

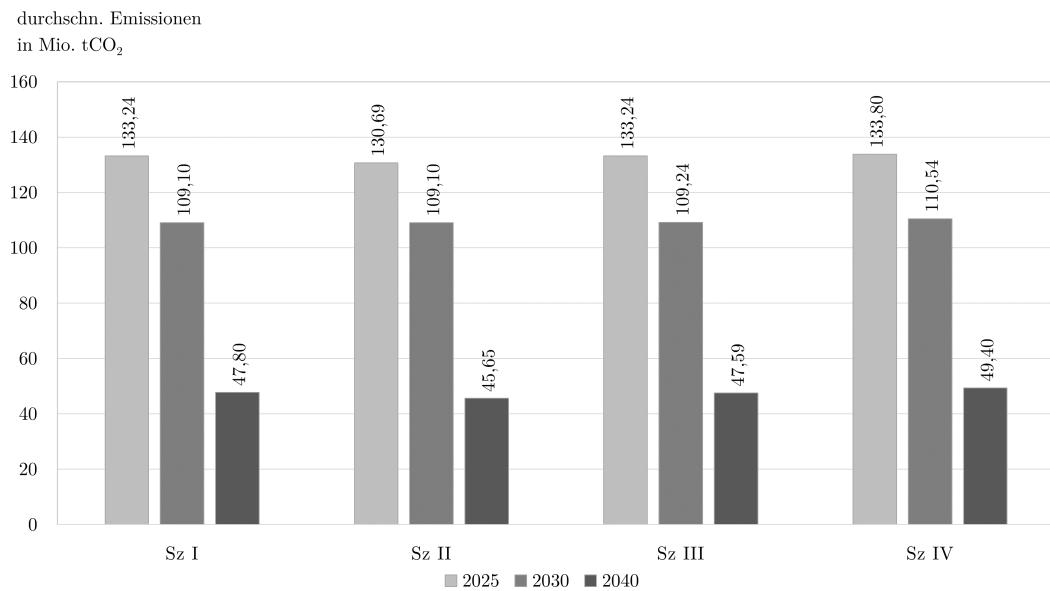


Abbildung 9.8 Modellrechnung: Entwicklung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen (in Mio. tCO₂) für alle Szenarien in den Jahren 2025, 2030 und 2040

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Im solidarischen KWK-Szenario IV steigen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen im Vergleich zu Szenario I dagegen an. Durch den Zubau im Umfang von 3 GW an konventioneller Leistung in Bayern sind zwischen 2025 und 2030 Emissionen von 133,8 Mio. tCO₂ und 110,54 Mio. tCO₂ zu beobachten. Im Jahr 2040 liegt der Wert bei durchschnittlichen 49,4 Mio. tCO₂ und damit um 1,6 Mio. tCO₂ höher als in Basisszenario I. Dieses Ergebnis muss jedoch relativiert werden. Obwohl die CO₂-Emissionen in diesem Betrachtungsfall höher sind, erzeugen diese Anlagen gleichzeitig Wärme für den industriellen Produktionsprozess oder andere angeschlossene Verbraucher. Die hohen Temperaturniveaus, welche die Industrie vor allem für eigene Zwecke benötigt, müssen daher nicht in anderen Anlagen erzeugt werden, sondern die Produktion erfolgt gleichzeitig. Auch wenn sich diese Synergien und Effekte nicht in den Modellrechnungen darstellen lassen, müssen sie für die Einordnung der Ergebnisse bedacht werden. Für Temperaturniveaus über 100 Grad gibt es derzeit kaum erneuerbare Lösungen. Die Industrie ist an dieser Stelle noch auf fossile Brennstoffe angewiesen, bis synthetische oder biogene Rohstoffe hierfür eingesetzt werden können (BMWi 2019a). In gewissen Fällen ist dann eine Umrüstung der KWK-Anlagen möglich, sodass sich dieses Ergebnis auch beeinflussen lässt, sofern dies technisch umsetzbar ist.

Durch den Zubau konventioneller Kapazitäten ist es nicht weiter überraschend, dass die

CO₂-Emissionen entgegen der allgemeinen Entwicklungen ansteigen. Jedoch ist an dieser Stelle erneut zu erwähnen, dass die betrachteten Anlagen keine erneuerbaren Energien aus dem Markt verdrängen, sondern dass diese flexibel eingesetzt werden. Dies trägt zu einer funktionsfähigen Energiewende bei, die zu einer Emissionsreduktion führt und einen Beitrag zum Klimaschutz leistet. Im Gesamtbild wird außerdem deutlich, dass alle drei Szenarien über die betrachteten Jahre hinweg zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen beitragen. Nichtsdestotrotz muss dieser Aspekt kritisch hervorgehoben werden, nachdem das solidarische Anlagenkonzept auch im Sinne der Ökologie funktionieren muss.

In der Abbildung A10 in Anhang sind die Emissionen für das Ausland im Jahr 2040 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark kaum Auswirkungen auf die Emissionen in den Nachbarstaaten haben. Es sind lediglich geringe Schwankungen zu beobachten. In den Ländern Frankreich, Belgien, Österreich, Luxemburg und der Schweiz wirkt sich das solidarische Anlagenkonzept sogar positiv auf die Emissionsbilanz aus. Dort liegen die durchschnittlichen Emissionen jeweils niedriger im Vergleich zum Basisszenario. Auch diese positiven Effekte müssen bei der Bewertung des Anlagenkonzepts berücksichtigt werden. Nachdem sich dies in den Lastflüssen und Verbindungen zum deutschen Strommarkt begründet, sollen diese im weiteren Verlauf diskutiert werden.

9.2.4 Lastflüsse

In einem weiteren Schritt ist es zudem möglich, Aussagen über die Übertragungsflüsse im Inland und zu den Nachbarstaaten und damit über die Import- und Exportflüsse zu treffen.

Aus den Modellrechnungen im Basisszenario geht hervor, dass Deutschland bereits im Jahr 2025 auf Stromimporte angewiesen ist. Die Ergebnisse der Modellierung zeigt die Abbildung 9.9. Aber auch in anderen vergleichbaren Studien wird ein deutlicher Anstieg der Importe prognostiziert. Dazu zählt erneut die Studie des Öko-Instituts und Fraunhofer ISI die im Zeitraum zwischen 2040 und 2050 von einem Importbedarf in Höhe von 10 bis 15 % des deutschen Strombedarfs ausgeht (Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI 2015). In der dena-Leitstudie liegen die Prognosen in den untersuchten Szenarien im Jahr 2040 bei jeweils über 100 TWh/a und damit sogar noch deutlich höher (dena 2018).

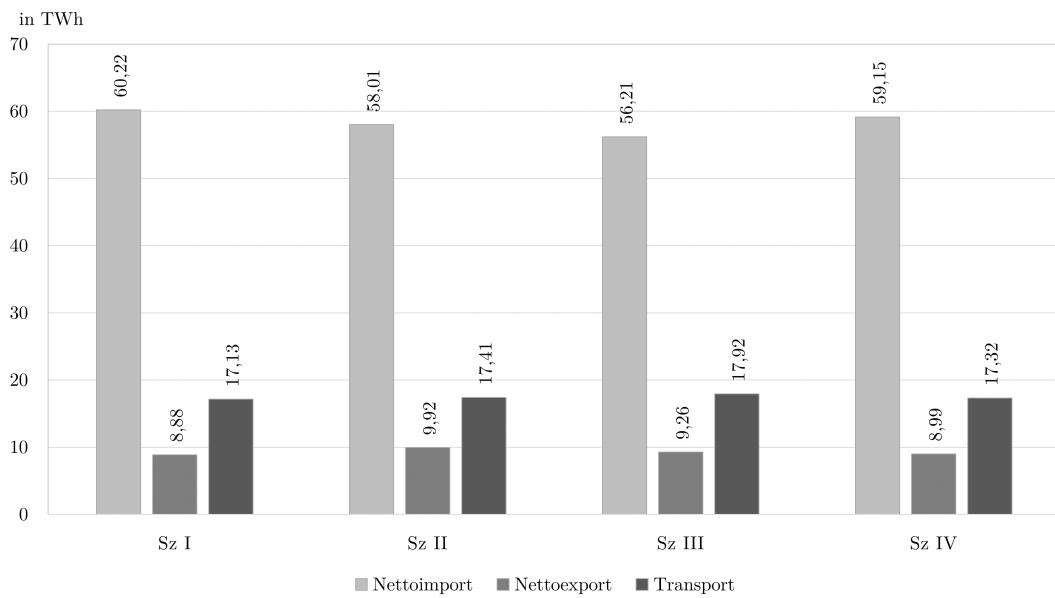


Abbildung 9.9 Modellrechnung: Nettolastflüsse (in TWh/a) für alle Szenarien im Jahr 2025
Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

In den vorliegenden Berechnungen müssen bereits im Jahr 2025 60,22 TWh über Importe gedeckt werden. Der Wert steigt mit dem Ausstieg aus der Kohleenergie auf 78,29 TWh im Jahr 2040 an. Ohne zusätzliche Investitionen in den Kraftwerkspark wird Deutschland daher seine Backup-Leistung vermehrt aus dem Ausland und über die bestehenden Gaskraftwerkskapazitäten am Markt beziehen. Das wichtigste Importland ist Frankreich, das im Jahr 2040 Strommengen im Umfang von 78,3 TWh in die umliegenden Länder exportiert. Dabei handelt es sich vor allem um Strom aus Kernenergieanlagen. In puncto Energiewende setzt das Land zusätzlich auf Wasserkraft und Onshore-Windanlagen. Zudem hat auch das Nachbarland, die Schweiz, eine hohe Exportbilanz. Im Jahr 2040 werden insgesamt 33,63 TWh Strom exportiert. Der Strommix des Landes basiert ebenfalls auf der Kernenergie und der Wasserkraft. Neben Frankreich und der Schweiz spielt auch Österreich eine wichtige Rolle für den deutschen Strommarkt. Dies begründet sich hauptsächlich in den engen Verwobenheiten durch die Teilung einer gemeinsamen Strompreiszone. Vor allem die großen Pumpspeicherkraftwerke können in Bedarfszeiten als Backup-Leistung eingesetzt werden. Die Transportflüsse nach Österreich werden daher von 11,49 TWh in 2025 auf 14,88 TWh in Jahr 2040 ansteigen. Die Übertragungsflüsse mit dem Ausland und speziell für das Szenario IV sind in der Abbildung A11 im Anhang dargestellt.

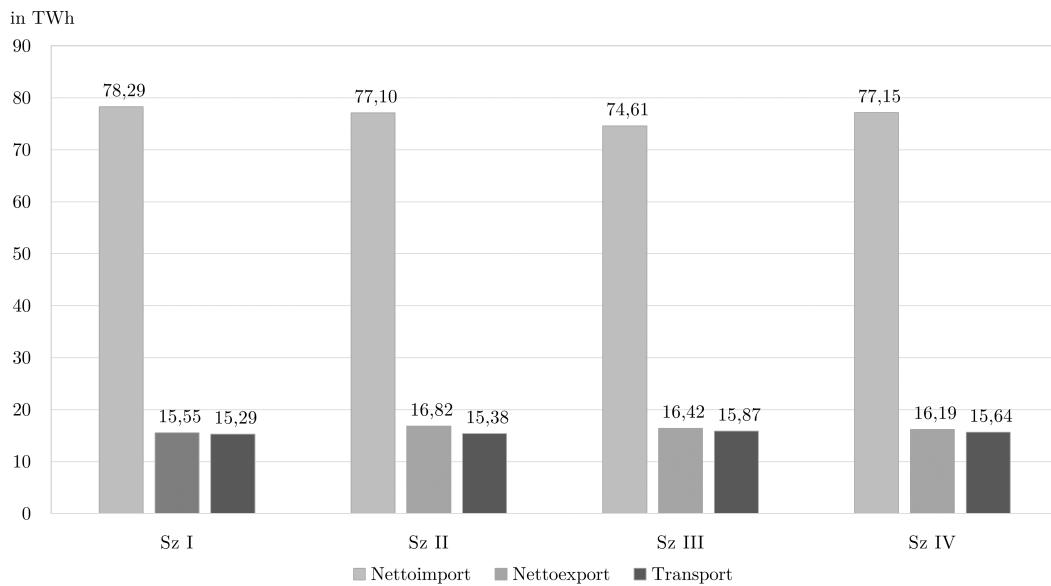


Abbildung 9.10 Modellrechnung: Nettolastflüsse (in TWh/a)) für alle Szenarien im Jahr 2040

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Betrachtet man nun die Berechnungen in den unterschiedlichen Szenarien in der Abbildung 9.10, wird deutlich, dass sich trotz des Kraftwerkzubaus in den Szenarien ein steigender Importbedarf im Vergleich zum Jahr 2025 ergibt. Über alle Szenarien hinweg steigen die jährlichen Stromimportmengen auf über 77 TWh. Im Vergleich zum Jahr 2025 aus der Abbildung 9.9, in dem die Importe maximal 60,22 TWh betragen, fände in den Modellrechnungen bis zum Jahr 2040 ein Anstieg um über 17 TWh statt, was ca. 30 % entspricht.

Im Folgenden soll sich auf das Jahr 2040 fokussiert werden. Im Szenario II sinken die Nettoimporte im Vergleich zu Szenario I um 1,19 TWh. Parallel zu den sinkenden Importen steigen die Exporte um 1,27 TWh pro Jahr. Nachdem sich diese Zahlen in einem Nachfragerückgang der Industrie begründen, werden Kapazitäten auf dem Strommarkt frei und können entsprechend verstärkt den eigenen Bedarf decken bzw. für den Export eingesetzt werden. Parallel dazu sinkt auch die Exportabhängigkeit von den Ländern Schweiz und Frankreich. Die Lastflüsse nehmen um 0,5 bzw. 0,3 TWh ab.

Im Szenario III sind die Effekte des Kapazitätszubaus noch deutlicher sichtbar. Durch den Zubau der Gaskraftwerke können im Jahr 2025 mehr als 4 TWh an Stromimport

eingespart werden. Parallel steigen die Exporte von 9,26 TWh im Jahr 2025 auf 16,42 TWh im Jahr 2040 an. Das Ergebnis zeigt, dass die erzeugten Strommengen in den zentralen Gaskraftwerken im Jahr 2040 besser integriert werden können als noch im Jahr 2025. Zudem nehmen die Transportflüsse aus Österreich um 1,37 TWh in 2040 ab, was bedeutet, dass das Land durch den Zubau in Deutschland weniger Strom (u.U. aus Italien) transportieren muss und die Netze entlastet werden.

Ähnliche Effekte lassen sich auch durch die Auswirkungen von Szenario IV ableSEN. Durch den Zubau solidarischer Anlagen in der Industrie sinkt ebenfalls der Stromimportbedarf Deutschlands. Im Jahr 2025 sinken die Importe im Vergleich zu Szenario I um 1,07 TWh, im Jahr 2040 im vergleichbaren Umfang von 1,14 TWh. Parallel dazu sind im Jahr 2040 steigende Exporte in Höhe von 0,64 TWh und leicht steigende Transportflüsse von +0,35 TWh zu beobachten. In diesem Szenario sind die Effekte auf die Nachbarländer zudem ausgeprägter als in den anderen Szenarien. Für Österreich würde sich die Importquote erhöhen, dafür müssten weniger Transportflüsse abgewickelt werden. Die Länder Frankreich und die Schweiz würden weniger Exporte verzeichnen. Dafür würden diese in den Nachbarstaaten Tschechien und den Niederlanden leicht ansteigen. Der Einsatz solidarischer KWK-Anlagen würde also stärkere Auswirkungen auf die Lastflüsse der anderen Staaten haben, was den Rückschluss zulässt, dass sich diese Strommengen im Inland gut integrieren ließen. Die regionalen Verschiebungen durch den Kapazitätszubau in Bayern deuten dies an. Dieser Punkt soll in der folgenden Diskussion nochmals expliziter aufgegriffen werden.

Ein weiterer Aspekt, der aus den Modellrechnungsergebnissen zu entnehmen ist, ist der Kraftwerksabregelung in Deutschland. Können die Strommengen im Inland nicht ausreichend verteilt werden, weil zu viel Strom in das Netz eingespeist wird, müssen Kraftwerke abgeregt und damit die Einspeisung minimiert werden. Welchen Effekt der Kapazitätszubau in den einzelnen Szenarien auf die Notwendigkeit der Abregelung hat, ist in der Abbildung 9.11 sichtbar. Im KWK-Szenario IV ist der Bedarf, Kraftwerke abzuregeln, im Vergleich am geringsten. Im Unterschied zum Referenzszenario I müssen im Jahr 2040 ca. 0,24 TWh weniger aus dem Netz genommen werden. Es muss an dieser Stelle erneut kritisch hervorgehoben werden, dass der modellierte Zubau in Höhe von 3 GW im deutschlandweiten Einsatz die Effekte nur andeuten kann. Die Lage der KWK-Anlagen in Bayern kann jedoch als Vorteil identifiziert werden, da die Netzengpässe auf diesem Weg besser umgangen werden können. Auch der Zubau der zentralen Gaskraftwerke minimiert die Kraftwerksabregelung. Die reine Eigenstromversorgung führt dagegen zu einem steigenden Bedarf der Eingriffe. Der Grund hierfür ist, dass weniger Verbraucher am Netz den Strom abnehmen und die Herausforderungen für die Netzbe-

treiber steigen, Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten. Im Modell können die Auswirkungen auf die Netzentgelte und die damit verbundenen finanziellen Belastungen nicht abgebildet werden. Nachdem die Netzstabilisierung bereits im Jahr 2020 hohe Kosten verursacht, können Maßnahmen, die diesen Bedarf senken können, auch aus finanzieller Sicht positiv eingeordnet werden.

In der Zusammenfassung führt der Kapazitätszubau in den einzelnen Szenarien zu einer sinkenden Importquote für Deutschland. Jedoch sind die Effekte trotz des jeweils gleichen Leistungszubaus von 3 GW unterschiedlich. Im weiteren Verlauf erfolgt daher nochmals eine detaillierte Diskussion und Einordnung der Ergebnisse.

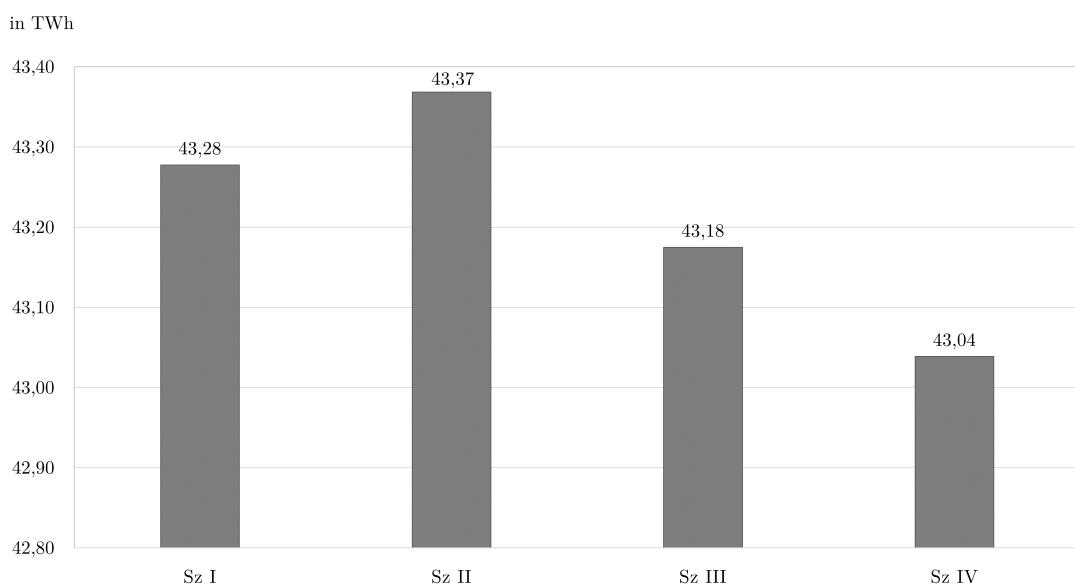


Abbildung 9.11 Modellrechnung: Kraftwerksabregelung (in TWh/a) für alle Szenarien im Jahr 2040

Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

9.3 Diskussion der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Modellierung haben gezeigt, dass der Bedarf, Backup-Leistung zur Verfügung zu stellen, in den kommenden Jahren steigen wird. Die Nettoimporte Deutschlands werden mit dem Wegfall der konventionellen Kapazitäten wie Kohle und Kernenergie steigen. Dass die modellierten Backup-Leistungen auch eingesetzt werden, haben die Berechnungen in Form der Einsatzzeiten der Gaskraftwerke und KWK-Anlagen und deren Stromerzeugung gezeigt. Zudem konnte im Vergleich zu anderen Energiemarkt-

prognosen eine Plausibilität der Ergebnisse festgestellt werden, da sich deren Werte trotz anderer Untersuchungsgegenstände auf einem ähnlichen Niveau befinden. Im Folgenden soll daher der Einsatz der solidarischen KWK-Anlagen nochmals auf Basis des Zieldreiecks der Nachhaltigkeit beurteilt werden, um die Funktionsfähigkeit und Umsetzbarkeit im Strommarkt diskutieren zu können.

Die Modellrechnungen konnten die ökonomischen Effekte des Anlagenkonzepts zeigen. Hierfür können die Auswirkungen auf die Lastflüsse und Strompreise herangezogen werden. Jedes der Szenarien führt beispielsweise im Vergleich zum Referenzszenario I zu einem deutlichen Rückgang der durchschnittlichen Börsenstrompreise. Der marktdienliche Einsatz, dass die günstigste Flexibilitätsoption genutzt wird, wurde im Modell zwar vorgegeben, deren Auswirkungen auf die Preise konnten jedoch erst durch die Berechnungen ermittelt werden.

In Szenario II ist der Preisrückgang mit der gesunkenen Nachfrage und den freien Kapazitäten im Vergleich zum Szenario I zu begründen. In den Szenarien III und IV, in denen eine Kraftwerkszubau angenommen wird, können Importe aus den europäischen Nachbarstaaten eingespart und weitere Exporte ermöglicht werden, daher kommt es auch hier zu einem Rückgang der Börsenstrompreise. Nachdem der Kraftwerkszubau in den Szenarien III und IV auch größer ist als der Nachfragerückgang in Szenario II, lassen sich die preislichen Unterschiede unter den Szenarien erklären. Zudem erfolgt der modellierte Zubau in Süddeutschland nahe an den Verbrauchscentren und die Kapazitäten wurden auf Basis der Bruttowertschöpfung verteilt. Dies führt dazu, dass die Kraftwerke häufiger sowie regional und damit auch im Modell bevorzugt eingesetzt werden. Hintergrund an dieser Stelle ist, dass auch Kaltstarts und Lastrampen in den Berechnungen und Preisen berücksichtigt werden. Dies ist ein weiterer Aspekt, der sich positiv auf die Preisbildung auswirkt.

Auch bei der Entwicklung der Lastflüsse und damit der Netzauslastung können positive Effekte identifiziert werden, die ökonomische Auswirkungen haben können. Erneut erweist sich an dieser Stelle der Zubau in Bayern als Vorteil, da so die Nähe zu den Verbrauchscentren in Süddeutschland, die besonders von dem beschriebenen Kapazitätswegfall des öffentlichen Kraftwerksparks betroffen sind, gegeben ist. Auf diesem Weg kann eine optimiertere regionale Verteilung der Strommengen erfolgen, die sich wiederum auf den Bedarf der Kraftwerksabregelung auswirkt. Die Netze können demnach entlastet werden, auch wenn sich dadurch noch keine konkreten Aussagen über den Netzausbaubedarf, die Kostenentwicklung der Netzstabilisierungsmaßnahmen oder die generelle Netzdienlichkeit prognostizieren lassen. Nichtsdestotrotz können positive volkswirtschaftliche Effekte angenommen werden, wenn die Kapazitäten systemdienlich einge-

setzt werden. Die ausgeschriebenen Kraftwerkskapazitäten der ÜNB in Süddeutschland sollen außerhalb des Marktes errichtet werden und müssten sich dann auch anderweitig finanzieren, bspw. über die Netzentgelte. Für einen direkten Vergleich der Konzepte und deren Auswirkungen auf die Netzentgeltsystematik müsste ein weiterführender methodischer Ansatz mit Lastflussmodellierungen erfolgen.

Eine Reduzierung der Strompreise und eine verbesserte Netznutzung mit unter Umständen geringeren Kosten leistet damit auch einen gesamtgesellschaftlichen Beitrag, von dem alle Stromverbraucher in Deutschland profitieren können. Daher kann das solidarische Anlagenkonzept auch dem sozialen Aspekt des Zieldreiecks gerecht werden. Als letzter Bestandteil des Zieldreiecks muss auch die Ökologie betrachtet werden. Vor allem die solidarisch eingesetzten KWK-Anlagen der Industrie erweisen sich durch die gleichzeitige Wärmeerzeugung und den damit verbundenen Kostenvorteil als effiziente Lösung. Die Industriekraftwerke substituieren damit sogar einen Teil der Stromerzeugung aus öffentlichen Gaskraftwerken in Deutschland und werden stärker für die Deckung des nationalen Bedarfs eingesetzt. Dies zeigen die unterschiedlichen Importbilanzen in den Szenarien III und IV. Voraussetzung dabei ist jedoch immer eine Flexibilität von Seiten des Unternehmens, schnell auf die Situationen reagieren zu können, und dass die parallel erzeugte Wärme auch entsprechend verwendet und eingesetzt wird. Für die Bewertung des solidarischen Geschäftsmodells und in Bezug auf die Bewertung des ökologischen Nutzens, muss dies kritisch hervorgehoben werden. Das Energiesystemmodell berücksichtigt die Wärme der KWK-Anlagen nur indirekt über den Preis. Die Auswirkungen beispielsweise auf die Emissionen, können aus den Ergebnissen nicht abgelesen werden. Die parallel erzeugte Wärme müsste von anderen Anlagen erzeugt werden und würde zu zusätzlichen Emissionen führen, die auf diesem Weg vermieden werden. Die Auswirkungen des solidarischen Anlagenkonzepts auf die Treibhausgasbilanz und damit deren Beitrag zum Klimaschutz muss daher insgesamt höher bewertet werden, als es die Ergebnisse des Modells zulassen. Perspektivisch könnte auch der Einsatz von Brennstoffzellen untersucht werden. Aus Kostensicht würde sich dies vermutlich erst bei deutlich höheren CO₂-Preisen lohnen, die den Einsatz von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas rentabel machen.

Im Rahmen des Zieldreiecks der Nachhaltigkeit kann das Anlagenkonzept in puncto Ökologie daher einen Beitrag leisten. Vor allem da die KWK-Anlagen, aber auch die zentralen Gaskraftwerke keine erneuerbaren Energien aus dem Markt verdrängen und damit die Funktionsfähigkeit der Energiewende unterstützen.

Betrachtet man die solidarischen KWK-Anlagen daher auf Basis des Zieldreiecks der Nachhaltigkeit, kann ein positiver Beitrag zu allen drei Aspekten identifiziert werden.

Neben dieser Bewertung soll zusätzlich ein direkter Vergleich zwischen den zentralen Gaskraftwerken aus Szenario III und den dezentralen Industrieanlagen aus Szenario IV erfolgen, denn die Modellierung hat an dieser Stelle Unterschiede ergeben. Die zentralen Gas- kapazitäten haben auf der einen Seite größere Auswirkungen auf die Börsenstrompreis- und Emissionsentwicklung im Jahr 2040. Auf der anderen Seite werden die KWK- Anlagen stärker im Inland und vor allem regional eingesetzt und verringern den Bedarf der Kraftwerksabregelung. Darüber hinaus muss die gleichzeitige Wärmeproduktion bedacht werden, die vor allem bei den Emissionen ausschlaggebend ist. Dass sich der Einsatz der KWK-Anlagen im direkten Vergleich daher aus Marktsicht als besser integrierbar ergeben hat, ist eine der zentralen Erkenntnisse dieser Analyse. Dies bestätigt auch ein Blick auf die Lastflüsse. Im Szenario I zeigt sich eine steigende Importabhängigkeit Deutschlands. Aufgrund des nationalen Kapazitätszubaus kann diesem Anstieg entgegengewirkt werden. Durch den Einsatz der solidarischen KWK-Anlagen wird der Importbedarf gesenkt, was auch zur erwähnten Senkung der durchschnittlichen Preise führt. Die erzeugten Strommengen und damit die Backup-Leistung werden dabei vor allem im Inland eingesetzt und führen zu einer stärkeren Regionalisierung der Stromversorgung. Die zentralen Gaskraftwerke können die Importe im Jahr 2040 sogar noch stärker um 3,67 TWh, die solidarischen Anlagen dagegen nur um 1,14 TWh senken. Diese Mengen erscheinen nicht groß, der lediglich regionale Zubau im Umfang von 3 GW muss an dieser Stelle bedacht werden. Die Exportbilanz und der Unterschied zwischen Szenario III und IV zeigen zudem, dass die Strommengen aus den KWK-Anlagen stärker im Inland verbraucht werden. Zudem finden auch vermehrt Transportflüsse statt, die die Verteilung der Strommengen zeigen. Im Szenario III und IV belaufen sich die Transportflüsse auf 15,87 bzw. 15,64 TWh/a und steigen damit um 0,58 bzw. 0,35 TWh/a.

Neben diesem Vergleich aus zentraler und dezentraler Bereitstellung steht aber auch die Eigenstromversorgung der Industrie an sich im Fokus der Untersuchungen. Das Argument der Entsolidarisierung kann zumindest teilweise in Frage gestellt werden. Durch die reduzierte Stromnachfrage der Industrie werden Kapazitäten im Markt frei, die zu weniger Nettoimportbedarf führen und mehr Exporte ermöglichen. Zudem sind dadurch auch positive Effekte auf den Strompreis zu beobachten. Die Entsolidarisierung bezieht sich daher auf die finanziellen Beiträge an den systembedingten Steuern und Abgaben, an denen sich die Industrie folglich weniger beteiligt. Für die Netzauslastung ist die Eigenstromversorgung darüber hinaus aber keine Unterstützung. Die Notwendigkeit der Kraftwerksabregelung ist im Eigenstrom Szenario II am höchsten. Dies gilt vor allem, weil die geringe Nachfrage der Industrie in Bayern alleine noch nicht ausreicht, um ein anderes Kraftwerk in Deutschland zu ersetzen. Der Nachfragerückgang beläuft sich auf-

grund der alleinigen Betrachtung Bayerns auf lediglich 4,7 TWh. Der solidarische Einsatz der Industriekraftwerke ist daher aus Sicht des Strommarktes besser zu bewerten als der ‚unsolidairsche‘ Betrieb. Weiterführende Untersuchungen mit einem größeren Nachfragerückgang der Industrie müssten zur genaueren Beurteilung jedoch folgen.

Auch wenn die Unterschiede zwischen den Ergebnissen aus gesamtdeutscher Sicht gering sind, so muss doch kritisch hervorgehoben werden, dass sich der Kraftwerkszubau in den Szenarien III und IV in den verbrauchsstarken Regionen wie Bayern bereits positiv auf die Netze auswirkt. Weiterhin muss über alle Szenarien hinweg angemerkt werden, dass bei der Modellierung konservative Szenarien hinterlegt wurden. Grundlage hierfür war der aktuelle Netzentwicklungsplan. Ein starker Ausbau der Elektromobilität, eine breite Anwendung von Wärmepumpen oder ähnliche Extremeszenarien mit Auswirkungen auf den Stromverbrauch sind nicht berücksichtigt. Darüber hinaus wird der vollständige Verbrauch der erzeugten Wärme und eine Flexibilität der Industrieunternehmen mit solidarischen KWK-Anlagen vorausgesetzt. Zudem muss kritisch angemerkt werden, dass sich die prognostizierten CO₂-Preise der International Energy Agency 2019 auf einem niedrigen Niveau bewegen. Bereits die in Kapitel 5.1 vorgestellten nationalen CO₂-Preise in Deutschland bis 2025 liegen deutlich höher, auch wenn diese bisher keiner wettbewerblichen Preisbildung unterliegen.

Fazit der Energiesystemmodellierung ist, dass das solidarische Anlagenkonzept aus Marktsicht funktionieren kann und die KWK-Anlagen einen wertvollen Beitrag auf dem Strommarkt leisten können. Ein solidarischer Einsatz ist zudem aus Netzsicht dem unsolidarischen Einsatz vorzuziehen, da dadurch weitere positive Effekte, insbesondere für die Netze, erzielt werden können. Aus Sicht des Zieldreiecks der Nachhaltigkeit können zahlreiche Vorteile identifiziert werden, die für das Konzept sprechen würden. Weitere Untersuchungen sind jedoch nach dieser ersten Analyse notwendig. Die Potentiale eines beispielsweise netzdienlichen Einsatzes in Form eines verringerten Netzausbaubedarfs oder der Bereitstellung von Systemdienstleistungen können an dieser Stelle noch nicht beantwortet werden, wären aber weitere Punkte, die für einen solidarischen Einsatz sprechen könnten.

Ob sich das solidarische Anlagenkonzept nicht nur aus Marktsicht, sondern auch aus Sicht eines Unternehmens als wirtschaftliches Geschäftsmodell erweisen kann, wird im nächsten Kapitel anhand von realen Unternehmensbeispielen beleuchtet.

10 Investitionsrechnung und Kostenvergleich für den Einsatz des solidarischen Anlagenkonzepts

Die Berechnungen des Energiesystemmodells konnten die Effekte einer solidarischen Eigenstromerzeugung auf den Strommarkt aus volkswirtschaftlicher Sicht zeigen. Damit das Geschäftsmodell funktionieren kann, muss jedoch ebenfalls eine betriebswirtschaftliche Bewertung aus Sicht von Industrieunternehmen erfolgen. Im weiteren Verlauf werden daher zwei beispielhafte Industriebetriebe im Detail betrachtet. Es handelt sich um reale Unternehmensangaben, die im Folgenden anonymisiert verwendet werden. Der Fragebogen, anhand dessen die Unternehmen ihre Angaben übermittelt haben, ist in Anhang A3 hinterlegt. Es wird angenommen, dass diese Unternehmen in eine neue KWK-Anlage investieren und das solidarische Geschäftsmodell, welches in Kapitel 7 eingeführt wurde, anwenden. Zusätzlich werden auf Basis der Beispiele unterschiedliche Szenarien durchgespielt, um die Wirtschaftlichkeit des Anlagenkonzepts potentiell steigern zu können. Ob der ökonomischen Aspekt aus Sicht des Zieldreiecks der Nachhaltigkeit zutrifft, wird im weiteren Verlauf daher geprüft. Zu Beginn soll jedoch auf die Eckdaten der zu untersuchenden Anlagen eingegangen werden.

10.1 Eckdaten und Kostenstruktur

Ein Ergebnis der vorhergegangenen Berechnungen im Energiesystemmodell ist, dass die solidarischen Anlagen zukünftig am Markt eingesetzt werden könnten. Im Jahr 2040 bieten sie in durchschnittlich 5.440 Stunden ihren Strom solidarisch auf dem Strommarkt an. Parallel sinkt der durchschnittliche Börsenstrompreis in diesem Jahr von 66 Euro/MWh auf 61,50 Euro/MWh. Im weiteren Verlauf wird dieser Wert abgerundet und mit durchschnittlich 60 Euro/MWh gerechnet. Diese Ergebnisse aus Kapitel 9 sollen im

weiteren Verlauf als Grundlage dienen, um zu ermitteln, ob das solidarische Anlagenkonzept unter diesen Voraussetzungen ein wirtschaftliches Geschäftsmodell darstellen kann. Darüber hinaus wird - wie im Energiesystemmodell - angenommen, dass nur neue Anlagen Backup-Leistung zur Verfügung stellen und Bestandsanlagen weiterhin der reinen Eigenversorgung dienen. Zudem wird zur Vereinfachung mit einer jährliche Benutzungsdauer von 8.765 Stunden gerechnet. Stillstandzeiten aufgrund von Revisionen, Reparaturen oder in Zeiten von Produktionsstopps werden für eine bessere Vergleichbarkeit und Vereinfachung außen vor gelassen. Es wird von einer Investition in ein mit Erdgas betriebenes BHKW mit Verbrennungsmotor ausgegangen.

Eine weitere Annahme ist, dass Industrieunternehmen im Zuge des Anlagenkonzeptes in größere Anlagenleistungen investieren, um mehr Backup-Leistung zum Verkauf am Markt zur Verfügung stellen zu können. Um die Auswirkungen einer Überdimensionierung über den eigenen Bedarf hinaus ebenfalls testen zu können, werden die Beispiele anhand von drei unterschiedlichen Anlagengrößen ausgeführt. Grundlage für die Größe der Anlage bleibt trotzdem der Reststrombedarf der beiden betrachteten Beispielunternehmen. Für das Unternehmen I aus dem milchverarbeitenden Gewerbe ergibt sich ein Reststrombedarf von 6,8 GWh/a. Zur Deckung dieser Strommenge ist eine Anlage mit einer Leistung von 750 kW_{el} bei 8.765 Vollaststunden geeignet. Das Unternehmen II aus dem kunststoffverarbeitenden Gewerbe weist einen Reststrombedarf von 9,6 GWh/a auf. Unter den gleichen Annahmen ergibt sich an dieser Stelle eine Anlagenleistung von ca. 1 MW_{el}. Um zu überprüfen, welche Auswirkung eine Überdimensionierung über den Bedarf hinaus haben würde, wird zudem das Beispiel einer 1,99 MW_{el} Anlage betrachtet. Dies ist die maximale Anlagengröße, für die eine Stromsteuerbefreiung für die Eigenstromversorgung noch möglich ist. Konventionelle Anlagen mit einer Leistung über 2 MW müssen für jede erzeugte und selbst verbrauchte Kilowattstunde Strom 2,05 ct Stromsteuer bezahlen. Eine zusätzliche Stromsteuerpflicht würde sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirken und wird daher an dieser Stelle nicht geprüft. Die drei Anlagengrößen werden auf jeweils beide Unternehmen angewendet. Die allgemeinen Eckdaten der Anlagen, die im weiteren Verlauf als Grundlage dienen sollen, sind der der Tabelle 10.1 zusammengefasst.

Tabelle 10.1 Eckdaten der solidarischen Eigenstromversorgungsanlagen in den Größenklassen 750 kW_{el}, 1 MW_{el} und 1,99 MW_{el}

	Formel	Anlage I	Anlage II	Anlage III
Leistung _{el}	Leistung _{el} / 65 %* ¹	750 kW _{el}	1 MW _{el}	1,99 MW _{el}
Leistung		1,15 MW	1,54 MW	3,08 MW
η_{el}		41 %	42 %	43 %
$\eta_{thermisch}$		46 %	45 %	44 %
η_{gesamt}	(Leistung _{el} +Leistung)/ η_{gesamt}	87 %	87 %	87 %
Brennstoffleistung	Leistung _{el} · 8.765 h	2,18 MW	2,92 MW	5,84 MW
Stromerzeugung	Leistung · 8.765 h	6,57 GWh/a	8,76 GWh/a	17,52 GWh/a
Wärmeerzeugung		10,11 GWh/a	13,49 GWh/a	26,96 GWh/a
Brennstoffeinsatz	(Brennstoffleistung · 8.765 h)/0,9* ²	21,31 GWh(H _S)/a	28,42 GWh(H _S)/a	56,80 GWh(H _S)/a

*¹ Durchschnittswert Verhältnis elektrischer zu thermischer Leistung

*² Verhältnis Heizwert zu Brennwert

Quelle: Eigene Darstellung nach ASUE 2010a; ASUE 2010b; ASUE 2007

Tabelle 10.2 Kostenstruktur der solidarischen Eigenstromversorgungsanlagen

kapitalgebundene Kosten	
Investitionskosten	400 Euro/kW _{el}
Transportkosten & Abnahme der Anlage	7 % der Investitionskosten für eine 750 kW _{el} -Anlage 19 % der Investitionskosten für eine 1 MW _{el} -Anlage 18 % der Investitionskosten für eine 1,99 MW _{el} -Anlage
Einbindung der Anlage	67 % der Investitionskosten für eine 750 kW _{el} -Anlage 76 % der Investitionskosten für eine 1 MW _{el} -Anlage 59 % der Investitionskosten für eine 1,99 MW _{el} -Anlage
Nutzungsdauer	11 a (offizieller Abschreibungszeitraum)
Zinssatz	2 %*
Annuität	8,14 %
Inflationsrate	1,4 %
verbrauchsgebundene Kosten	
Wartung & Instandhaltung	1 ct/kWh für eine 750 kW _{el} -Anlage 0,8 ct/kWh für eine 1 MW _{el} und 1,99 MW _{el} -Anlage
Personal	3 % der Sachinvestitionen
Verwaltung & Sonstiges	1,5 % der Sachinvestitionen
betriebsgebundene Kosten	
Gas	Gaspreis x Brennstoffeinsatz
CO ₂ -Preis	Emissionsfaktor 0,202 kg/kWh bei 55 Euro/t CO ₂
EEG-Umlage Eigenstrom	Eigenstrommenge x (40 % x 6,7 ct/kWh)
Erdgassteuererstattung	(Entlastungssatz 1,38 Euro/MWh x Brennstoffeinsatz) - 250 Euro Sockelbetrag
Erlöse solidarische Strommengen	Strommenge x 60 Euro/MWh
Reststrombezug aus dem Netz	Strommenge x Strompreis

* Anlehnung an einen zinsgünstigen KfW-Unternehmerkredit mit 10 Jahren Laufzeit

Quelle: Eigene Darstellung nach ASUE 2010a; ASUE 2010b; ASUE 2015a; Technische Universität Berlin 2016; BAFA 2019; Generalzolldirektion 2018; KfW 2020; Statistisches Bundesamt 2019c; Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Um die Anlagen I, II und III im weiteren Verlauf auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersuchen zu können, müssen die Kosten im Zuge der Investition dargestellt werden. In der Tabelle 10.2 ist die Kostenstruktur der Anlagen abgebildet. Es wird zwischen den kapitalgebundenen, den verbrauchsgebundenen und den betriebsgebundenen Kosten unterschieden.

Bei den kapitalgebundenen Kosten handelt es sich um die Investitionskosten zum Erwerb und zur Errichtung des Kraftwerks genauso wie die Zinsen zur Finanzierung. Über die dynamische Investitionsrechnung nach der Kapitalwertmethode werden auch die Inflation, die Abschreibung und der Zinseszins in den Berechnungen berücksichtigt.

Bei den Investitionskosten wird von einer mit Erdgas betriebenen Gasmotor ausgegan-

gen. Diese Entscheidung für diesen Anlagentyp begründet sich in der Technologiebewertung aus dem Kapitel 8. Die Investitionskosten liegen bei ca. 400 Euro/kW_{el}. Diese Kosten sollen über alle Anlagengrößen hinweg angenommen werden. Sie umfassen den Preis für ein BHKW-Modul inklusive des Schalt- und Steuerschranks, dem Katalysator, der Fernüberwachung, der Abgasschalldämmkapsel sowie der Be- und Entlüftung. Nicht enthalten sind der Transport und die Abnahme der Anlage sowie die Einbindung der Anlage in das Unternehmens- und Prozessumfeld. Diese zusätzlichen Kosten werden mit 7 % bzw. 67 % der Investitionskosten für ein 750 kW_{el}-BHKW-Modul veranschlagt. Mit steigender Leistung verändern sich diese Kosten, dies wird in den Berechnungen berücksichtigt (vgl. Tabelle 10.2) (ASUE 2015a). Laut offizieller AfA-Tabelle erstreckt sich der Abschreibungszeitraum von Verbrennungsmotoren auf 11 Jahre. Dieser Wert soll für die hinterlegte Nutzungsdauer angenommen werden, auch wenn deren Laufleistung theoretisch länger veranschlagt werden könnte (Technische Universität Berlin 2016). Für die Investitionsrechnung sind darüber hinaus Angaben über den Zinssatz und die Annuität über den Zeitraum der hinterlegten 11 Jahre relevant. Auf Basis der derzeitig üblichen Zinssätze wurde ein Zinssatz von 2 % für die Unternehmensinvestition angesetzt und mit einer Inflationsrate von 1,4 % gerechnet (KfW 2020);(Statistisches Bundesamt 2019c). Bei der Finanzierung wird eine Bonität der beiden Unternehmen angenommen und von einer 100 % Fremdkapitalfinanzierung ausgegangen. Damit werden die Opportunitätskosten bei einer Eigenkapitalfinanzierung vermieden. Zudem wird kein Schrott- oder Restwert der Anlage berücksichtigt, um die Rechnungen zu vereinfachen (Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016).

Die verbrauchsgebundenen Kosten umfassen die Aufwendungen nach der Inbetriebnahme des Kraftwerks. Dazu zählen die Veranschlagung von Wartungs-, Instandhaltungs- und Personalkosten genauso wie die Berücksichtigung von Verwaltungskosten. In der Literatur wird von sinkenden Wartungskosten je erzeugter kWh bei steigender Anlagenleistung ausgegangen. Dieser Aspekt wird ebenfalls berücksichtigt. Auf Basis von BHKW-Kenndaten wurden die Wartungs- und Instandhaltungskosten auf 1 ct/kW_{el} für eine 750 kW_{el} und 0,8 ct/kWh für eine 1 bzw. 1,99 MW_{el}-Anlage festgelegt. Häufig arbeiten Unternehmen in diesem Bereich mit Vollwartungsverträgen (ASUE 2015a). Es können betriebsintern aber auch Synergien genutzt werden, sollten Mechaniker aus dem Unternehmen fachlich in der Lage sein, gewisse Wartungsarbeiten selbst durchführen zu können. Für die Generalüberholung, die bei einem BHKW nach ca. 30.000 bis 60.000 Betriebsstunden durchgeführt werden muss, werden bis zu 20 % der gesamten Instandhaltungskosten angesetzt. Unter Sonstiges können zudem Versicherungen gezählt werden. Darüber hinaus werden für Personalkosten 3 % und für Verwaltungskosten 1,5 % der

Sachinvestitionskosten veranschlagt (ASUE 2015a).

Für den Betrieb des Verbrennungsmotors ist darüber hinaus der Bezug von Erdgas notwendig. Der Erdgaspreis eines Unternehmens orientiert sich zum einen an den zum Vertragsabschluss gültigen Börsenstrompreisen, zum anderen an der Gasmenge als Verhandlungsmasse. Die beiden Unternehmen haben ihre gültigen Gaspreise bei der empirischen Erhebung angegeben, sodass mit diesen gerechnet werden kann. Zudem werden Netzentgelte sowie eine Energiesteuer fällig. Die Energiesteuer kann jedoch über einen jährlichen Steuerantrag beim Hauptzollamt wieder teilweise erstattet werden (Generalzolldirektion 2018). Dieser Aspekt ist in der Tabelle 10.2 ebenfalls hinterlegt.

Zu den betriebsgebundenen Kosten zählen noch weitere Steuern: Ab dem Jahr 2021 wird in Deutschland eine CO₂-Steuer auf fossile Brennstoffe erhoben. Bis zum Jahr 2025 ist der Preis pro Tonne CO₂ vorgegeben und steigt von 25 auf 55 Euro/tCO₂. Ab dem Jahr 2026 soll sich der Preis in einem Handelssystem bilden. Für die Berechnungen wird daher im Folgenden von dem derzeit bekannten Maximalpreis von 55 Euro/tCO₂ ausgegangen (Die Bundesregierung 2019). In Kombination mit dem Emissionsfaktor von Erdgas in Höhe von 0,202 kg/kWh ergeben sich daraus zusätzliche Kosten in Höhe von 1,1 ct pro kWh Erdgas (BAFA 2019).

Ein weiterer Kostenfaktor ist die EEG-Umlage, die auf den selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom erhoben wird. Hierfür wird der EEG-Umlagesatz aus dem Jahr 2020 in Höhe von 6,756 ct/kWh angenommen und für den Eigenstrom angesetzt. Die Abgrenzung eventueller Dritter und die damit verbundene, höhere EEG-Umlage wird für die Vereinfachung vernachlässigt.

Die in Tabelle 10.2 aufgezeigten Kosten werden im weiteren Verlauf auf die unterschiedlichen Anlagengrößen und auf die beiden konkreten Unternehmensbeispiele angewendet, um Aussagen über die Rentabilität der Investition treffen zu können.

Die dynamischen Investitionsrechnungen für die beiden Beispielunternehmen sind über den Zeitraum von 11 Jahren im Anhang dargestellt. Im Fließtext wird zur Veranschaulichung jeweils nur das erste Jahre der Investition abgebildet.

10.2 Beispiel I: Milchverarbeitendes Unternehmen

Das erste Unternehmensbeispiel stellt ein Unternehmen aus dem milchverarbeitenden Gewerbe dar. Diese Branche ist charakterisiert durch einen konstanten Betrieb, mit hohen Vollaststunden und einem vergleichsweise hohen Strom- und Kältebedarf. Die Kühlung und Verarbeitung der Milchprodukte ist energieintensiv, auch wenn das vorlie-

gende Unternehmen keine Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen kann. Die Eckdaten des Unternehmensbeispiels sind in der Tabelle 10.3 dargestellt.

Tabelle 10.3 Unternehmensbeispiel I: Eckdaten Unternehmen aus dem milchverarbeitenden Gewerbe

Branche	milchverarbeitendes Gewerbe
Anzahl Mitarbeiter	800
Schichtbetrieb	4 Schichten, 7 Tage pro Woche
Stromverbrauch	42 GWh/a
Wärmeverbrauch	66 GWh/a
Kälteverbrauch	13,5 GWh/a Prozesskälte; 11 GWh/a Raumkühlung
Strompreis	19,1 ct/kWh
Gaspreis	2,6 ct/kWh

Quelle: Eigene Darstellung nach empirischer Erhebung vgl. Anhang A3

Das Unternehmen arbeitet in einem 4-Schichtbetrieb in 7 Tagen die Woche. Das bedeutet, dass die ca. 800 Mitarbeiter Montag bis Freitag in drei Schichten aufgeteilt sind und es eine zusätzliche Wochenendschicht gibt. Der Milchverarbeiter benötigt ca. 42 GWh Strom pro Jahr und zusätzlich 66 GWh Wärme und 24,5 GWh Kälte. Um diesen hohen Energieverbrauch zu decken, hat das Unternehmen bereits im Jahr 2012 in zwei Gasmotoren BHKW investiert. Diese haben eine elektrische Leistung von 2.145 bzw. 2.141 kW und erzeugen 35,2 GWh Strom pro Jahr. Dies geht aus der Tabelle 10.4 hervor, die die Unternehmensangaben zur bereits bestehenden Eigenstromversorgung zusammenfasst.

Tabelle 10.4 Unternehmensbeispiel I: Überblick über bestehende Eigenstromversorgungsanlagen

Leistung	4,2 MW _{el} (2.145 kw + 2.141 kW)
Anlagentyp	BHKWs mit Gasmotor
Stromerzeugung	35,2 GWh/a
Wärmeerzeugung	19,3 GWh/a
Kälteerzeugung	23 GWh/a
Vollaststunden	8.300
Überschusseinspeisung	290.000 kWh/a
Reststrommenge	6,8 GWh/a

Quelle: Eigene Darstellung nach empirischer Erhebung vgl. Anhang A3

In 8.300 Vollaststunden decken die BHKW bereits einen Großteil des Strom- und Kältebedarfs des Unternehmens ab. Ein Wärmebedarf im Umfang von 46,7 GWh/a besteht trotz der Eigenstromversorgung weiterhin. Es ergibt sich zudem ein Reststrombedarf des milchverarbeitenden Unternehmens in Höhe von 6,8 GWh/a, der zum angegebenen Strompreis von 19,1 ct/kWh aus dem Netz gedeckt werden muss. Des Weiteren

liegen die Zahlen für die Servicewartungen vor. Das Unternehmen hat einen Vollwartungsvertrag zu 12,40 Euro je Betriebsstunde und Aggregat abgeschlossen. Die Motorgrundüberholung nach ca. 60.000 Betriebsstunden ist hierin nicht inbegriffen und wird mit zusätzlichen 235.000 Euro verrechnet. Dies ergibt durchschnittliche Wartungs- und Instandhaltungskosten von 1,25 ct/kWh in Bezug auf die Bestandsanlagen. Damit liegen die Kosten höher als die in der Literatur angegebenen und an dieser Stelle angenommenen 1 ct/kWh bzw. 0,8 ct/kWh für die solidarisch eingesetzten Anlagen. Das Unternehmen gibt darüber hinaus an, auch Synergien nutzen zu können. Das bedeutet, dass kleine Instandhaltungsmaßnahmen durch das eigene Personal durchgeführt werden können. Dies ermöglicht kürzere Stillstandzeiten.

Im Folgenden sollen unterschiedliche Szenarien für das vorliegende Unternehmen durchgespielt werden. Zum einen soll betrachtet werden, welche Effekte die Installation einer weiteren KWK-Anlage zur reinen Eigenstromversorgung hätte. Zum anderen soll auch die Wirtschaftlichkeit der drei vorgestellten Anlagengrößen im solidarischen Einsatz aus der Tabelle 10.1 für das Unternehmen errechnet werden.

10.2.1 Eigenstromversorgung

Um den Reststrombedarf des milchverarbeitenden Unternehmens in Höhe von 6,8 GWh/a abdecken zu können, würde eine elektrische Anlagenleistung von ca. 750 kW_{el} ausreichen. Diese Anlage würde in 8.765 Stunden 6,57 GWh/a Strom und 10,11 GWh/a Wärme erzeugen. Sowohl Strom als auch Wärme könnten im Unternehmen theoretisch verbraucht werden. Obwohl im Rahmen dieser Betrachtungen ein solidarisches Geschäftsmodell im Fokus steht, ist eine Vergleichbarkeit zu einem reinen Eigenversorgungsbetrieb des Kraftwerks zur besseren Einordnung relevant. Die vorgestellt Kostenstruktur der Investition in Tabelle 10.2 wird in der Tabelle 10.5 auf das vorgestellte Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage für das milchverarbeitende Unternehmen angewendet. In der dynamischen Investitionsrechnung stellt die Tabelle 10.5 das erste Jahr der Investition dar. Im Anhang A12 sind die Zahlen und Nebenrechnungen für die angedachte Nutzungsdauer von 11 Jahren hinterlegt.

Tabelle 10.5 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer reinen Eigenversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage für das erste Jahr der Investition

Preissteigerung	1,4 %
Zinssatz	2,0 %
Investitionskosten	522.000,00
Abschreibung	52.200,00
Zinsen*	10.440,00
verbrauchsgebundene Kosten	968.375,57
Gas	554.109,20
CO ₂ -Preis	236.775,12
EEG-Umlage für Eigenstrom	177.491,00
betriebsgebundene Kosten	89.227,50
Wartung & Instandhaltung	65.737,50
Personalaufwand	15.660,00
Verwaltung & Sonstiges	7.830,00
Erdgassteuererstattung	-29.160,41
Reststrombezug Netz	43.214,00
Gesamtausgaben	1.082.096,66
Referenzkosten reiner Netzbezug	1.298.800,00
Kapitalrückfluss	216.703,34
Saldo Kapitaleinsatz	-305.296,66
Interner Zins über die gesamte Nutzungsdauer	41,85 %

* Zinsen inkl. Zinseszins

Quelle: Eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016 und vgl. Angaben und Quellen aus den Tabellen 10.1 & 10.2

Aus der Kostenübersicht geht hervor, dass die Aufwendungen für den Betrieb der KWK-Anlage im ersten Jahr bei 1,08 Mio. Euro liegen. Vergleicht man dieses Ergebnis mit den Referenzkosten, die das Unternehmen für den Netzbezug der gleichen Strommenge bezahlen müsste wird deutlich, dass die Investition in die Eigenversorgungsanlage rentabel ist, da der Kapitalrückfluss im ersten Jahr bei 216.703,34 Euro liegt. Das bedeutet, dass die Kosten der Stromerzeugungsanlage um diesen Betrag niedriger sind als die Referenzkosten. Zudem gibt der interne Zins eine Indikation. Mit 41,85 % ist er deutlich positiv, was auf eine schnelle Amortisation der Investition hindeutet. Daher wird in der Tabelle 10.6 in einer statischen Amortisationsberechnung betrachtet, wie schnell sich die Beispielanlage für das Unternehmen amortisieren würde.

Tabelle 10.6 Unternehmensbeispiel I: statische Amortisation (in Euro/a) einer reinen Eigenversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage

Investitionskosten	522.000,00
geplante Nutzungsdauer in Jahren	11
Voraussichtliche Kosten pro Jahr	1.082.096,66
Referenzkosten Stromnetzbezug	1.298.800,00
Gesamtgewinn pro Periode	216.703,34
Amortisationszeit	2,41 a

Quelle: Eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016 und vgl. Angaben und Quellen aus Tabelle 10.5

Die Amortisationszeit liegt im Falle der reinen Eigenstromversorgung bei 2,41 Jahren. Die Investition kann daher aus Sicht des Unternehmens als wirtschaftlich eingestuft werden. Eine dynamische Amortisationsrechnung wurde ebenfalls durchgeführt und ist in Anhang A13 hinterlegt. Das Ergebnis dieser Berechnung ergibt einer Dauer von 3 Jahren und liegt aufgrund der hinterlegten Preissteigerungen durch Inflation und Zinsen etwas höher.

Ob sich für die solidarische Eigenstromversorgung ein ähnliches Bild ergibt, wird für das Unternehmensbeispiel I im nächsten Kapitel betrachtet.

10.2.2 Solidarische Eigenstromversorgung

Im Folgenden werden nun die Kosten der drei unterschiedlichen Anlagengrößen, nämlich einer 750 kW_{el}, einer 1 MW_{el} und einer 1,99 MW_{el}-Anlage, miteinander verglichen. Für alle drei Leistungsklassen wird das solidarische Anlagenkonzept angewendet. Das bedeutet, dass das milchverarbeitende Unternehmen mit der neuen Eigenversorgungsanlage in 5.440 Stunden im Jahr Backup-Leistung zur Verfügung stellt. In den übrigen 3.325 Stunden im Jahr wird der eigene Stromverbrauch gedeckt. In der Summe wird die Anlage erneut in 8.765 Stunden pro Jahr betrieben, jedoch unter Annahme unterschiedlicher Erlösmöglichkeiten als im soeben betrachteten Fall der reinen Eigenstromversorgung. Die Eckdaten für die drei Anlagen sind in der Tabelle 10.7 dargestellt.

Tabelle 10.7 Unternehmensbeispiel I: Eckdaten für Anlagen zur solidarischen Eigenversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}, 1 MW_{el} und 1,99 MW_{el}-Anlage (Angaben pro Jahr)

	750 kW _{el}	1 MW _{el}	1,99 MW _{el}
solidarische Einspeisung	5.440 h	5.440 h	5.440 h
Eigenstromversorgung	3.325 h	3.325 h	3.325 h
Eigenstrommenge	2,49 GWh	3,32 GWh	6,65 GWh
Reststrommenge Netz	4,31 GWh	3,48 GWh	0,15 GWh
solidarische Einspeisung	4,08 GWh	5,44 GWh	10,87 GWh
Kosten Reststrombezug Netz	822.494 Euro	663.725 Euro	29.285 Euro
Erlöse solidarisches Konzept*	244.800 Euro	326.400 Euro	652.474 Euro

* Verkauf an der Strombörse zu durchschnittlich 60 Euro/MWh

Quelle: Eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016 und vgl. Angaben und Quellen aus den Tabellen 10.1 & 10.2

Den Reststrombedarf, der nicht über die Eigenversorgung in 3.325 Stunden im Jahr gedeckt werden kann, muss folglich über den Netzbezug eingekauft werden. Das Unternehmen bezieht seinen Strom laut eigenen Angaben für 19,1 ct/kWh. Dieser Wert soll auch für die Zukunft unterstellt werden. Die Kosten für den Reststrombezug aus dem Netz sind in der Tabelle 10.7 errechnet. Die eingespeiste Backup-Leistung im Zuge des solidarischen Betriebs wird in den 5.440 Stunden mit einem durchschnittlichen Börsenstrompreis von 60 Euro/MWh vergütet. Dieser Wert ging aus den Energiemodellberechnungen aus Kapitel 9 hervor. Die erzielbaren Erlöse sind ebenfalls in der Tabelle 10.7 dargestellt. Die 1,99 MW_{el} Anlage kann bei dieser Betriebsführung den Eigenstrombedarf des Unternehmens fast vollständig decken. Die Kosten für den Reststrombezug sind daher in diesem Beispiel am geringsten. Parallel muss jedoch auch bedacht werden, dass sich die Kosten für den Betrieb der Anlage mit steigender Anlagengröße erhöhen. Die Kosten je Anlagengröße sind daher in der Tabelle 10.8 zusammengefasst. Erneut wird nur das erste Jahr der dynamischen Investitionsrechnung für alle Anlagengrößen dargestellt. Im Anhang A14 bis A16 sind die Berechnungen über die gesamte Nutzungsdauer von 11 Jahren abgebildet.

Tabelle 10.8 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}, 1 MW_{el} und 1,99 MW_{el}-Anlage für das erste Jahr der Investition

Preissteigerung	1,4 %	Zinssatz	2,0 %
	750 kW _{el}	1 MW _{el}	1,99 MW _{el}
Investitionskosten	522.00,00	780.000,00	1.415.292,00
Abschreibung	52.200,00	78.000,00	141.529,20
Zinsen	10.440,00	15.600,00	28.305,84
verbrauchsgebundene Kosten	857.717,32	1.143.622,42	2.286.101,33
Gas	554.109,20	738.812,26	1.476.885,71
CO ₂ -Preis	236.775,12	315.700,16	631.084,62
EEG-Umlage für Eigenstrom	66.833,00	89.110,00	178.131,00
betriebsgebundene Kosten	89.227,50	105.220,00	203.858,02
Wartung & Instandhaltung	65.737,50	70.120,00	140.169,88
Personalaufwand	15.660,00	23.400,00	42.458,76
Verwaltung & Sonstiges	7.830,00	11.700,00	21.229,38
Reststrombezug Netz	822.494,00	663.725,00	29.285,00
Erdgassteuererstattung	-29.160,41	-38.963,88,00	-78.138,55
Erlöse solidarisches Konzept	-244.800,00	-326.400,00	-652.474,00
Gesamtausgaben	1.505.918,41	1.562.803,54	1.816.937,64
Referenzkosten reiner Netzbezug	1.298.800,00	1.298.800,00	1.298.800,00
Kapitalrückfluss	-207.118,41	-264.003,54	-518.137,64
Saldo Kapitaleinsatz	-729.118,41	-1.044.003,54	-1.933.429,64
Interner Zins	k.A.	k.A.	k.A.

Quelle: Eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016 und vgl. Angaben und Quellen aus den Tabellen 10.1 & 10.2

Es wird deutlich, dass die angenommenen Erlöse die Kosten für den Betrieb der Anlage nicht aufwiegen können. Bereits die 750 kW_{el} KWK-Anlage kann unter diesen Bedingungen nicht wirtschaftlich betrieben werden. Die Kosten für den Reststrombezug in Höhe von 822.494 Euro übersteigen die Erlöse an der Börse im Umfang von 244.800 Euro durch die solidarische Einspeisung um ein Vielfaches. Mit steigender Anlagengröße kann zwar der Reststrombezug und die damit verbundenen Kosten minimiert werden, die verbrauchsgebundenen Kosten steigen jedoch parallel an. Am Beispiel der 1,99 MW_{el} zeigt sich, dass allein die Kosten für den Gasbezug die Referenzkosten übersteigen. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist daher unter den angenommenen Rahmenbedingungen nicht möglich. Aus diesem Grund führt auch die Amortisationsrechnung für die einzelnen Leistungsklassen zu keinem Ergebnis. Daher wird sowohl auf eine statische als auch eine dynamische Amortisationsrechnung an dieser Stelle verzichtet. Für jede der betrachteten Anlagen ergibt sich ein negativer Kapitalrückfluss. Das bedeutet, dass die Kosten für

den Betrieb der Anlage die Referenzkosten für den reinen Netzbezug der Strommengen übersteigen und die Investition zu jährlichen Verlusten führt. Nachdem die Referenzkosten konstant bleiben, wird im Zuge der Diskussion ermittelt, welche Möglichkeiten es geben kann, die Investition in das solidarische Anlagenkonzept doch noch wirtschaftlich zu gestalten. Vorerst wird aber das zweite Unternehmensbeispiel genauer betrachtet und ermittelt, ob sich an dieser Stelle ein vergleichbares Ergebnis zeigt.

10.3 Beispiel II: Kunststoffverarbeitendes Unternehmen

Das zweite Unternehmen, welches in diesem Zusammenhang betrachtet werden soll, ist ein kunststoffverarbeitender Betrieb. Das Schmelzen und In-Form-Bringen von Kunststoff ist auch als energieintensiv einzustufen. Dies zeigt der angegebene Stromverbrauch in Höhe von 19,7 GWh pro Jahr. Trotz des Energieverbrauchs handelt es sich auch hierbei nicht um ein Unternehmen der Besonderen Ausgleichsregel. Die Eckdaten des Unternehmens sind in der Tabelle 10.9 zusammengefasst.

Tabelle 10.9 Unternehmensbeispiel II: Unternehmen aus dem kunststoffverarbeitenden Gewerbe

Branche	kunststoffverarbeitendes Gewerbe
Anzahl Mitarbeiter	375
Schichtbetrieb	3 Schichten, Montag bis Freitag
Stromverbrauch	19,7 GWh/a
Strompreis	19,9 ct/kWh
Gaspreis	3,4 ct/kWh

Quelle: Eigene Darstellung nach empirischer Erhebung vgl. Anhang A3

Das Unternehmen hat einen 3-Schichtbetrieb und die ca. 375 Mitarbeiter arbeiten von Montag bis Freitag. In den Jahren 2014 und 2015 wurden drei gasbetriebene BHKW-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1,99 MW_{el} installiert. Diese Eigenstromversorgungsanlagen erzeugen in der Summe 9,6 GWh Strom und 10,8 GWh Wärme im Jahr. Die Anlage wird mit jährlich 4.723 Vollaststunden betrieben und es findet in der Regel keine Überschusseinspeisung statt. Im Jahr 2020 installiert das Unternehmen zusätzlich eine 550 kW_p Photovoltaikanlage für den reinen Eigenstrombezug. Es wird von einer jährlichen Stromerzeugung in Höhe von 550 MWh ausgegangen, sodass sich ein Reststrombedarf für das Unternehmen im Umfang von 9,6 GWh/a ergibt. Leider liegen für das Unternehmen keine weiterführenden Werte zum jährlichen Wärme- oder Kältebedarf

vor, sodass im Folgenden davon ausgegangen wird, dass die zusätzlich erzeugte Energie nichtsdestotrotz im Unternehmen Einsatz findet.

Die Angaben zu den bestehenden Eigenerzeugungsanlagen des Unternehmensbeispiels II sind in der Tabelle 10.10 dargestellt.

Tabelle 10.10 Unternehmensbeispiel II: Überblick über bestehende Eigenstromversorgungsanlagen

Leistung	1,99 MW _{el} und 550 kW _{pel}
Anlagentyp	BHKWs mit Gasturbinen und PV-Anlage
Stromerzeugung	9,6 GWh/a + 550 MWh/a
Wärmeerzeugung	10,8 GWh/a
Vollaststunden	4.723 (BHKW)
Überschusseinspeisung	keine
Reststrommenge	9,6 GWh/a

Quelle: Eigene Darstellung nach empirischer Erhebung vgl. Anhang A3

Auch bei diesem Unternehmen wird ein Blick auf die bestehenden Wartungs- und Instandhaltungskosten geworfen. Diese betragen 1,5 ct/kWh bei den bestehenden Anlagen. Sie liegen damit auch höher als die angenommenen 1 ct/kWh bzw. 0,8 ct/kWh für das solidarische Konzept. Zusätzlich können Synergien in Form eines Betriebshandwerkers genutzt werden, der kleinere Reperaturen selbst vornehmen kann.

Wie bereits für das Unternehmensbeispiel I soll auch für das kunsstoffverarbeitende Unternehmen zunächst die reine Eigenstromversorgung untersucht werden, bevor detaillierter über die Möglichkeiten eines solidarischen Anlagenkonzepts diskutiert wird.

10.3.1 Eigenstromversorgung

Erneut soll der Reststrombedarf des Unternehmens herangezogen werden, um die entsprechende Anlagengröße für eine zusätzliche Eigenversorgung zu ermitteln. Dieser liegt bei 9,6 GWh/a. Obwohl das Unternehmen keinen Betrieb rund um die Uhr aufweist, soll im Folgenden zur Vereinfachung trotzdem mit einer Vollaststundenzahl in Höhe von 8.765 Stunden gerechnet werden. Der Reststrombedarf könnte daher mit einer 1 MW_{el}-KWK-Anlage gedeckt werden. Diese Anlage würde 8,76 GWh Strom und 13,49 GWh Wärme erzeugen. Die Eckdaten der Anlage wurden bereits in der Tabelle 10.11 vorgestellt. Für die Investitionsrechnung sind in der Tabelle 10.11 die Kosten für das erste Jahr der Investition zusammengefasst. Die gesamte dynamische Investitionsrechnung befindet sich in Anhang A17.

Tabelle 10.11 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer reinen Eigenversorgung am Beispiel einer 1 MW_{el}-Anlage für das erste Jahr der Investition

Preisseigerung	1,4 %
Zinssatz	2,0 %
Investitionskosten	780.000,00
Abschreibung	78.000,00
Zinsen*	15.600,00
verbrauchsgebundene Kosten	1.518.494,27
Gas	966.139,11
CO ₂ -Preis	315.700,16
EEG-Umlage für Eigenstrom	236.655,00
betriebsgebundene Kosten	105.220,00
Wartung & Instandhaltung	70.120,00
Personalaufwand	23.400,00
Verwaltung & Sonstiges	11.700,00
Erdgassteuererstattung	-38.963,88
Reststrombezug Netz	166.165,00
Gesamtausgaben	1.766.515,39
Referenzkosten reiner Netzbezug	1.910.400
Kapitalrückfluss	143.884,61
Saldo Kapitaleinsatz	-636.115,39
Interner Zins über die gesamte Nutzungsdauer	15,30 %

* Zinsen inkl. Zinsezins

Quelle: Eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016 und vgl. Angaben und Quellen aus den Tabellen 10.1 & 10.2

Bei dem Unternehmensbeispiel II machen sich die höheren Gas- und Strombezugspreise bemerkbar. Das Unternehmen zahlt im Vergleich zu Unternehmen I 0,8 Cent mehr je kWh Strom aus dem Netz und ebenfalls 0,8 Cent mehr je kWh Gas. Durch den deutlich höheren Strom- und Gasbedarf hat das Unternehmen I eine besser Verhandlungsmasse beim Abschluss der entsprechenden Lieferverträge. Dieser Aspekt muss im weiteren Verlauf berücksichtigt werden.

Trotzdem liegen die jährlichen Kosten der Anlage mit 1,77 Mio. Euro unter den Referenzkosten für den reinen Netzbezug in Höhe von 1,91 Mio. Euro. Der Kapitalrückfluss und der interne Zins sind positiv und damit auch der Kostenvergleich. Daher ergibt sich aus der Tabelle 10.12 auch ein Ergebnis für die statische Amortisationsrechnung.

Tabelle 10.12 Unternehmensbeispiel II: statische Amortisation (in Euro/a) einer reinen Eigenversorgung am Beispiel einer 1 MW_{el}-Anlage

Investitionskosten	780.000,00
geplante Nutzungsdauer in Jahren	11
Voraussichtliche Kosten pro Jahr	1.766.515,39
Referenzkosten Stromnetzbezug	1.910.400,00
Gesamtgewinn pro Periode	143.884,61
Amortisationszeit	5,42 a

Quelle: Eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016 und vgl. Angaben und Quellen aus Tabelle 10.11

Die Investition in eine zusätzliche KWK-Anlage zur reinen Eigenstromversorgung würde sich für das Unternehmen in 5,42 Jahren amortisieren. Dieses Ergebnis liegt unter der hinterlegten Nutzungsdauer und damit dem offiziellen Abschreibungszeitraum. Im Anhang A18 ist eine dynamische Amortisationsrechnung hinterlegt, mit dem Ergebnis von 6 Jahren. Die Investition kann daher aus Sicht des Unternehmens als wirtschaftlich eingestuft werden. Im Vergleich zum Unternehmensbeispiel I zeigt sich jedoch ein deutlicher Unterschied, der sich vor allem in den erwähnten Differenzen der Strom- und Gasbezugspreise begründen lassen kann. Welche weiteren Unterschiede in Bezug auf das solidarische Konzept erkennbar sind, wird im weiteren Verlauf analysiert.

10.3.2 Solidarische Eigenstromversorgung

Für das kunststoffverarbeitende Unternehmen wird ebenfalls das solidarische Anlagenkonzept getestet. Erneut werden alle drei Anlagengrößen, eine 750 kW_{el}, eine 1 MW_{el} und eine 1,99 MW_{el}-Anlage betrachtet. Wie bereits im Unternehmensbeispiel I, wird auch für das Unternehmen II mit einer solidarischen Einspeisung von 5.440 Stunden im Jahr gerechnet. Die übrigen 3.325 Stunden im Jahr erfolgt dann die Deckung des eigenen Reststrombedarfs. Die erzeugten Strom- und Wärmemengen sind in der Tabelle 10.13 dargestellt.

Im Vergleich zu Unternehmen I und den Eckdaten der Tabelle 10.7 werden die bereits erwähnten höheren Strom- und Gasbezugspreise sichtbar. Unternehmen II bezieht seinen Strom laut eigenen Angaben für 19,9 ct/kWh. Zudem ist ein Gaspreis von 3,4 ct/kWh angegeben. Diese Mehrkosten zeigen sich in den Kosten für den Reststrombezug sowie in den Kosten für den Gasbezug in der folgenden Tabelle 10.14. Zudem hat das Unternehmen II einen höheren Reststrombedarf, sodass sich auch in der Anlagenvariante mit

1,99 MW_{el} ein verbleibender Netzbezug im Umfang von 2,95 GWh/a ergibt. Trotz der gleichen Betriebsweise ergibt sich für das Unternehmen II daher ein anderes Bild.

Tabelle 10.13 Unternehmensbeispiel II: Eckdaten für Anlagen der solidarischen Eigenversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}, 1 MW_{el} und 1,99 MW_{el}-Anlage (Angaben pro Jahr)

	750 kW _{el}	1 MW _{el}	1,99 MW _{el}
solidarische Einspeisung	5.440 h	5.440 h	5.440 h
Eigenstromversorgung	3.325 h	3.325 h	3.325 h
Eigenstrommenge	2,49 GWh	3,32 GWh	6,65 GWh
Reststrommenge Netz	7,12 GWh	6,28 GWh	2,95 GWh
solidarische Einspeisung	4,08 GWh	5,44 GWh	10,87 GWh
Kosten Reststrombezug Netz	1.414.144 Euro	1.248.725 Euro	587.712 Euro
Erlöse solidarisches Konzept	244.800 Euro	326.400 Euro	652.474 Euro

Quelle: Eigene Darstellung vgl. Angaben und Quellen aus den Tabellen 10.1 & 10.2

Dies wird auch in der Kostenstruktur in der Tabelle 10.14 deutlich. Die Investitionsrechnungen für jede der Anlagen über die gesamte Nutzungsdauer sind zudem in den Anhängen A19 bis A21 hinterlegt.

Obwohl die Referenzkosten höher liegen, werden diese auch in diesem Beispiel durch die Betriebskosten der Eigenversorgungsanlage überstiegen. Die Erlöse durch das solidarische Konzept sind zu gering, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen bzw. die Kosten für den Netzbezug zu hoch. Die Referenzkosten für das Unternehmen II liegen bei 1,91 Mio. Euro pro Jahr. Der Betrieb der solidarischen Anlagen würde das Unternehmen jedoch 2,27 Mio. Euro pro Jahr oder mehr kosten (je nach Anlagengröße). Daher sind die Kapitalrückflüsse jeweils negativ und der Kostenvergleich geht zugunsten des reinen Netzbezugs. Aus diesem Grund bleiben die Amortisationsrechnungen erneut ohne Ergebnis und werden nicht explizit durchgeführt. In der folgenden Diskussion der Ergebnisse soll nun ermittelt werden, unter welchen Voraussetzungen das solidarische Konzept bei diesen beiden Unternehmen doch noch wirtschaftlich funktionieren kann.

Tabelle 10.14 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) für eine solidarische Eigenversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}, 1 MW_{el} und 1,99 MW_{el}-Anlage für das erste Jahr der Investition

Preisseigerung	1,4 %	Zinssatz	2,0 %
	750 kW _{el}	1 MW _{el}	1,99 MW _{el}
Investitionskosten	522.000,00	780.000,00	1.415.292,00
Abschreibung	52.200,00	78.000,00	141.529,20
Zinsen	10.440,00	15.600,00	28.305,84
verbrauchsgebundene Kosten	1.028.212,45	1.370.949,27	2.740.527,71
Gas	724.604,33	966.139,11	1.931.312,08
CO ₂ -Preis	236.775,12	315.700,16	631.084,62
EEG-Umlage für Eigenstrom	66.833,00	89.110,00	178.131,00
betriebsgebundene Kosten	89.227,50	105.220,00	203.858,02
Wartung & Instandhaltung	65.737,50	70.120,00	140.169,88
Personalaufwand	15.660,00	23.400,00	42.458,76
Verwaltung & Sonstiges	7.830,00	11.700,00	21.229,38
Reststrombezug Netz	1.414.144,00	1.248.725,00	587.712,00
Erdgassteuererstattung	-29.160,41	-38.963,88	-78.138,55
Erlöse solidarisches Konzept	-244.800,00	-326.400,00	-652.474,00
Gesamtausgaben	2.268.063,54	2.375.130,39	2.829.791,02
Referenzkosten reiner Netzbezug	1.910.400,00	1.910.400,00	1.910.400,00
Kapitalrückfluss	-357.663,54	-464.730,39	-919.391,02
Saldo Kapitaleinsatz	-879.663,54	-1.244.730,39	-2.334.683,02
Interner Zins	k.A.	k.A.	k.A.

Quelle: Eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016 und vgl. Angaben und Quellen aus den Tabellen 10.1 & 10.2

10.4 Diskussion der Ergebnisse

Der Kostenvergleich der Investition bei beiden Beispielunternehmen hat gezeigt, dass das solidarische Anlagenkonzept unter den derzeitigen Marktbedingungen und unter Annahme der Vollaststunden und Preise der Energiemodellrechnungen nicht wirtschaftlich zu betreiben ist. Sowohl am Beispiel des milchverarbeitenden Unternehmens als auch anhand des betrachteten Kunststoffverarbeiters konnte gezeigt werden, dass die Kosten für den Betrieb der Anlage die des reinen Netzbezugs der gleichen Strommenge übersteigen. Dieses Ergebnis konnte über die drei beispielhaften Leistungsklassen der Kraftwerke hinweg beobachtet werden. Der Unterschied zwischen den beiden Unternehmen ist jedoch, dass der Milchverarbeiter einen geringere Mengen an Reststrom benötigt und aufgrund des höheren Gesamtenergieverbrauchs von günstigeren Strom- und Gaspreisen profitieren kann. Obwohl die Preisdifferenzen sowohl beim Strom als auch beim Gas jeweils

nur 0,8 ct/kWh betragen, zeigen sich die Mehrkosten für das Unternehmen II in den Berechnungen deutlich. Nichtsdestotrotz hat sich das solidarische Geschäftsmodell für beide Beispielunternehmen unter den betrachteten Bedingungen als nicht wirtschaftlich ergeben.

Aufgrund der hohen Strombezugspreise beider Unternehmen aus dem Netz stellt sich die reine Eigenstromversorgung dagegen als attraktives Geschäftsmodell dar. Für das Unternehmen I würde die 750 kW_{El}-Anlage unter der angenommenen Volllastnutzung in 8.765 Stunden im Jahr den Reststrombedarf nahezu vollständigen decken. Für das Unternehmen II wäre es die Anlage mit 1 MW elektrischer Leistung. Für das solidarische Anlagenkonzept und seine Funktionsfähigkeit würde das im Gegenzug bedeuten, dass für eine rentable Investition entweder die Volllaststunden für die Eigenversorgung erhöht werden müssen, um den Netzbezug für die Reststrommengen parallel zu minimieren. Oder als eine andere Möglichkeiten müssten die Strompreise für den Netzbezug sinken, um auf diesem Weg Kosten zu sparen. Parallel wäre aber auch ein Anhebung der Erlösmöglichkeiten über die Börsenstrompreise denkbar und damit eine höhere Vergütung der solidarischen Strommengen. Mit höheren Einnahmen für die solidarische Einspeisung könnten womöglich die Kosten ausgeglichen und ein rentabler Betrieb ermöglicht werden. Diese Optionen und die damit verbundenen Grenzpreise sollen für die Diskussion anhand der beiden Unternehmensbeispiele errechnet werden. Darüber hinaus kann ein weiterer Kostenfaktor, nämlich die Steuern, genauer betrachtet werden. Deren Effekte auf die Wirtschaftlichkeit und eine mögliche Entlastung wird ebenfalls geprüft, um zu ermitteln, unter welchen Voraussetzungen das solidarische Anlagenkonzept funktionieren kann.

10.4.1 Mindesterlös für solidarische Strommengen an der Börse

Die beiden Unternehmensbeispiele haben gezeigt, dass die Gesamtkosten für den Betrieb einer solidarischen Anlage, egal bei welcher der betrachteten Leistungsklassen, die der Referenzkosten für den reinen Stromnetzbezug übersteigen. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, müssen die Kosten der Anlage entweder gesenkt, oder mögliche Erlöse gesteigert werden. Im Zuge der Berechnungen wurde mit einem durchschnittlichen Börsenstrompreis von 60 Euro/MWh gerechnet. Dieser Preis soll laut Energiemodellrechnungen im Jahr 2040 in Szenario IV vorherrschen. Im Jahr 2019 liegt der durchschnittliche Börsenstrompreis bei 38,73 Euro/MWh (Durchschnitt aus Base Load, Peak Load und Offpeak Load) (FfE 2020). Dies zeigt, dass in den Berechnungen

bereits von deutlich höheren Erlösmöglichkeiten ausgegangen wird als derzeit üblich. Nichtsdestotrotz reichen diese nicht aus, um unter der angenommenen Kostenstruktur einen positiven Kapitalrückfluss zu erreichen. Daher stellt sich die Frage, ab welchem Börsenstrompreis sich ein rentabler Betrieb einstellen würde. Die Berechnungen dieses Grenzkostenpreises für das Unternehmen I und das Unternehmen II werden im Folgenden durchgeführt. In der Tabelle 10.15 sind die Preise und Kosten für das erste Jahr der Investition berechnet. Die Tabellen über den gesamten Nutzungszeitraum von 11 Jahren sind in Anhang A22 und Anhang A23 dargestellt.

Aus der Tabelle 10.15 geht hervor, dass die Mindesterlöse an der Börse weitaus höher sein müssten als in den bisherigen Rechnungen angenommen. Für das Unternehmensbeispiel I ergibt sich eine Mindesterlös von 122,40 Euro/MWh im ersten Jahr. Unter Berücksichtigung der Inflation steigt der Grenzkostenpreis auf 140,65 Euro/MWh. Für das Unternehmensbeispiel II konnte ein Wert von 159,29 Euro/MWh bis 183,05 Euro/MWh errechnet werden. Mit dem Verkauf der solidarischen Strommengen zu diesen Preisen würden sich die Anlagen im Zeitraum von 11 Jahren amortisieren. Für einen vergleichbar wirtschaftlichen Betrieb wie bei der reinen Eigenstromversorgung, die in den Tabellen 10.6 und 10.14 dargestellt ist, müssten die Preise daher nochmals höher liegen. Unter Betrachtung der derzeit üblichen Durchschnittspreise und der bereits angenommenen Steigerungen bis zum Jahr 2040 erscheinen Börsenstrompreise in dieser Größenordnung unrealistisch; vor allem da diese nicht nur in einzelnen Stunden im Jahr, sondern für 5.440 Vollaststunden angenommen wurden.

Darüber hinaus ist es den Anlagenbetreibern derzeit überhaupt nur begrenzt möglich, auf hohe Preiskorridore an der Strombörse zu reagieren. Die beiden betrachteten Unternehmen beteiligen sich nicht eigenständig an der Börse. Die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen hierfür wurden im Kapitel 5 zusammengefasst. Diese sind für Unternehmen wie die vorgestellten mittelständischen Beispiele in der Regel zu hoch und mit viel Aufwand verbunden, sodass die Flexibilität aus Sicht der Anlagenbetreiber an dieser Stelle eingeschränkt ist. Damit sich Unternehmen zukünftig beteiligen und auf hohe Preise an der Strombörse reagieren könnten, müssten die Marktzugänge angepasst werden.

Die Steigerung der Erlösmöglichkeiten für solidarische Strommengen an der Börse kann daher nicht die alleinige Lösung zur Erreichung eines wirtschaftlichen Betriebs sein. Daher wird im Folgenden untersucht, welche Effekte eine Reduktion der Vollaststunden für die solidarische Stromerzeugung haben kann.

Tabelle 10.15 Berechnung der Mindesterlöse an der Strombörse (in Euro/a) für Unternehmen I und Unternehmen II am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage für das erste Jahr der Investition

	Referenzfall	Netzbezug	Kosten KWK-Anlage
Unternehmen I			
Gesamtausgaben	1.298.800,00	1.505.918,41	
(1) notwendiger Kapitalrückfluss pro Jahr		47.454,55	
(2) Kostendefizit ohne Erlöse aus der solidarischen Einspeisung		451.918,41	
(3) Mindesteinnahmen pro Jahr	(1)+(2)	499.372,96	
Grenzkostenpreis Strombörse	(3)/4,08 GWh	122,40 Euro/MWh	
Unternehmen II			
Gesamtausgaben	1.910.400,00	2.268.063,54	
(4) notwendiger Kapitalrückfluss pro Jahr		47.454,55	
(5) Kostendefizit ohne Erlöse aus der solidarischen Einspeisung		602.463,54	
(6) Mindesteinnahmen pro Jahr	(4)+(5)	649.918,09	
Grenzkostenpreis Strombörse	(6)/4,08 GWh	159,29 Euro/MWh	

Quelle: Eigene Darstellung, vgl. Tabelle 10.7, Tabelle 10.8, Tabelle 10.13 und Tabelle 10.14

10.4.2 Maximale Stundenanzahl zur Bereitstellung von Backup-Leistung

Die Energiemodellberechnungen haben ergeben, dass solidarische KWK-Anlagen im Jahr 2040 in durchschnittlich 5.440 Stunden pro Jahr Strom zur Verfügung stellen können. Daher wurde dieser Wert als Grundlage für die vorliegenden Berechnungen herangezogen. Die Analysen der beiden Unternehmensbeispiele haben darüber hinaus gezeigt, dass die reine Eigenstromversorgung ein attraktives Geschäftsmodell darstellt und das sich Anlagen mit der entsprechenden Dimensionierung für ein Unternehmen vergleichsweise schnell amortisieren können. Daher stellt sich die Frage, wie viele Stunden im Jahr eine Anlage für die Eigenstromversorgung bzw. für die solidarische Einspeisung eingesetzt werden muss, damit sich die Investition rentiert. Erneut wird zur Vereinfachung mit 8.765 Vollbenutzungsstunden im Jahr gerechnet. Exemplarisch wird für beide Unternehmensbeispiele eine 750 kW_{el}-Anlage analysiert.

Die Variablen in den Berechnungen sind zum einen die Kosten für den Reststrombezug und zum anderen die Erlöse der solidarischen Einspeisung. Beide müssen entsprechend optimiert werden, sodass die Betriebskostensparnis gleich der Mindestbetriebskostensparnis für eine Amortisation im Zeitraum von 11 Jahren entspricht. Zudem verändert sich je Eigenstromanteil auch die Summe der EEG-Umlagezahlungen.

Für das Unternehmensbeispiel I ergeben sich daher ca. 2.900 Stunden für die solidarische Einspeisung. Für das Unternehmensbeispiel II wären es sogar nur ca. 800 Stunden. In den anderen 7.965 Stunden würde das Unternehmen Eigenstromversorgung betreiben. Für das kunststoffverarbeitende Gewerbe sind diese Zahlen jedoch nicht in der Realität umzusetzen, nachdem das Unternehmen keinen Dauerbetrieb in diesem Umfang fährt. Es handelt sich an dieser Stelle um theoretische Überlegungen. Die Berechnungen für die beispielhafte 750 kW_{el}-Anlage sind für beide Unternehmen im Anhang A24 und A25 hinterlegt.

Die Ergebnisse unterscheiden sich deutlich voneinander und variieren je Unternehmen, Kostenstruktur und Anlagengröße. Zentrale Erkenntnis ist jedoch, dass die angenommenen 5.440 Stunden solidarische Einspeisung pro Jahr unter den aktuellen Marktbedingungen als deutlich zu hoch angesetzt sind. Das Ergebnis ist auch mit dem reinen Modellierung des Zubaus in Bayern zu begründen. Ein flächendeckender Zubau in ganz Deutschland würde die Vollaststunden wahrscheinlich minimieren. Die solidarische Einspeisung sollte aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nur eine Ergänzung sein und auf der Eigenstromversorgung sollte der primäre Fokus des Unternehmens liegen.

10.4.3 Maximale Kosten für den Reststrombezug aus dem Netz

Eine weitere Möglichkeit positive Kapitalrückflüsse beim solidarischen Anlagenkonzepts zu ermöglichen wäre die Senkung der Netzbezugskosten. Die vorgestellten Unternehmen unterliegen wie die meisten Betriebe in Deutschland festen Stromlieferverträgen, die nur wenig Flexibilität zulassen. Sie können nicht auf niedrige Preise an der Strombörse reagieren und somit ihre Stromkosten senken. Für die beiden Beispielunternehmen bedeutet das, dass jede Kilowattstunde Strom aus dem Netz mit 19,1 bzw. 19,9 Cent verrechnet wird. Dies verursacht hohe Kosten und stellt einen Grund für die Attraktivität und Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsanlagen dar. In den Tabellen 10.8 und 10.14 sind die Kosten für den Reststrombezug aus dem Netz je Anlagengröße für beide Unternehmen dargestellt. Sie stellen neben dem Erdgasbezug den größten Kostenblock dar. Daher soll im Folgenden analysiert werden, zu welchem Preis diese Reststrommengen maximal aus dem Netz bezogen werden könnten, um eine Amortisation im Zeitraum von 11 Jahren zu ermöglichen. Ungeachtet der Berechnungen der Maximalpreise bleiben die Referenzkosten der Anlage gleich. Erneut sind die umfangreichen Berechnungen im Anhang A26 und A27 hinterlegt.

Tabelle 10.16 Berechnung des maximalen Strompreises für die Reststrommengen (in Euro/a) für Unternehmen I und II am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage für das erste Jahr der Investition

	Referenzfall Netzbezug	Kosten KWK-Anlage
Unternehmen I		
Gesamtausgaben	1.298.800,00	1.505.918,41
(1) notwendiger Kapitalrückfluss pro Jahr		47.454,55
(2) Kostendefizit ohne Reststrombezug		615.375,59
(3) Maximalkosten für Netzbezug	(2)-(1)	567.921,04
Maximalkosten für Netzbezug	(3)/4,31 GWh ¹	13 ct/kWh
Unternehmen II		
Gesamtausgaben	1.910.400,00	2.268.063,54
(4) notwendiger Kapitalrückfluss pro Jahr		47.454,55
(5) Kostendefizit ohne Reststrombezug		1.056.480,46
(6) Maximalkosten für Netzbezug	(5)-(4)	1.009.025,91
Maximalkosten für Netzbezug	(6)/7,12 GWh ¹	14 ct/kWh

¹ Reststrombedarf aus dem Netz vgl. Tabelle 10.7 bzw. 10.13

Quelle: Eigene Darstellung vgl. Tabellen 10.8 und 10.14

Erneut werden die Ergebnisse in der Tabelle 10.16 für das Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage gezeigt. Für das milchverarbeitende Unternehmen ergibt sich ein maximaler Strombezugspreis von 13 ct/kWh bis 14 ct/kWh. Für das kunststoffverarbeitende Unternehmen liegt der Grenzpreis bei 14 bis 16 ct/kWh in den angenommenen 11 Jahren Betriebszeit. Mit steigender Anlagengröße und damit steigendem Betriebskostendefizit im Vergleich zum reinen Netzbezug müssen auch die Stromkosten entsprechend weiter sinken. Die beispielhaften Werte für die 750 kW_{el}-Anlage zeigen jedoch, dass die Möglichkeit für ein Unternehmen, auf günstige Preissignale an der Strombörse zu reagieren, positiv auf die Rentabilität der Investition in das solidarischen Anlagenkonzepts wirken kann. Ein Strompreis von 13 bzw. 16 ct/kWh inkl. Steuern und Abgaben ist vorstellbar. Hierfür müsste Unternehmen jedoch entweder die Möglichkeit gegeben werden, auf günstige Strompreise reagieren zu können oder ein niedrigerer Strompreis für die Reststrommengen wird im Gegenzug zur solidarischen Arbeit ermöglicht.

10.4.4 Auswirkung von Steuerentlastungen

Die Kostenaufstellungen für die beiden Beispielunternehmen zeigen darüber hinaus, dass das solidarische Anlagenkonzept mit einigen Steuern und Abgaben belegt ist. Die Hauptsteuerkomponenten sind die CO₂-Steuer mit einem angenommenen Preis von 55 Euro/tCO₂, die Energiesteuer sowie die EEG-Umlagepflicht für den Eigenstrom. Im Folgenden soll daher genauer analysiert werden, welche Effekte ein Erlass dieser Steuern auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenkonzepts haben könnte. Erneut werden die Berechnungen beispielhaft für die 750 kW_{el}-Anlage durchgeführt.

Die CO₂-Steuer verursacht für die Unternehmen I und II jährliche Kosten in Höhe von 236.775,12 Euro. Die Höhe bemisst sich am Erdgasverbrauch und dem damit verbundenen Emissionsfaktor. Welche Auswirkungen ein Erlass dieser Steuern auf die Betriebskostenersparnis und damit die Amortisationsdauer der 750 kW_{el}-Anlage hätte, ist in der Tabelle 10.17 dargestellt.

Tabelle 10.17 Auswirkungen der CO₂-Steuer auf die Wirtschaftlichkeit des solidarischen Anlagenkonzepts (in Euro/a) am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage für die Unternehmensbeispiele I und II für das erste Jahr der Investition

	Referenzfall Netzbezug	Kosten KWK-Anlage
Unternehmen I		
Gesamtausgaben	1.298.800	1.505.918,41
Kosten CO ₂ -Steuer		236.775,12
Kapitalrückfluss pro Jahr		29.656,71
statische Amortisation		17,6 a
Unternehmen II		
Gesamtausgaben	1.910.400,00	2.268.063,54
Kosten CO ₂ -Steuer		236.775,12
Kapitalrückfluss pro Jahr		-120.888,42
statische Amortisation		k.A.

Quelle: eigene Darstellung, vgl. Angaben und Quellen Tabellen 10.8 und 10.14

Die Berechnungen zeigen, dass der Wegfall der CO₂-Steuer alleine noch zu keiner signifikanten Kostenreduktion führt. Im Falle des Unternehmensbeispiels I ergibt sich zwar eine positive Betriebskostenersparnis pro Jahr in Höhe von 29.656,71 Euro, diese reicht jedoch nicht aus, um die Investitionskosten in einem vertretbaren Zeitraum auszugleichen. Für das Unternehmensbeispiel II bleibt die Kostenersparnis weiterhin negativ. Aufgrund der geringen Potentiale wird von einem Kostenvergleich über den Nutzungszzeitraum von 11 Jahren verzichtet.

Eine weitere zentrale Steuerkomponenten ist die EEG-Umlagepflicht für den Eigenstrom. Diese wird bei KWK-Anlagen in Höhe von 40 % des aktuellen EEG-Umlagesatzes für jede selbst erzeugte und selbst verbrauchte Kilowattstunde Strom erhoben. Betrachtet man erneut die 750 kW_{el}-Anlagengröße, verursacht diese Steuerlast im solidarischen Anlagenkonzept bei Unternehmen I und II 66.833 Euro Kosten im Jahr. Im Vergleich zu der soeben betrachteten CO₂-Steuer, die jährlich 236.775,12 Euro verursacht, ist die anteilige EEG-Umlagepflicht daher in puncto Wirtschaftlichkeit zu vernachlässigen. Der Erlass alleine würde noch zu keinem rentablen Betrieb führen. Aus diesem Grund wird von genaueren Berechnungen an dieser Stelle abgesehen.

Die KWK-Anlage benötigt große Mengen an Erdgas. Damit verbunden fällt die Energiesteuer in Höhe von 5,5 Euro/MWh an (Generalzolldirektion 2018). Diese sind im verhandelten Gaspreis bereits enthalten. Als Unternehmen des produzierenden Gewerbes haben aber beide Beispielunternehmen die Möglichkeit, eine anteilige Energiesteuererstattung nach §54 Energiesteuergesetz zu beantragen. Der Entlastungssatz beträgt dann 1,38 Euro/MWh (abzüglich eines Sockelbetrags von 250 Euro). Diese Steuerentlas-

tungsmöglichkeiten wurden in der Kostenaufstellung bereits berücksichtigt (vgl. Tabellen 10.8 und 10.14). Die Energiesteuer beträgt für die gesamten Erdgasmengen jedoch nur 117.215,41 Euro. Im Vergleich zur bereits betrachteten CO₂-Steuer ist dies ein erneut deutlich geringerer Betrag und führt daher weder bei Unternehmen I noch bei Unternehmen II zu einer Steigerung der Rentabilität. Auch bei Betrachtung der größeren Leistungsklassen der Anlagen ändert sich dieses Ergebnis nicht. Daher soll im Folgenden betrachtet werden, welchen Effekt eine komplette Steuerentlastung haben könnte. Das bedeutet, es wird eine Kombination aus den soeben betrachteten Berechnungen erfolgen und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung ohne CO₂-Steuer, ohne EEG-Umlagepflicht und ohne Energiesteuer durchgeführt. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 10.18 dargestellt.

Tabelle 10.18 Auswirkungen des vollständigen Steuererlasses (in Euro/a) auf die Wirtschaftlichkeit des solidarischen Anlagenkonzepts am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage für die Unternehmensbeispiele I und II für das erste Jahr der Investition

	Referenzfall Netzbezug	Kosten KWK-Anlage
Unternehmen I		
Gesamtausgaben	1.298.800	1.505.918,41
Gesamtkosten Steuern		420.8232,53
Kapitalrückfluss pro Jahr		184.544,71
interner Zins		35,24 %
statische Amortisation		2,83 a
Unternehmen II		
Gesamtausgaben	1.910.400,00	2.268.063,54
Gesamtkosten Steuern		420.823,53
Kapitalrückfluss pro Jahr		33.999,58
interner Zins		-4,21 %
statische Amortisation		15,35 a

Quelle: Eigene Darstellung; vgl. Angaben und Quellen Tabellen 10.8 und 10.14

Unter Berücksichtigung eines vollständigen Erlasses der erwähnten Steuern und Abgaben würde sich für beide Unternehmen einen positiven Kapitalrückfluss und damit eine Amortisation ergeben. Das Unternehmen I würde sich ohne die Steuerbelastungen jährlich 184.544,71 Euro im Vergleich zum reinen Stromnetzbezug einsparen. Folglich würde sich die Anlage bereits nach 2,83 Jahren vollständig amortisieren und könnte daher als äußerst attraktive Investition eingestuft werden. Für das Unternehmen II würde der Steuererlass einen Kapitalrückfluss von jährlich nur 33.999,58 Euro bedeuten und damit eine Amortisationsdauer von über 15 Jahren. Der Reststrombezug, der nach wie vor bei 7,1 GWh/a liegt, verursacht zu hohe Kosten, die durch den vollständigen Steuererlass kaum aufgewogen werden können. Bereits im Falle einer 1 MW_{el}-Anlage steigt

der Kapitalrückfluss bei einem vollständigen Steuererlass auf 57.403,10 Euro an und eine Amortisation wird bereits nach 12,13 Jahren erreicht. In Anhang A28, A29 und A30 sind die Berechnungen im vollen Umfang dargestellt.

Obwohl mit dem Steuererlass ein wirtschaftlicher Betrieb ermöglicht werden kann, ist die Umsetzung in der Realität als problematisch einzustufen. Das bereits erwähnte Argument der Entsolidarisierung in Verbindung mit der Eigenstromversorgung fußt unter anderem auf der Tatsache der geringeren Beteiligung an netzbezogenen Kosten. Ein zusätzlicher Steuererlass, welcher wiederum anderweitig ausgeglichen werden müsste, beispielsweise durch die restlichen Stromverbraucher, würde Kritik an diesem Konzept bestärken. Daher müsste dies genau durchdacht und die Vorteile einer solidarischen Bereitstellung von Backup-Leistung direkt gegenübergestellt werden. Die vermiedenen Kosten durch den günstigeren Betrieb dieser Anlagen im Vergleich zu Importen oder teureren Reservekraftwerken oder dem Netzausbau müssten daher in die öffentliche Diskussion und gesamtwirtschaftliche Betrachtung einbezogen werden.

Nichtsdestotrotz konnten die Effekte der Steuerlast aufgezeigt werden, die in der Summe signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des solidarischen Anlagenkonzepts haben.

Exkurs: Effekte steigender CO₂-Preise

Soeben wurde unter anderem die CO₂-Steuer und ihre Auswirkungen genauer analysiert. Bisher wurde mit dem zum Stand dieser Arbeit gesetzlich festgelegten Höchstsatz von 55 Euro/tCO₂ gerechnet. Mit steigenden Klimaschutzmaßnahmen und wachsender Bedeutung der CO₂-Emissionen als Instrument mit Lenkungswirkung soll daher im Folgenden betrachtet werden, welche Effekte ein deutlich steigender Preis auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenkonzepts hätte. Vor allem nachdem im Energiesystemmodell aus Kapitel 9 mit deutlich niedrigeren Preisniveaus gerechnet wurde.

Erneut soll beispielhaft mit der 750 kW_{el}-Anlage gerechnet werden. In der folgenden Tabelle 10.19 sind die Mehrkosten in ct/kWh bei einem Emissionsfaktor von 0,202 kg/kWh (vgl. Tabelle 10.2) dargestellt.

Tabelle 10.19 Mehrkosten bei steigenden CO₂-Preisen am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage

CO ₂ -Preis	Preis pro kWh	Kosten für Anlage
55 Euro/t	1,1 ct/kWh	236.775,12 Euro/a
100 Euro/t	2,02 ct/kWh	430.500,22 Euro/a
150 Euro/t	3,03 ct/kWh	645.750,33 Euro/a
200 Euro/t	4,04 ct/kWh	861.000,44 Euro/a

Quelle: Eigene Darstellung vgl. Tabelle 10.2

Die Berechnungen zeigen, dass steigende CO₂-Preise starke Auswirkungen haben können. Die an dieser Stelle betrachtete Anlage wird mit Erdgas betrieben und emittiert CO₂. Der Betrieb ist daher im starken Maße von den Preisentwicklungen abhängig. Bereits ein Anstieg auf 100 Euro/tCO₂ würde nahezu zu einer Verdoppelung der Kosten auf 430.500,22 Euro/a führen. Das Anlagenkonzept, welches ohne weitere Anpassungen als nicht wirtschaftlich eingestuft werden kann, würde damit noch unrentabler. Die weiteren fiktiven Preissteigerungen sind in der Tabelle 10.19 aufgetragen.

Jedoch haben die Analysen der Energiesystemmodellierung gezeigt, dass sich die solidarischen Anlagen äußert systemdienlich verhalten. Sie speisen dann Backup-Leistung ein, wenn die erneuerbaren Energien den Bedarf nicht decken können. Auf diesem Weg leisten sie einen Beitrag zu einer funktionsfähigen Energiewende und damit für den Klimaschutz. Obwohl sich diese positiven Effekte auf das Gesamtsystem nicht in den Emissionen widerspiegeln, müssen sie bei der Beurteilung des Konzepts eingebracht werden. Fraglich ist daher, ob im Falle steigender CO₂-Preise das solidarische Anlagenkonzept aufgrund seiner indirekten Beiträge zum Klimaschutz nicht auf Basis der Emissionen beurteilt und bepreist werden kann. Dies wäre notwendig, damit diese Anlagen als Übergangslösung funktionieren können, bis eine weitestgehende Dekarbonisierung möglich ist. Mit steigendem CO₂-Preis werden aber auch Lösungen bspw. auf Basis von Wasserstoff attraktiver und gegenüber dem Energieträger Gas wettbewerbsfähiger.

10.4.5 Kombinierte Betrachtung der optimierten Rahmenbedingungen

Anhand der Diskussion konnte gezeigt werden, unter welchen Umständen sich das solidarische Anlagenkonzept bei den beiden betrachteten Unternehmen dennoch rentieren könnte. Daher soll nun eine Kombination aus diesen Betrachtungen erfolgen und die Effekte errechnet werden.

Für das Unternehmen I wird erneut eine 750 kW_{el}-Anlage herangezogen. Bei den dynamischen Investitionsrechnungen werden nun die errechnete, geringere Stundenanzahl für die solidarische Einspeisung (2.900 h/a), die höheren Börsenstrompreise (122,40 Euro/MWh) und die geringen Stromkosten für die Reststrommengen (13 ct/kWh) berücksichtigt (vgl. Tabelle 10.15, 10.16 und Anhang A24). Die möglichen Steuerentlastungen werden außen vor gelassen, um den Solidaritätsgedanken des Konzepts zu unterstützen. Auf diesem Weg wird zudem indirekt simuliert, welche Auswirkungen die Reaktionsmöglichkeit des Unternehmens auf die Marktsituation haben könnte, beispielsweise indem das Unternehmen seine Reststrommengen an der Strombörse dann zukaufst, wenn ein hoher Anteil Erneuerbarer den Preis senkt.

Tabelle 10.20 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage mit 5.865 h/a Eigenstromversorgung, 122,40 Euro/MWh Börsenstrompreis und 13 ct/kWh für Reststrommengen für das erste Jahr der Investition

Preisseigerung	1,4
Zinssatz	2,0 %
750 kW_{el}	
Investitionskosten	522.00,00
Abschreibung	52.200,00
Zinsen	10.440,00
verbrauchsgebundene Kosten	909.914,49
Gas	554.109,20
CO ₂ -Preis	236.775,12
EEG-Umlage für Eigenstrom	119.030,49
betriebsgebundene Kosten	89.227,50
Wartung & Instandhaltung	65.737,50
Personalaufwand	15.660,00
Verwaltung & Sonstiges	7.830,00
Reststrombezug Netz	312.000,00
Erdgassteuererstattung	-29.160,41
Erlöse solidarisches Konzept	-266.220,00
Gesamtausgaben	1.026.201,58
Referenzkosten reiner Netzbezug	1.298.800,00
Kapitalrückfluss	272.598,42
Saldo Kapitaleinsatz	-249.401,58
Interner Zins	53,04 %

Quelle: Eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016 und vgl. Angaben und Quellen aus den Tabellen 10.1, 10.2, 10.15, A24 & 10.16

In der Tabelle 10.20 sind die Ergebnisse dieser Berechnungen für das erste Jahr der Investition dargestellt. Die vollständige Investitionsrechnung über den Nutzungszeitraum von 11 Jahren ist erneut im Anhang A31 hinterlegt. Die Investitionsrechnungen zeigen, dass die verbrauchsgebundenen Kosten durch die höhere EEG-Umlagezahlungspflicht zwar ansteigen, parallel sinken jedoch die Kosten für den Reststrombezug. Die Erlöse für die solidarische Einspeisung bleiben nahezu gleich. Die höheren Börsenstrompreise gleichen die geringeren Einspeismengen aus. Insgesamt ergibt sich aus dieser kombinierten Betrachtung ein deutlich positiver Kapitalrückfluss in Höhe von 272.598,42 Euro im ersten Investitionsjahr und damit ein interner Zins von 53,04 %. Die folgende statische Amortisationsrechnung in der Tabelle 10.21 zeigt die Rentabilität der Investition.

Tabelle 10.21 Unternehmensbeispiel I: statische Amortisation (in Euro/a) einer solidarischen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage mit 5.965 h/a Eigenstromversorgung, 122,40 Euro/MWh Börsenstrompreis und 13 ct/kWh für Reststrommengen

Investitionskosten	522.000,00
geplante Nutzungsdauer in Jahren	11
Voraussichtliche Kosten pro Jahr	1.026.201,58
Referenzkosten Stromnetzbezug	1.298.800,00
Gesamtgewinn pro Periode	272.598,42
Amortisationszeit	1,92 a

Quelle: Eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016 und vgl. Angaben und Quellen aus Tabelle 10.20

Bereits nach 1,92 Jahren würde sich diese Investition für das Unternehmen I rentieren. Damit ist die Wirtschaftlichkeit sogar noch höher als bei der reinen Eigenstromversorgung einzustufen. Berücksichtigt man die Preissteigerungen über den Nutzungszeitraum hinweg, ergibt sich für die dynamische Amortisationsrechnung ein Zeitraum von ca. 2 Jahren. Diese Berechnungen sind im Anhang A32 dargestellt.

Ein ähnliches Ergebnis liefern die Berechnungen für das Unternehmensbeispiel II. Erneut werden die bereits errechneten Grenzkosten und -stunden herangezogen, um die Investition bewerten zu können. Für das Unternehmensbeispiel II und eine 1 MW_{el}-Anlage werden nun 800 Stunden solidarische Einspeisung, ein Erlös an der Strombörse in Höhe von 159,29 Euro/MWh und ein Strompreis von 14 ct/kWh für die Reststrommengen angenommen (vgl. Tabelle 10.15, 10.16 und Anhang A25). Die Berechnungen sind im Anhang A33 und A34 dargestellt. Auch für dieses Beispiel ergibt sich ein deutlicher Kapitalrückfluss im Umfang von 229.703,71 Euro im ersten Investitionsjahr und ein interner Zins in Höhe von 28,67 %. Damit wird ebenfalls eine Amortisation unter dem Abschreibungszeitraum von 11 Jahren erreicht. Die Anlage amortisiert sich auf Basis der dynamischen Amortisationsrechnung in 4 Jahren. Eine 750 kW_{el}-Anlage wie in Unternehmensbeispiels I würde sich für das Unternehmen II ebenfalls im Zeitraum von 2 Jahren amortisieren.

Zusammenfassend kann geschlussfolgert werden, dass das solidarische Anlagenkonzept unter den betrachteten Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich ist. Erst wenn das Unternehmen auf deutlich höhere Börsenstrompreise zum Verkauf der solidarischen Strommengen und günstige Preisfenster für den Zukauf des Reststrombedarfs reagieren kann, kann eine Rentabilität erreicht werden. Die reine Eigenversorgung ist gegenüber dem solidarischen Modell deutlich attraktiver und muss daher in erster Linie aus Unternehmenssicht erfolgen. Die errechneten 5.440 Stunden solidarische Einspeisung sind aus

diesem Grund zu hoch angesetzt. Das Hauptproblem für die mangelnde Rentabilität des Geschäftsmodells ist, dass Unternehmen nicht auf den Markt reagieren können. In Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien sinkt der Börsenstrompreis. In diesen Stunden könnten die Unternehmen von günstigen Strompreisen profitieren, um ihren Reststrombedarf zu decken. Umgekehrt würden die Betriebe ihren Strom dann am Markt anbieten, wenn besonders hohe Preise vorherrschen und wenig erneuerbare Energien eingespeist werden können. Derzeit ist diese Flexibilität aus Sicht der meisten Unternehmen jedoch nicht möglich. Nur große Stromverbraucher, die auch entsprechende Mengen zum Kauf bzw. Verkauf anbieten, können derzeit an der Strombörse partizipieren. Hinzu kommen hohe Anforderungen, das Risiko und teilweise auch Zahlungsverpflichtungen. Im Gegenzug ist daher der Großteil der Unternehmen in festen Stromlieferverträgen gebunden. In der Konsequenz wurde mit Durchschnittspreisen oder tatsächlich vorherrschenden Kosten gerechnet. Für eine Wirtschaftlichkeit müssen diese jedoch weitaus höher bzw. niedriger liegen, wie die Berechnungen der Mindestbörsenpreise oder maximalen Strompreise für den Reststrombedarf gezeigt haben. Unter diesen Voraussetzungen wäre das solidarische Anlagenkonzept möglich.

Es muss an dieser Stelle jedoch kritisch hervorgehoben werden, dass nur im Bereich der Börsenstrompreise mit Prognosen über deren zukünftige Entwicklung gearbeitet wurde. Zudem wurde in einem Exkurs mit deutlich steigenden CO₂-Preisen gerechnet. Die Strombezugspreise für die Reststrommengen orientieren sich mit ihren inbegriffenen Steuern und Abgaben jedoch weiterhin am Niveau aus dem Jahr 2020. Nachdem aber beim Börsenstrompreis ein deutlicher Anstieg in den kommenden Jahren zu verzeichnen wäre, würden diese Kosten bei Anpassung des Strompreises ebenfalls deutlich ansteigen. Nachdem der Bezug der Reststrommengen schon bei den aktuellen Berechnungen zu einer Unwirtschaftlichkeit führt, ist eine Rechnung mit steigenden Strompreisen hinfällig. Zudem wurde die Wirtschaftlichkeit nur anhand der vorliegenden Beispielunternehmen geprüft. Wie groß die Unterschiede bereits zwischen den beiden Unternehmen sind, konnte gezeigt werden und hängt von vielen Faktoren ab. Für eine allgemeingültigere Bewertung des Anlagenkonzepts müssten weitere Szenarien und Unternehmensbeispiele berechnet werden.

Hinzu kommen zahlreiche Steuern und Abgaben, die in diesem Zusammenhang anfallen und über deren weitere Entwicklung und Fortbestand nur spekuliert werden kann. Eine Befreiung von diesen Komponenten würde einen rentablen Betrieb auf Basis der Strompreise 2020 teilweise ermöglichen, jedoch in gewisser Hinsicht im Widerspruch zum Solidaritätsgedanken stehen.

Aus Unternehmenssicht könnten dagegen Synergien genutzt werden. Sowohl in der Pro-

zesstechnik als auch im Wärmebedarf erweisen sich die vorgestellten Industrieunternehmen als geeignet. In puncto Wartungskosten berichten beide Unternehmen über Vollwartungsverträge die je Kilowattstunde über den Preisannahmen aus der Literatur liegen. Bei der Dimensionierung der solidarischen Anlage muss der Reststrombedarf als Richtlinie herangezogen werden. Eine pauschale Anlagengröße oder Überdimensionierung der Anlage für höhere Einspeisemengen hat sich anhand der beiden Beispiele als nicht zielführend erwiesen. Zumindest nicht unter den getroffenen Annahmen.

Das solidarische Anlagenkonzept kann mit regulatorischen Anpassungen auch aus Unternehmenssicht funktionieren. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wird die Wirtschaft jedoch weiterhin die Eigenversorgung favorisieren. Dies bestätigt auch die Befragung der beiden Beispielunternehmen. Auf die Frage, unter welchen Voraussetzungen sie sich eine Stromeinspeisung vorstellen können wurden folgende Antworten gegeben, wobei sich die Unternehmer an dieser Stelle auf ihre Bestandsanlagen beziehen:

„Zu marktgerechten Preisen. [Der] Eigenbedarf wird immer präferiert. [Unsere] Anlagen sind nahezu komplett ausgelastet für [die] Eigenerzeugung, daher geringes Potential für [die] Netzstabilisierung.“ - Beispielunternehmen I

„[Es darf] keine Auswirkungen auf unseren Produktionsbetrieb [haben]. [Außerdem die Voraussetzung einer] attraktiven Erstattung.“ - Beispielunternehmen II

Das solidarische Anlagenkonzept erfüllt die Erwartungen der beiden Unternehmen unter den untersuchten Voraussetzungen nicht. Im Fazit sollen aus diesem Grund Ansatzpunkte vorgestellt werden, an welchen Stellen regulatorische Änderungen hilfreich wären, damit das solidarische Anlagenkonzept nicht nur aus volkswirtschaftlicher, sondern auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht attraktiv wird.

11 Fazit und Bedeutung für die Energiewende

Diese Arbeit untersucht die Potentiale der industriellen Eigenstromversorgung. Im Fokus steht ein solidarisches Anlagenkonzept, welches in der Theorie eingeführt und dessen Effekte sowohl aus Unternehmens- als auch aus Marktsicht untersucht wurden. Grundgedanke dieses Konzepts ist es, dass Unternehmen zahlreiche Vorteile im Betrieb einer eigenen Stromerzeugungsanlagen sehen können. Dies hat die Zusammenfassung aus dem Kapitel 4 gezeigt. Sowohl die positiven Effekte auf die Strompreise als auch auf die Versorgungssicherheit können an dieser Stelle als Hauptargumente für eine solche Investition aufgezeigt werden. Auf der anderen Seite gibt es aber auch Hemmnisse in Verbindung mit dem Betrieb einer eigenen Eigenversorgungsanlage aus Sicht eines Unternehmens. Dazu zählen beispielsweise die hohen regulatorischen Anforderungen, die beim Betrieb dieser Anlagen eingehalten werden müssen. Neben zahlreichen Meldepflichten und Steuerzahlungen müssen auch Drittstommengen genau abgegrenzt und nachgewiesen werden. Dies führt zu internem Aufwand und zählt in der Regel nicht zu den zentralen Kompetenzen eines Industrieunternehmens. Dass Unternehmen trotz dieser Hemmnisse investieren, konnte in Kapitel 6 anhand der verfügbaren Daten des DIHK und des Statistischen Bundesamtes gezeigt werden. Bereits ca. 11,9 bis 13,7 % der deutschen Bruttostromerzeugung erfolgt in Eigenstromversorgungsanlagen; allen voran die Industrie mit jährlich mehr als 50 TWh. Neben der Investition in erneuerbare Energien, hauptsächlich in Photovoltaikanlagen, kann nach wie vor ein Interesse an gasbetriebenen Kraftwerken, insbesondere in KWK-Anlagen, beobachtet werden.

Auf dieser Grundlage konnte das solidarische Anlagenkonzept entwickelt und die entsprechenden technologischen Bewertungen konnten in Kapitel 8 vorgenommen werden. Industrieunternehmen investieren trotz der bestehenden Regularien und der angelegten Pfade zur Reduktion von Treibhausgasemissionen in konventionelle Anlagen. Damit stellen sie am Strommarkt eine der wenigen Ausnahmen dar, welcher vom Zubau erneuerbarer Energien und grüner Technologien dominiert werden. Besonders KWK-Anlagen mit der gleichzeitigen Wärmeerzeugung sind ein wesentlicher Treiber für diese Inves-

titionen, da in vielen Industrieunternehmen hohe Temperaturniveaus benötigt werden, für deren Herstellung es zum Stand dieser Arbeit kaum erneuerbare und gleichzeitig wirtschaftliche Anlagenalternativen gibt. Daher sieht das solidarische Anlagenkonzept diese Kraftwerke als Übergangslösung zur Bereitstellung von Backup-Leistung auf dem deutschen Strommarkt. Perspektivisch sollten die Anlagen dann zur Erreichung der Klimaziele durch nicht-konventionelle Lösungen abgelöst werden.

Kern dieser Untersuchung und die Forschungsfrage ist daher, welche Potentiale diese solidarischen Anlagen auf dem Strommarkt entfalten können und ob eine Investition aus Unternehmenssicht attraktiv ist. Im Zuge der Modell- und Investitionsrechnungen konnte dies aus volkswirtschaftlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht beantwortet und die Umsetzbarkeit anhand des Zieldreiecks der Nachhaltigkeit bewertet werden.

Ergebnis ist, dass sich aus Marktsicht zahlreiche positive Effekte in Verbindung mit dem solidarischen Anlagenkonzept ergeben. Zum einen hat eine Installation dieser Anlagen positive Auswirkungen auf die Strompreise, da weniger Nettoimporte notwendig sind und Kapazitäten für den Export zur Verfügung stehen. Zum anderen werden sie marktdienlich eingesetzt und verdrängen keine erneuerbaren Energien, sondern kommen nur dann zum Einsatz, wenn diese den Bedarf nicht decken können. Im Jahr 2040 soll das auf Basis der Berechnungen in 5.440 Stunden der Fall sein. Diese Strommengen müssen dann nicht über zentrale Gaskraftwerke oder Stromimporte gedeckt werden, was sich wiederum positiv auf die Lastflüsse und Stromnetze auswirkt. Zudem müssen weniger Kraftwerke abgeregelt werden, was Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Kosten und die Netzauslastung haben kann. Lediglich die Emissionen sind im Vergleich zu keinem Zubau konventioneller Kapazitäten höher. Insgesamt tragen aber auch die solidarischen Anlagen in ihrer Betriebsweise zum angelegten Reduktionspfad bei, auch wenn nicht in dem hohen Maße wie diese ohne deren Zubau erfolgen würde. Außerdem kann die parallel erzeugte Wärme der KWK-Anlagen im Modell nicht berücksichtigt werden. Nachdem die Backup-Leistung im Jahr 2040 mangels derzeitiger Alternativen ohnehin in gasbetriebenen Anlagen erzeugt werden muss, können die KWK-Anlagen im Vergleich zu reinen Gaskraftwerken als effizienter und klimafreundlicher eingestuft werden. Für den Strommarkt ergeben sich mit dem solidarischen Anlagenkonzept daher Potentiale, die weiterführend untersucht und deren Umsetzung diskutiert werden sollte. Es ergeben sich positive Synergien beim system- und marktdienlichen Einsatz der solidarischen Industriekraftwerke, die den Grundgedanken des Zieldreicks der Nachhaltigkeit entsprechen - und das obwohl der Zubau bisher nur im geringen Maßstab in Bayern simuliert wurde.

Neben dem Markt wurden auch die Potentiale der Investition aus Unternehmenssicht betrachtet. Im Zentrum der Untersuchung standen zwei Unternehmen des produzierenden Gewerbes. Für diese beiden Unternehmen wurde die Rentabilität des solidarischen Anlagenkonzepts, auf Basis der Zahlen aus dem Energiesystemmodell, errechnet. Ergebnis ist, dass sich die reine Eigenstromversorgung trotz der zusätzlichen Preiskomponente einer CO₂-Steuer sowie den weiteren Steuerabgaben wirtschaftlich betreiben lässt. Die Amortisationsdauer liegt bei einer 750 kW_{el}-Anlage bei 2,41 bzw. 5,42 Jahren für eine 1 MW_{el}-Anlage. Das solidarische Anlagenkonzept hat sich dagegen aus unterschiedlichen Gründen als unattraktiv erweisen, bewertet man dieses unter den zum Stand dieser Arbeit gegebenen Rahmenbedingungen. Sowohl die Erlösmöglichkeiten am Strommarkt, die laut den Berechnungen aus Kapitel 9 von 47 Euro/MWh in 2025 auf über 60 Euro/MWh im Jahr 2040 ansteigen werden als auch in Bezug auf die Reaktionsmöglichkeit auf niedrige Strompreise reichen nicht für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen aus. Das bedeutet, dass die Erlösmöglichkeiten im Durchschnitt zu gering sind, um gegenüber dem reinen Netzbezug der gleichen Strommengen preislich konkurrenzfähig zu sein. Die zu deckenden Kosten, die sich aus dem Gasbezug, den Steuern und Abgaben sowie den Investitions- und Betriebskosten zusammensetzen, können mit den durchschnittlichen Börsenstrompreisen nur auf lange Sicht gedeckt werden. Zudem muss das Unternehmen die fehlenden Reststrommengen über das Netz beziehen. Dies geschieht weiterhin über klassische Stromlieferverträge mit in der Regel vereinbarten Festpreisen pro kWh. Denn bisher haben Unternehmen nur begrenzte Möglichkeiten, auf günstige Strompreise an der Börse zu reagieren und damit ihre Kosten zu senken. Die Beteiligung an der Strombörse unterliegt Vorgaben. Diese wurden in Kapitel 5.2 aufgezeigt. An der Strombörse ist beispielsweise eine jährliche Zugangsgebühr von 15.000 Euro zu bezahlen. Damit sich diese Investition für ein Unternehmen rechnet, müssen große Strommengen an der Börse gehandelt werden. Für einen Großteil der Unternehmen, wie auch die betrachteten Beispiele in Kapitel 10, ist dies wirtschaftlich nicht darstellbar. Auf diesem Weg ist die Flexibilität des Konzepts deutlich eingeschränkt und daher unter den aktuellen Bedingungen keine attraktive Investition für die beiden Beispielunternehmen. Wenn die Rahmenbedingungen für diese Flexibilität jedoch ermöglicht werden, kann ein rentabler Betrieb unter Umständen möglich sein. Dies haben die kombinierten Berechnungen in Kapitel 10 gezeigt.

Die Forschungsfrage nach den Potentialen dieses solidarischen Ansatzes konnte daher beantwortet werden. Die Kapazitäten der solidarischen Anlagen können am Markt eingesetzt werden und bringen die beschriebenen positiven Effekte mit sich. Die Investition in diese Anlagen ist aus Unternehmenssicht unter den betrachteten Rahmenbedingungen

jedoch unattraktiv. Auch die Hypothese einer Investition in Kapazitäten über den eigenen Bedarf hinaus, muss abgelehnt werden. Die Erlösmöglichkeiten am Markt können die Mehrkosten im Zuge der Investition nicht ausgleichen.

Beim solidarischen Anlagenkonzept handelt es sich daher theoretisch um eine Möglichkeit, den Wegfall konventioneller Kapazitäten zu kompensieren und zukünftig Backup-Leistung zur Verfügung zu stellen. Dass damit positive Effekte erzeugt werden können, haben die Energiesystemmodellrechnungen gezeigt. Eine Vielzahl an Steuern und Abgaben sowie einige Regularien und Rahmenbedingungen führen jedoch dazu, dass das Konzept bereits in der Theorie auf Herausforderungen stößt. Im Folgenden sollen daher mögliche Ansatzpunkte aufgelistet werden, die den Betrieb dieser Anlagen zukünftig theoretisch im Sinne einer funktionsfähigen Energiewende ermöglichen könnten:

- **Steuern und Abgaben**

Die Berechnungen in Kapitel 10 haben gezeigt, dass das solidarische Anlagenkonzept ohne die steuerlichen Verpflichtungen wie die EEG-Umlage, die CO₂-Bepreisung und Energiesteuer funktionieren könnte. Es muss an dieser Stelle aber zur Kenntnis genommen werden, dass mit einem Erlass dieser Steuern das Argument der Entsolidarisierung bestärkt wird. Um dem solidarischen Aspekt des Anlagenkonzepts gerecht zu werden, ist der vollständige Erlass daher schwierig zu kommunizieren. Nichtsdestotrotz können alternative Lösungsmöglichkeiten und Modelle diskutiert werden, die eine schnellere Amortisation ermöglichen und damit eine Investition anregen. Denkbar wäre beispielsweise ein reiner Steuererlass auf die solidarisch zur Verfügung gestellten Strommengen, um den Grundgedanken des Modells zu bestärken.

Ein konkreterer Aspekt der diskutiert werden könnte, wäre das Hocheffizienzkriterium nach §10 Nr.2 StromStV. Im Stromsteuerrecht wird ein wärmegeführter Betrieb einer KWK-Anlage vorausgesetzt, um Eigenversorgungsprivilegien in Anspruch nehmen zu können. Für die flexible Bereitstellung der Backup-Leistung kann aber auch ein stromgeführter Betrieb der Eigenstromversorgungsanlage sinnvoll sein, wenn die Wärme ansonsten nicht vollumfänglich verbraucht werden kann. Mögliche Ausnahmetatbestände oder eine generelle Evaluierung dieser Vorgabe könnten an dieser Stelle erfolgen.

- **Regulierung der Eigenstromversorgung**

Anknüpfend an die steuerlichen Verpflichtungen beim Betrieb einer Eigenstromversorgungsanlage führen auch die damit verbundenen regulatorischen Vorgaben zu

Einschränkungen in der Praxis. Beispiele hierfür sind die Personenidentität und damit die Weiterleitung an Dritte. Die im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Zielgruppe ist häufig in unterschiedliche Unternehmensteile oder Gesellschaften aufgeteilt. Ist eine Holding oder eine Verwaltungs GmbH Teil der Unternehmensstruktur, kann die identische juristische Personenidentität zu Umsetzungsschwierigkeiten führen. Zudem können weitere negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit entstehen, wenn große Strommengen von Dritten verbraucht werden und dafür nicht nur 40 % sondern 100 % EEG-Umlage für den Eigenstrom entrichtet werden müssen. Dieser Aspekt wurde zur Vereinfachung bei den durchgeführten Investitionsrechnungen vernachlässigt. Daher könnten auch in der Realität Vereinfachungen als zusätzlicher Anreiz eingeführt werden, damit die bürokratischen Auflagen die Bereitschaft der Unternehmen nicht schmälern. Beispielhaft könnte die Erweiterung der Personenidentität auf Tochtergesellschaften oder -unternehmen für die Industriebetriebe erfolgen, die sich zu einer solidarischen Bereitstellung der Strommengen entscheiden. Auf diesem Weg würde eine zentrale Hürde abgebaut und eine höhere Akzeptanz und ein zusätzlicher Anreiz geschaffen werden.

Ein weiterer Ansatzpunkt wäre die Möglichkeiten für eine Anlagenmodernisierung oder -erweiterung zu vereinfachen. Für Bestandsanlagen kann insbesondere die Leistungserweiterung auf Basis der aktuellen Rechtslage zu einem Verlust des EEG-Privilegs führen. Es könnte diskutiert werden, ob die Erweiterung von Bestandsanlagen zum Zwecke der solidarischen Bereitstellung von Backup-Leistung ermöglicht wird, ohne das eine neue EEG-Umlagezahlungspflicht entsteht. Somit könnten auch bestehende Eigenversorgungsanlagen in Industriebetrieben einen Anreiz in der solidarischen Eigenstromversorgung sehen und zusätzliche Potentiale gehoben werden.

• **Flexibilisierung von Stromlieferverträgen**

Industrieunternehmen gelten als Sondervertragskunden und handeln ihre Stromverträge mit den Energieversorgern aus. In der Regel werden feste Abnahmemen gen für einen bestimmten Zeitraum zu einem festgelegten Arbeitspreis vereinbart. Bei dieser Vorgehensweise entfällt die Möglichkeit auf günstige Preiskorridore zu reagieren und die Stromkosten zu senken. Vielmehr ist ein gutes Marktgespür notwendig und preislich attraktive Zeitfenster müssen antizipiert werden, in denen dann die Verträge abgeschlossen werden. Die Diskussion des solidarischen Anlagenkonzepts hat jedoch gezeigt, dass vor allem der Bezug der Resstrommengen hohe Kosten verursacht und mitverantwortlich ist für einen unwirtschaftlichen Betrieb. Eine Flexibilisierung der Verträge könnte daher forciert werden.

Zudem könnten bereits bestehende Produkte aus dem Privatkundenbereich auf Großverbraucher übertragen werden. Dort gibt es beispielsweise bereits Cloudspeicher Lösungen. Das bedeutet, dass Überschussmengen aus der Eigenversorgungsanlage, die in das öffentliche Netz eingespeist werden, auf einem virtuellen Konto gutgeschrieben werden. Wenn das Unternehmen im Gegenzug auf den Strombezug aus dem Netz angewiesen ist, könnte es auf diese virtuellen Strommengen zurückgreifen und diese kostenlos oder zu einem günstigeren Preis beziehen. Weitere Flexibilisierungspotentiale aus Sicht von Großkunden könnten daher diskutiert werden.

- **Beteiligungsmöglichkeiten an der Strombörse ausweiten**

Die Regularien zur Beteiligung von Unternehmen wurden ausführlich vorgestellt und haben sich nur für große Stromverbraucher als sinnvoll ergeben. Abgesehen vom betriebsinternen Knowhow ist eine direkte und breite Beteiligung der Industrie derzeit nicht attraktiv. Neben der Flexibilisierung der Stromlieferverträge wäre dies jedoch ein weiterer Ansatzpunkt, um eine Reaktion auf günstige Preisfenster in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung zu ermöglichen bzw. die eigenen Strommengen in Zeiten hoher Erlöschenzen zu verkaufen. Bisher ist ein Einkauf über Dritte oder Poolinglösungen möglich, es stellt sich jedoch die Frage, ob es an dieser Stelle nicht Ansatzpunkte, gibt die Zugangsmöglichkeiten zu erleichtern und die Beteiligungsmöglichkeiten auch für kleinere Unternehmen attraktiv zu gestalten. Möglicher Ansatzpunkt wäre die Novellierung des OTC-Marktes, welche in Anbetracht des starken Zuwachses erneuerbarer Energien ohnehin angedacht ist. Bisher ist eine Beteiligung aus Unternehmenssicht mit vielen Risiken verbunden, da es weniger regulatorische Sicherheiten als beispielsweise im Vergleich zum Spotmarkt gibt. Nachdem es sich bei der Bereitstellung von Backup-Leistung aber vor allem um Strommengen handelt, die möglichst flexibel zur Verfügung gestellt werden sollen, wären vor allem Produkte wie die Peakload-Blöcke oder Einzelstundenkontrakte für das solidarische Anlagenkonzept attraktiv. Im Intraday-Handel gäbe es außerdem die Möglichkeit über das „Pay-as-Bid“-Verfahren höhere Marktpreise zu erzielen. Die zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen decken dort beispielsweise kurzfristig ihre Fehlmengen ab. Ein verbesserter Zugang für kleinere Anlagen und Handelsmengen, auch über den Bilanzkreisverantwortlichen, könnten daher tiefergehender untersucht werden. Vor allem, da diesem Pönale im Falle einer Fehlkalkulation drohen und unter Umständen der Regelleistungsmarkt eingreifen muss, was wiederum zu volkswirtschaftlichen Kosten führt.

- **Anpassung der Netzregulatorik**

Auch auf Seiten der Netzbetreiber müssen vermehrt Möglichkeiten geschaffen werden, die Flexibilität der angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger besser zu nutzen. Die zum Zeitpunkt dieser Arbeit geltende Rechtslage und Netzregulatorik lässt dies nur im begrenzten Maße zu. Um auch das Flexibilitätspotential, vor allem der Verteilnetze, nutzen zu können, sind hier perspektivisch Anpassungen notwendig. Insbesondere der §14 EnWG müsste hierfür neu diskutiert werden.

Zudem werden über die Kalt- und Braunkohlereserve Kapazitäten vorgehalten, welche im Jahr 2017 415,1 Mio. Euro (inkl. Vorhaltung) an Kosten verursacht haben. Sie dienen dem Engpassmanagement und wurden im gleichen Jahr an 145 Tagen eingesetzt und haben 2,1 GWh Strom zur Verfügung gestellt. Diese volkswirtschaftlichen Kosten müssen bei der Bewertung des solidarischen Anlagenkonzepts berücksichtigt werden, genauso wie die jährlich hohen Redispatchkosten. Die Industrie könnte mit ihren Anlagen an dieser Stelle einen Beitrag leisten und die Reservekapazitäten unter Umständen günstiger zur Verfügung stellen.

- **Perspektivische Bereitstellung von Systemdienstleistungen**

Zukünftig steht nicht nur die Bereitstellung von ausreichend Backup-Leistung in Frage, sondern auch die zentralen Systemdienstleistungen. Zu nennen sind die Spannungshaltung, allen voran mit der Blindleistungsbereitstellung genauso wie die Momentanreserve. Bisher gibt es nur für wenige Systemdienstleistungen Vergütungsstrukturen und Geschäftsmodelle. Das bekanntestes Beispiel ist der Regelleistungsmarkt. Die KWK-Anlagen sind jedoch technisch in der Lage, neben der Backup-Leistung auch diese Systemdienstleistungen zu Verfügung zu stellen. Perspektivisch könnte sich daher ein Doppelnutzen für den Markt ergeben und unter Umständen weitere Vergütungsmöglichkeiten bzw. Geschäftsmodelle für Unternehmen und Markt. Die Netzdienlichkeit dieser Anlagen könnte daher in Folgeuntersuchungen geprüft werden. Außerdem muss bedacht werden, dass auch aus dem Regelleistungsmarkt perspektivisch zahlreiche Kohle- und Kernenergieanlagen herausfallen. Deren Leistungsbereitstellung muss in gewissen Teilen ebenfalls kompensiert werden.

Dies sind nur einige mögliche Ansatzpunkte um ein solidarisches Anlagenkonzept in seiner praktischen Umsetzung zu ermöglichen. Weitere Untersuchungen können die Potentiale noch tiefergehender analysieren, vor allem nachdem es sich bei dieser Arbeit um

eine der wenigen in diesem Forschungsfeld handelt. Dass eine Notwendigkeit besteht, sich mit der Verfügbarkeit von ausreichend Backup-Leistung zu beschäftigen, haben Studien wie die des Öko-Instituts und des Fraunhofer ISI sowie die dena-Leitstudie gezeigt. Darüber hinaus zeigen auch die Ausschreibungen der ÜNB, zum Aufbau einer zusätzlichen 2 GW Reserve zur Netzstabilisierung, den Bedarf. Daher ergeben sich die folgende Punkte für weitere wissenschaftliche Arbeiten.

Zum einen ist der Aufbau einer fundierten Datengrundlage im Bereich der Eigenstromversorgung perspektivisch notwendig. Bisher wird fast ausschließlich das produzierende Gewerbe erfasst, aber auch andere Branchen und Wirtschaftszweige sowie die privaten Haushalte müssen erfasst werden. Auf dieser Basis können weiterführende Potentialanalysen erfolgen. Die Fertigstellung des Marktstammdatenregisters, voraussichtlich im Jahr 2021, bietet hier Anknüpfungspunkte. Zum anderen ergibt sich ein weiterer Forschungsbedarf im Bereich der Systemdienstleistungen. Wie bereits erwähnt, könnte dies ein weiteres Geschäftsmodell neben der Bereitstellung von Backup-Leistung sein. Mit dem Wegfall der konventionellen Kapazitäten stehen auch die Verfügbarkeit einer Momentanreserve, deren Ersatz am Regelleistungsmarkt und die Ermöglichung der Spannungshaltung in Frage. Die vorgestellten KWK-Anlagen wären technisch hierzu in der Lage. Welche Mengen hierfür benötigt werden, wo ein hoher regionaler Bedarf für diese Dienstleistungen besteht oder was dies für den Netzausbau bedeutet, wären nur einige Ansatzpunkte für weitere Forschungsarbeiten. Da viele dieser Dienstleistungen und Maßnahmen über die Verteilnetzbetreiber koordiniert werden, müssten regionale Betrachtungen und Erhebungen erfolgen. Ein weiterer Ansatzpunkt ist es zudem, die vorliegenden Untersuchungen über den Betrachtungsraum Bayern hinaus auszuweiten und einen deutschlandweiten Zubau zu modellieren. Die Berechnungen von Grenzwerten, wie beispielsweise die maximal notwendige Backup-Leistung, die Veränderung der Vollaststunden und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Lastflüsse wären nur ein interessanter Aspekt in diesem Zusammenhang. Zudem könnte einer genaueren Blick auf die Netzentgelte geworfen werden. Mit Lastflussanalysen könnte ermittelt werden, welche Redispatchmaßnahmen durch die solidarischen Anlagen vermieden und damit, welche Kosten gespart werden können. An dieser Stelle wäre auch ein direkter Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten, zwischen dezentralen Anlagen und neuer Kapazitätsreserve der ÜNB interessant. Insgesamt müsste daher eine intensivere Diskussion der Beteiligung dezentraler Anlagen am Strommarkt erfolgen.

Damit verbunden müssen auch die Grenzen dieser Arbeit kritisch hervorgehoben werden. Zum einen wurde der Zubau nur in kleinem Maßstab in Bayern modelliert und konervative Szenarien für die Entwicklung des Strommarktes angenommen. Extremszenarien

mit starkem Ausbau der Elektromobilität oder von Wärmepumpen und Elektrolyseuren wurden nicht berücksichtigt. Zum anderen erfordert das solidarische Anlagenkonzept die Flexibilität auf Seiten der Unternehmen, den Stromverbrauch und die Anlagenfahrweise auf das Marktgeschehen anzupassen. Dies ist zu vergleichen mit den Diskussionen rund um die Umsetzbarkeit des Demand Side Management in der Praxis. Die Umsetzbarkeit in der Realität und damit die Integration in einen realen Produktionsprozess müssten nochmals tiefergehend untersucht werden. Außerdem wurde die Wirtschaftlichkeit lediglich anhand von zwei Unternehmensbeispielen geprüft und die Steuer- und Abgabensystematik des Jahres 2020 unterstellt. Mit dem Exkurs und Test höherer CO₂-Preise wurden bereits erste Ansätze überprüft, wie sich diese Struktur perspektivisch verändern könnte. Weitere Modellierungen und Berechnungen müssten dies noch vertiefen, um allgemeingültigere Aussagen über die Wirtschaftlichkeit treffen zu können.

Abschließend besteht über unterschiedliche Fachdisziplinen hinweg der Forschungsbedarf zur Einführung neuer Geschäftsmodelle. Das Zitat des amtierenden Wirtschaftsministers Peter Altmaier, zu Beginn dieser Arbeit, stellte dies bereits heraus. Bei der Energiewende handelt es sich um ein Infrastrukturprojekt mit weitreichenden Auswirkungen und Chancen. Bestehende Strukturen müssen daher hinterfragt und dahingehend geprüft werden, ob sie in einem zukünftigen System noch die gleiche Wirkung entfalten können bzw. noch funktionieren. In Bezug auf die vorliegende Problemstellung, der fehlenden Backup-Leistungen mit dem großflächigen Wegfall konventioneller Kapazitäten, kann hierfür ein reales Beispiel genannt werden. Dabei handelt es sich um eine der dringendsten Herausforderungen, die in den kommenden Jahren gelöst werden müssen. Die Etablierung neuer Geschäftsmodelle und die Einbeziehung der Industrie können an dieser Stelle Lösungen sein; dies hat die vorliegende Arbeit gezeigt. Jedoch begünstigen die derzeitigen Strukturen und Marktmechanismen eher einen autarken anstatt eines solidarischen Anlagenbetriebs. Diese Strukturen lassen sich jedoch verändern, wenn auf dem Strommarkt der Zukunft solidarische Konzepte stärker forciert werden und regulatorische Anpassungen erfolgen. Die Vorteile können dann sogar für beide Seiten, sowohl für den Anlagenbetreiber als auch den Markt, wirksam werden.

Fazit dieser Arbeit ist daher, dass die Industrie und ihre Eigenversorgungsanlagen stärker in die Energiewende eingebunden werden sollten, da sie Potential haben, diese zielgerichtet zu unterstützen.

Literatur

- Albrecht, J. u. a. (2011). *Bedeutung der Energiewirtschaft für die Volkswirtschaft*. Hrsg. von ifo - Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München. München.
- Albrecht, M. (2017). *Arbeitsgruppe Energie*. Hrsg. von Becker Büttner Held. München.
- Angerer, K. und S. Krohns (2018). *Stromhandel auf europäischen Spotmärkten. Bewertung von technischen Flexibilitätsoptionen am Beispiel des Intraday-Handels*. Berlin: Shaker Verlag.
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Hrsg. (2007). *BHKW-Checkliste: Orientierungshilfe zur Auslegung und Wirtschaftlichkeit*. Berlin.
- Hrsg. (2010a). *BHKW-Grundlagen*. Berlin.
 - Hrsg. (2010b). *Blockheizkraftwerke in Krankenhäusern: Kostensenkung durch effiziente Strom- und Wärmeerzeugung*. Berlin.
 - Hrsg. (2015a). *BHKW-Kenndaten 2014/2015*. Berlin.
 - Hrsg. (2015b). *Gasturbinen-Kenndaten und -Referenzen*. Berlin.
- Bardt, H. u. a. (2014). *Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom: Stand, Potentiale und Trends*. Köln: Institut der deutschen Wirtschaft Köln.
- Baumhögger, J. und C. Perret (2017). “Großhandelsmärkte für Strom und Gas”. In: *Industrielle Energiestrategie. Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*. Hrsg. von F. J. Matzen und R. Tesch. 1 Bde. Wiesbaden: Springer Gabler. Kap. 5, S. 75–98.
- Blesl, M., U. Fahl und A. Voß (2001). *Bestandsanalyse der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Bundesrepublik Deutschland*. Hrsg. von Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. Stuttgart: Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.
- Bolay, S. und M. Hundhausen (2016). *Eigenerzeugung und Eigenversorgung*. Hrsg. von Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK). Berlin.
- Bolay, S. und M. Meyer (2015). *Faktenpapier Eigenerzeugung und Stromdirektlieferung: Chancen, Risiken, Rechtsrahmen*. Hrsg. von Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK) & Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Berlin.

- Bruger, B. (2018). *Stromerzeugung in Deutschland im ersten Halbjahr 2018*. Hrsg. von Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE. Freiburg.
- Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK), Hrsg. (2015). *Notstromversorgung in Unternehmen und Behörden*. Bonn.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Hrsg. (2019). *Merkblatt zu den CO₂-Faktoren*. Eschborn.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), Hrsg. (2015). *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz -KWKG)*. Berlin.
- Hrsg. (2018). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. Berlin.
 - Hrsg. (2019a). *Energiesteuergesetz (EnergieStG)*. Berlin.
 - Hrsg. (2019b). *Stromsteuergesetz (StromStG)*. Berlin.
 - Hrsg. (2019c). *Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuer-Durchführungsverordnung - StromStV)*. Berlin.
 - Hrsg. (2021). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)*. Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Hrsg. (2014). *Entwicklung der Energiemarkte: Energierelanzprognose*. Berlin.
- Hrsg. (2015). *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Berlin.
 - Hrsg. (2019a). *Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung: Analyse zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Berlin.
- Bundesnetzagentur (BNetzA), Hrsg. (2016a). *Daten für den Strombereich*. Bonn.
- Hrsg. (2016c). *Leitfaden zur Eigenversorgung*. Bonn.
 - Hrsg. (2017). *Monitoringbericht 2017*. Bonn.
 - Hrsg. (2018c). *Monitoringbericht 2018*. Bonn.
 - Hrsg. (2018e). *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Gesamtwahr und Viertes Quartal 2017*. Bonn.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Hrsg. (2018). *Umsetzungshilfe zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2016*. Berlin.
- Hrsg. (2019). *BDEW-Strompreisanalyse Juli 2019*. Berlin.
- Busse von Colbe, W., G. Lassmann und F. Witte (2015). *Investitionstheorie und Investitionsrechnung*. 4. Auflage. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Buttler, A. u. a. (2015). *Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor*. Hrsg. von Lehrstuhl für Energiesysteme der Technischen Universität München. München.

- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Hrsg. (2014). *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Berlin.
- Hrsg. (2016). *Analyse: Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030*. Berlin.
 - Hrsg. (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Berlin.
- Deutsche WindGuard (2015). *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update*. Berlin.
- Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK), Hrsg. (2016). *Weiter auf steinigem Weg: IHK-Energiewende-Barometer 2016*. Berlin.
- Hrsg. (2012 bis 2018). *Rohdaten des DIHK Energiewende-Barometer 2012 bis 2018*. Berlin.
- Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.(DIHK) und Verband Deutscher Energiehändler e.V. (EFET), Hrsg. (2018). *Strombeschaffung und Stromhandelt. Hintergründe, Herausforderungen, Hinweise*. Berlin.
- Deutschle, J. u. a. (2015). "Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis". In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39, S. 151–162.
- Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Hrsg. (2017). *Aktuelles und zukünftiges Rollenverständnis der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere hinsichtlich der Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern*. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth.
- Hrsg. (2018a). *Anbieterliste*. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth.
 - Hrsg. (2018c). *Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau*. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth.
 - Hrsg. (2019). *Netzentwicklungsplan Strom 2030 - Version 2019, 1. Entwurf*. Berlin, Dortmund, Stuttgart, Bayreuth.
- Döring, S. (2015). *Energieerzeugung nach Novellierung des EEG. Konsequenzen für regenerative und nicht regenerative Energieerzeugungsanlagen*. Bd. 1. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- enervis energy advisors, Hrsg. (2015). *Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen*. Berlin: Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- Faridi, A. (2003). "Eigenstromerzeugung oder Fremdstrombezug? Stromlieferungen und Stromlieferungsverträge zwischen deutscher Großindustrie und öffentlichen Energieversorgungsunternehmen in den 20er und 30er Jahren". In: *TG Technikgeschichte* 70.1, S. 3–22.

- Gawlick, J. u. a. (2020). *Szenarien für die bayerische Stromversorgung bis 2040*. Hrsg. von ifo-Studie im Auftrag der IHK München und Oberbayern von Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme TU München. München.
- Gerstorfer, C. und R. Schlager (2013). "Modellierung und Analyse eines nachhaltigen, blackoutresistenten Niederspannungsnetzabschnittes". In: *8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*. Wien.
- Görner, K. und D. U. Sauer (2016). "Konventionelle Kraftwerke: Technologiesteckbrief zur Analyse - Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050". In: *Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft*. Hrsg. von Universität Duisburg-Essen und RWTH Aachen.
- Graeber, D. R. (2014). *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien*. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Haeuser, U. und Th. Grallert (2007). "Regelfähigkeit von thermischen Kraftwerken". In: *e & i-Elekrotechnik und Informationstechnik* 124.9, S. 297–298.
- Haucap, J. (2013). "Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung?" In: *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 62.3, S. 257–269.
- Heesen, B. (2016). *Investitionsrechnung für Praktiker: Fallorientierte Darstellung der Verfahren und Berechnungen*. 3. Auflage. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Heuck, K., K. D. Dettmann und D. Schulz (2013). "Betriebsführung und Planung von elektrischen Energieanlagen". In: *Elektrische Energieversorgung*. 8. überarbeitete und aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Vieweg-Teubner Verlag, S. 491–533.
- Holzhammer, U. u. a. (2016). *Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen Erneuerbaren Stromversorgung*. Hrsg. von Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. Kassel.
- Joyce, A. und R. Parquin (2016). "Teh triple layered business model canvas: a tool to design more sustainable business models". In: *Journal of Cleaner Production* 135, S. 1474–1486.
- Kahlert, S. und H. Spliethoff (2016). "Flexibilitätspotentiale von industriellen KWK-GuD-Anlagen in Deutschland". In: *14. Symposium Energieinnovation*. Graz.
- Krampe, L., M. Wünsch und M. Koepp (2016). *Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potential für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel*. Hrsg. von Prognos-Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin.
- Krzikalla, N., S. Achner und S. Brühl (2013). *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien*. Aachen: Studie im Auftrag des Bundesverbands erneuerbare Energien.

- Kunz, C. (2012). *Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke*. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien.
- Künzel, T., F. Klumpp und A. Weidlich (2017). “Methodische Quantifizierung der Bereitstellungskosten flexibler Systemkomponenten im deutschen Stromsystem”. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 41, S. 31–55.
- Lechner, C. und J. Seume (2019). *Stationäre Gasturbine*. 3. Auflage. Berlin: Springer-Vieweg.
- Lindner, T. (2019). “Industrielle Eigenstromerzeugung in Deutschland - Potenzialabschätzung anhand von Industrieparks”. Masterthesis. München: Technische Universität München: Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme.
- Lingstädts, T. u. a. (2018). *Technologiebericht 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)*. Hrsg. von IZES Wuppertal Institut ISI. Wuppertal.
- Litsche, S. und S. Sauer (2018). “ifo Konjunkturumfrage im Verarbeitenden Gewerbe: Konjunkturelle Hochlage führt zu Engpässen”. In: *ifo Schnelldienst* 71.23, S. 29–31.
- Matzen, F. J. und R. Tesch, Hrsg. (2017). *Industrielle Energiestrategien - Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Oeding, D. und B. R. Oswald (2004). “Thermische Kraftwerke”. In: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Hrsg. von D. Oeding und B. R. Oswald. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI, Hrsg. (2015). *Klimaschutzszenario 2050*. Berlin: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- PKF Deutschland GmbH, Hrsg. (2014). *Industrielle Eigenstromversorgung nach EEG 2.0: Eine lohnende Alternative*. München.
- Reitsam, N., J. Gawlick und T. Hamacher (2021). “Potentiale einer solidarischen Eigenstromversorgung der Industrie zur Bereitstellung von Backup-Leistung”. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12398-021-00299-9>.
- Riedle, K. (2017). “Entwicklungen in der Kraftwerkstechnik für die industrielle Eigenstromerzeugung”. In: *Industrielle Energiestrategie. Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*. Hrsg. von F. J. Matzen und R. Tesch. 1 Bde. Wiesbaden: Springer Gabler. Kap. 7, S. 109–130.
- Roller, R. (2012). *Controlling mit Microsoft Excel 2010*. Unterschleißheim: Microsoft Press Deutschland.
- Schmidthaler, M., J. Reichl und F. Schneider (2012). “Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor”. In: *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 13.4, S. 308–336.

- Schüle, V. (2013). "Anpassung bestehender thermischer Kraftwerke an die Anforderungen durch die Energiewende". In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 130.8, S. 266–269.
- Schürhuber, R., A. Lechner und W. Gawlik (2016). "Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch Wasserkraftwerke". In: *Elektrotechnik & Informationstechnik* 133.8, S. 388–394.
- Schwab, A. J. (2015). *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 4. Auflage. Heidelberg: Springer Vieweg.
- Sinss, M. und R. Simon (2013). "Wirtschaftlichkeit einer lastganggerechten regenerativen Industriestromversorgung". In: *UmweltWirtschaftsForum* 22, S. 45–49.
- Statistisches Bundesamt, Hrsg. (2016). *Fachserie: 4, Produzierendes Gewerbe. Reihe 6. 4, Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe*. Wiesbaden.
- Hrsg. (2017). *Fachserie: 4, Produzierendes Gewerbe. Reihe 6. 4, Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe*. Wiesbaden.
- Hrsg. (2019a). *Fachserie: 4, Produzierendes Gewerbe. Reihe 6. 4, Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe*. Wiesbaden.
- Hrsg. (2019b). *Preise–Daten zur Energiepreisentwicklung*. Wiesbaden.
- Hrsg. (2002 bis 2019). *Fachserie: 4, Produzierendes Gewerbe. Reihe 6. 4, Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe der Jahre 2002 bis 2019*. Wiesbaden.
- Sterner, M. und I. Stadler (2017). *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*. Regensburg.
- Technische Universität Dortmund, Hrsg. (2014). *Regelung von Wirk- und Blindleistung im elektrischen Netz*. Dortmund.
- Tröster, E. u.a. (2014). *Kurzgutachten zur Eigenstromerzeugung in Rheinland-Pfalz*. Darmstadt.
- Uwer, D. und M. Rademacher (2017). "Energierechtliche Rahmenbedingungen". In: *Industrielle Energiestrategie. Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*. Hrsg. von F. J. Matzen und R. Tesch. 1 Bde. Wiesbaden: Springer Gabler. Kap. 8, S. 131–175.
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Hrsg. (2017). *Statistik der Energiewirtschaft*. Berlin.
- Hrsg. (2018b). *Statistik der Energiewirtschaft*. Berlin.
- Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (VBEW), Hrsg. (2018). *Aktuelle Forderungen zur Energiepolitik der Bundesregierung*. München.

LITERATUR

- Wiesche, S. und F. Joos (2018). *Handbuch Dampfturbinen: Grundlagen, Konstruktion, Betrieb*. Wiesbaden.
- Winter, C. u. a. (2014). “morePV2grid: Spannungsregelung von PV-Wechselrichtern – Ergebnisse aus einem Feldtest”. In: *13. Symposium Energieinnovation*. Graz.
- Wünsch, M. u. a. (2014). *Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014*. Berlin.
- Würfel, P., T. Kunzelmann und M. Toptik (2017). “Energiebeschaffung für Industrieunternehmen”. In: *Industrielle Energiestrategie. Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*. Hrsg. von F. J. Matzen und R. Tesch. 1 Bde. Wiesbaden: Springer Gabler. Kap. 19, S. 361–409.

Internetquellen

- Amprion GmbH, Hrsg. (2018). *Blindleistung und Wirkleistung*. URL: <https://www.amprion.net/C39Cbertragungsnetz/Physikalische-Grundlagen/Blind-Wirkleistung/> (besucht am 09.10.2018).
- Bayerisches Landesamt für Statistik, Hrsg. (2020). *Bruttoinlandsprodukt und Bruttowertschöpfung in Bayern 2010, 2012 bis 2018*. URL: https://www.statistik.bayern.de/mam/produkte/veroeffentlichungen/statistische_berichte/p1300c_201800.pdf (besucht am 02.12.2020).
- Bibliographisches Institut GmbH, Hrsg. (2019). *solidarisch*. URL: <https://www.duden.de/rechtschreibung/solidarisch> (besucht am 27.12.2019).
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Hrsg. (2020). *Besondere Ausgleichsregelung: Hintergrundinformationen*. URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Besondere_Ausgleichsregelung/Hintergrundinformationen/hintergrundinformationen_node.html (besucht am 01.11.2020).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), Hrsg. (2017). *Der Klimaschutzplan 2050 - Die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie*. URL: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/> (besucht am 29.12.2019).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Hrsg. (2017). *Was ist eigentlich "Direktvermarktung"?* URL: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/16/Meldung/direkt-erklaert.html> (besucht am 11.10.2018).
- Hrsg. (2018a). *Internationaler Strompreisvergleich (Industrie) 2017*. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiepreise-und-Energiekosten/energiedaten-energiepreise-39.html> (besucht am 01.08.2018).
 - Hrsg. (2018b). *Wichtige Verständigung bei EEG-Eigenversorgung erzielt*. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2018/20180508-wichtige-verstaendigung-bei-eeg-eigenversorgung-erzielt.html> (besucht am 02.12.2018).
 - Hrsg. (2019b). *Pressemitteilung: Altmaier: Energiewende ist eines der größten Modernisierungsprojekte für den Wirtschaftsstandort Deutschland*. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190110-altmaier-energiewende-ist-eines-der-groesten-modernisierungsprojekte-fuer-den-wirtschaftsstandort-deutschland.html>

- bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190606-altmaier-energiewend
e-groesstes-modernisierungsprojekt.html (besucht am 16.12.2020).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Hrsg. (2021). *Erneuerbare Energien*. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> (besucht am 13.04.2021).
- Bundesnetzagentur (BNetzA), Hrsg. (2016b). *Einzelstörungsdaten der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen für das Jahr 2016*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html (besucht am 21.08.2018).
- Hrsg. (2018a). *Bundesnetzagentur schlägt Änderungen für Ausschreibungen zur Regelenergie vor*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180202_regelenergie.html (besucht am 17.06.2018).
 - Hrsg. (2018b). *Großhandelspreise*. URL: <https://www.smard.de/home/wiki-article/446/562> (besucht am 18.01.2019).
 - Hrsg. (2018d). *Netz- und Systemsicherheit*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html (besucht am 30.10.2018).
 - Hrsg. (2018f). *Regelenergie*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html (besucht am 17.06.2018).
 - Hrsg. (2018g). *Versorgungssicherheit*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/versorgungssicherheit-node.html (besucht am 21.08.2018).
 - Hrsg. (2020). *Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html (besucht am 14.12.2020).
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Hrsg. (2020). *Primärenergieverbrauch in Deutschland*. URL: https://www.bdew.de/media/documents/PEV_nach_ET_2020_online_o_jaehrlich_Ki_17122020.pdf (besucht am 13.04.2021).
- Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW), Hrsg. (2018). *Genehmigungsverfahren für Wasserkraftwerke*. URL: <http://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/genehmigungsverfahren.html> (besucht am 05.07.2018).

- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW Solar), Hrsg. (2018). *Statisitsche Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)*. URL: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/bsw_faktenblatt_pv_4018_4.pdf (besucht am 25.06.2018).
- Danner, W. (2011, April 13). *75 Jahre Energiewirtschaftsgesetz*. Der Energieblog. Hrsg. von Becker, Büttner, Held. URL: <http://www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/75-jahre-energiewirtschaftsgesetz/> (besucht am 10.01.2019).
- Die Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Hrsg. (2012). *Eigentumsverteilung an Erneuerbaren Energien-Anlagen 2012*. URL: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/eigentumsverteilung-an-erneuerbaren-energien-anlagen-2012> (besucht am 20.01.2019).
- Hrsg. (2018a). *Bildung des Börsenstrompreises und Merit-Order-Effekt*. URL: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/bildung-des-boersenstrompreises-und-merit-order-effekt> (besucht am 15.06.2018).
 - Hrsg. (2018b). *Strom aus Biomasse*. URL: <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/strom-aus-biomasse> (besucht am 05.07.2018).
- Die Bundesregierung, Hrsg. (2017). *Wir nehmen die Zukunft in die Hand: die deutsche Nachhaltigkeitsstrategie*. URL: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/992814/735290/4a2c4f034088dbdf7d1ef7d4454fff3b/wir-nehmen-die-zukunft-in-die-hand-download-bpa-data.pdf?download=1> (besucht am 22.10.2020).
- Hrsg. (2019). *Grundlage für CO2-Preis steht*. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandel-1684508> (besucht am 20.01.2020).
- Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Hrsg. (2018b). *Frequenzhaltung*. URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/node/457> (besucht am 17.06.2018).
- Hrsg. (2018d). *Präqualifizierte (PQ) Leistungen in Deutschland*. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/> (besucht am 17.06.2018).
 - Hrsg. (2021). *Kapazitätsreserve*. URL: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve> (besucht am 05.02.2021).
- Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), Hrsg. (2019). *Gasturbinenkraftwerke*. URL: <https://www.enbw.com/energie-entdecken/energielerzeugung/konventionelle-erzeugung/> (besucht am 06.06.2019).
- AG-Energiebilanzen e.V., Hrsg. (2016). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016*. URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29%5C&fileName=ageb_jahresbericht2016_20170301_interaktiv_dt.pdf (besucht am 03.01.2018).

- Europäische Kommission, Hrsg. (2016). *EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050.* URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf.
- Hrsg. (2020). *NUTS - Nomenclature of territorial units for statistics.* URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/nuts/background> (besucht am 17.08.2020).
- European Energy Exchange AG (EEX), Hrsg. (2018). *Zulassungsprozess zum Handel an den EEX-Märkten.* URL: <https://www.eex.com/de/zugang/zulassung/zulassungsprozess> (besucht am 09.10.2018).
- Hrsg. (2019). *Teilnehmerliste.* URL: <https://www.eex.com/de/handel/teilnehmerliste#/teilnehmerliste> (besucht am 18.01.2019).
- Eurostat, Hrsg. (2018). *Strompreisstatistik.* URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics/de (besucht am 16.12.2018).
- FfE-Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), Hrsg. (2013). *Reservekraftwerksverordnung.* URL: <https://www.ffegmbh.de/aktuelles/nuetzliche-gesetze/390-reservekraftwerksverordnung-reskv> (besucht am 09.10.2018).
- Hrsg. (2020). *Die deutschen Strompreise an der Börse EPEX Spot 2019 - Analyse des Preisniveaus und der Preisschwankungen.* URL: <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/932-die-deutschen-strompreise-an-der-boerse-epek-spot-in-2019-analyse-des-preisniveaus-und-der-preisschwankungen-preisspreads> (besucht am 19.10.2020).
- Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), Hrsg. (2019). *Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung im zukünftigen Energiesystem.* URL: <https://www.ffegmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/860-die-rolle-der-kraft-wärme-kopplung-im-zukuenftigen-energiesystem> (besucht am 07.02.2021).
- Generalzolldirektion, Hrsg. (2018). *Steuerermäßigung.* URL: <http://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchsteuern/Energie/Steuerbeguenstigung/Steuerermäßigung/steuerermaessigung-node.html> (besucht am 09.10.2018).
- Hrsg. (2020). *Stuerentlastungstatbestand.* URL: https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchsteuern/Energie/Steuerbeguenstigung/Steuerentlastung/KWK-Anlagen/Vollstaendige-Steuerentlastung/Steuerentlastungstatbestand/steuerentlastungstatbestand_node.html#doc291712bodyText3 (besucht am 01.11.2020).
- Göß, S. (2016a). *Energy BrainBlog-Tutorial 7: Stromhandel am OTC-Markt und an der Börse.* Hrsg. von Energy Brainpool GmbH & Co. KG. URL: <https://blog.energ ybrainpool.com/stromhandel-am-otc-markt-und-an-der-boerse/> (besucht am 15.06.2018).

- Göß, S. (2016b). *Energy BrainBlog-Tutorial 8: Ablauf des Stromhandels und der Abwicklung bei der Börse*. Hrsg. von Energy Brainpool GmbH & Co. KG. URL: <https://blog.energybrainpool.com/ablauf-des-stromhandel-und-der-abwicklung-bei-der-boerse/> (besucht am 09.10.2018).
- Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Hrsg. (2018). *Strom-Resilienz Hintergrund*. URL: <https://www.strom-resilienz.de/hintergrund.html> (besucht am 12.11.2018).
- International Energy Agency, Hrsg. (2019). *World Energy Outlook 2018*. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> (besucht am 01.11.2020).
- Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Hrsg. (2020). *KfW-Unternehmerekredit*. URL: [https://www.kfw.de/inlandsförderung/Unternehmen/Unternehmen-erweitern-festigen/Finanzierungsangebote/KfW-Unternehmerekredit-Fremdkapital-\(037-047\)](https://www.kfw.de/inlandsförderung/Unternehmen/Unternehmen-erweitern-festigen/Finanzierungsangebote/KfW-Unternehmerekredit-Fremdkapital-(037-047)) (besucht am 18.10.2020).
- Landesamt für Umwelt Baden-Württemberg, Hrsg. (2018). *Genehmigungsverfahren*. URL: <https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/erneuerbare-energien/genehmigungsverfahren> (besucht am 11.12.2018).
- Next Kraftwerke GmbH, Hrsg. (2018a). *Was ist der Day-Ahead Handel?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/day-ahead-handel> (besucht am 09.10.2018).
- Hrsg. (2018b). *Was ist der Intraday-Handel?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/intraday-handel> (besucht am 09.10.2018).
- Hrsg. (2018c). *Was ist der Strommarkt?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt> (besucht am 18.01.2019).
- Hrsg. (2018d). *Was ist ein Spotmarkt?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/spotmarkt-epex-spot> (besucht am 18.01.2019).
- Hrsg. (2019a). *Was ist Minutenreserveleistung (MRL)?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/minutenreserve-tertiaerregelung> (besucht am 17.11.2019).
- Hrsg. (2019b). *Was ist Primärregelleistung (PRL)?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/primaerreserve-primaerregelleistung> (besucht am 17.11.2019).
- Hrsg. (2019c). *Was ist Sekundärregelleistung (SRL)?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/sekundaerreserve> (besucht am 17.11.2019).
- Niedrig, T. (2008). *Vorlesung Stromhandel*. Hrsg. von European Federation of Energy Traders (EFET). URL: http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/Veranstaltungen/IDEM/EFET/Niedrig_Stromhandel.pdf (besucht am 09.10.2018).
- Statista GmbH, Hrsg. (2016). *Anzahl der Unternehmen in Deutschland nach Beschäftigtengrößenklassen im Jahr 2015 (Stand 2016)*. URL: <https://de.statista.com/statistik/>

- daten/studie/1929/umfrage/unternehmen-nach-beschaeftigungsklassen (besucht am 16.02.2018).
- Statista GmbH, Hrsg. (2018). *Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland nach Energiequellen im Jahr 2017 (in Milliarden Euro)*. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/153088/umfrage/investitionen-in-anlagen-zur-nutzung-erneuerbarer-energien/> (besucht am 18.11.2018).
- Statistisches Bundesamt, Hrsg. (2019c). *Verbrauchspreise 2019: +1,4 % gegenüber dem Vorjahr*. URL: [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/01/PD20_019_611.html#:~:text=Wie%20das%20Statistische%20Bundesamt%20\(Destatis,von%20%2B1%2C5%20%25.](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/01/PD20_019_611.html#:~:text=Wie%20das%20Statistische%20Bundesamt%20(Destatis,von%20%2B1%2C5%20%25.) (besucht am 05.12.2020).
- Technische Universität Berlin, Hrsg. (2016). *AfA-Tabelle Stand 2016*. URL: https://www.forschung.tu-berlin.de/fileadmin/i60/SF_Dokumente/AfA_Stand_20.01.2016.pdf (besucht am 01.09.2019).
- Thoden, M. (2013). *Regelenergiemarkt: Wie entstehen die Preise?* Hrsg. von Next Kraftwerke GmbH. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/regelenergiemarkt-preisbildung> (besucht am 17.06.2018).
- Umweltbundesamt, Hrsg. (2017). *Stromerzeugung erneuerbar und konventionell*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromerzeugung-erneuerbar-konventionell> (besucht am 16.02.2018).
- Hrsg. (2018a). *Biogasanlagen*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industriebranchen/biogasanlagen#textpart-1> (besucht am 22.12.2018).
 - Hrsg. (2018b). *Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk#textpart-1> (besucht am 10.07.2018).
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Hrsg. (2019). *Spannungshaltung*. URL: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/sicherer-betrieb-dez/spannungshaltung> (besucht am 10.01.2020).
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Hrsg. (2018a). *Der VIK*. URL: <https://www.vik.de/ueber-uns/> (besucht am 01.11.2018).
- Hrsg. (2018c). *VIK Statistik der Energiewirtschaft*. URL: <https://www.vik.de/publikationen/vik-statistik/> (besucht am 14.04.2019).
- Verband Deutscher Kühlhäuser & Kühllogistikunternehmen e.V., Hrsg. (2019). *VDKL Strompool*. URL: <http://www.vdkl.de/vdkl-energie-management/vdkl-strompool.html> (besucht am 16.12.2018).

Wagenblass, D. (2016). *Blindleistung im Stromnetz: So vermeiden Sie unnötige Energiekosten*. Hrsg. von MVV Energie AG. URL: <https://partner.mvv.de/blog/blindleistung-im-stromnetz-so-vermeiden-sie-unnoetige-energiekosten> (besucht am 09.10.2018).

Anhang

Abbildung A1 Beispielhafter Fragebogen für das DIHK-Energiewende-Barometer aus dem Jahr 2016

Quelle: DIHK 2012 bis 2018

Wie hoch ist der Anteil der Energiekosten insgesamt am Umsatz?
<i>keine Angabe</i> 0-2 % 2-4 % 4-14 % 14 % und mehr
Wie hoch ist der Anteil der Stromkosten am Umsatz?
<i>keine Angabe</i> 0-2 % 2-4 % 4-14 % 14 % und mehr
Wie haben sich die Strompreise in den vergangenen zwölf Monaten entwickelt?
<i>keine Angabe</i> gestiegen <i>gleich geblieben</i> <i>gesunken</i>
Wie haben sich die Energiepreise in den vergangenen zwölf Monaten entwickelt?
<i>keine Angabe</i> gestiegen <i>gleich geblieben</i> <i>gesunken</i>
Wie hat sich die Bedeutung folgender Aspekte in den letzten zwölf Monaten entwickelt? (Schwankungen der Energiepreise)
<i>keine Angabe</i> mehr Bedeutung <i>gleiche Bedeutung</i> <i>weniger Bedeutung</i> <i>keine Einschätzung möglich</i>
Wie hat sich die Bedeutung folgender Aspekte in den letzten zwölf Monaten entwickelt? (Einsparung von Energie)
<i>keine Angabe</i> mehr Bedeutung <i>gleiche Bedeutung</i> <i>weniger Bedeutung</i> <i>keine Einschätzung möglich</i>
Wie hat sich die Bedeutung folgender Aspekte in den letzten zwölf Monaten entwickelt? (Störungen in der Stromversorgung)
<i>keine Angabe</i> mehr Bedeutung <i>gleiche Bedeutung</i> <i>weniger Bedeutung</i> <i>keine Einschätzung möglich</i>
Wie hat sich die Bedeutung folgender Aspekte in den letzten zwölf Monaten entwickelt? (Störungen in der Gasversorgung)
<i>keine Angabe</i> mehr Bedeutung <i>gleiche Bedeutung</i> <i>weniger Bedeutung</i> <i>keine Einschätzung möglich</i>

Hatten Sie in den letzten zwölf Monaten konkrete Probleme mit der Versorgungssicherheit und wenn ja, welche?

*keine Angabe
keine konkreten Probleme
Strom-Ausfälle unter 3 Minuten
Strom-Ausfälle über 3 Minuten
Lieferunterbrechungen Gas
Produktion wurde beeinträchtigt*

Stromausfälle unter 3 Minuten

*keine Angabe
Minimum
Maximum
Mittel*

Stromausfälle über 3 Minuten

*keine Angabe
Minimum
Maximum
Mittel*

Wie beurteilen Sie insgesamt die Auswirkungen der Energiewende auf die Wettbewerbsfähigkeit Ihres Unternehmens?

*keine Angabe
sehr positiv
positiv
neutral
negativ
sehr negativ
keine Einschätzung möglich*

Welche Maßnahmen ergreift Ihr Unternehmen angesichts der Veränderungen in der Energiewirtschaft und -politik? (Lieferanten-/Versorgerwechsel)

*keine Angabe
geplante Maßnahme
bereits laufende Maßnahme
bereits realisierte Maßnahme
keine Maßnahme geplant*

Welche Maßnahmen ergreift Ihr Unternehmen angesichts der Veränderungen in der Energiewirtschaft und -politik? (Langfristige Lieferverträge)

*keine Angabe
geplante Maßnahme
bereits laufende Maßnahme
bereits realisierte Maßnahme
keine Maßnahme geplant*

Welche Maßnahmen ergreift Ihr Unternehmen angesichts der Veränderungen in der Energiewirtschaft und -politik? (Einkauf an der Strombörse)

*keine Angabe
geplante Maßnahme
bereits laufende Maßnahme
bereits realisierte Maßnahme
keine Maßnahme geplant*

Welche Maßnahmen ergreift Ihr Unternehmen angesichts der Veränderungen in der Energiewirtschaft und -politik? (Erneuerbare Energien beziehen)

*keine Angabe
geplante Maßnahme
bereits laufende Maßnahme*

*bereits realisierte Maßnahme
keine Maßnahme geplant*

Welche Maßnahmen ergreift Ihr Unternehmen angesichts der Veränderungen in der Energiewirtschaft und -politik? (Absicherung gegen Stromausfälle)

*keine Angabe
geplante Maßnahme
bereits laufende Maßnahme
bereits realisierte Maßnahme
keine Maßnahme geplant*

Welche Maßnahmen ergreift Ihr Unternehmen angesichts der Veränderungen in der Energiewirtschaft und -politik? (Aufbau eigener erneuerbarer Energieversorgungskapazitäten)

*keine Angabe
geplante Maßnahme
bereits laufende Maßnahme
bereits realisierte Maßnahme
keine Maßnahme geplant*

Welche Maßnahmen ergreift Ihr Unternehmen angesichts der Veränderungen in der Energiewirtschaft und -politik? (Aufbau eigener konventioneller Energieversorgungskapazitäten)

*keine Angabe
geplante Maßnahme
bereits laufende Maßnahme
bereits realisierte Maßnahme
keine Maßnahme geplant*

Welche Maßnahmen ergreift Ihr Unternehmen angesichts der Veränderungen in der Energiewirtschaft und -politik? (Steigerung der Energieeffizienz)

*keine Angabe
geplante Maßnahme
bereits laufende Maßnahme
bereits realisierte Maßnahme
keine Maßnahme geplant*

Welche Maßnahmen ergreift Ihr Unternehmen angesichts der Veränderungen in der Energiewirtschaft und -politik? (Absicherung gegen Gaslieferausfälle)

*keine Angabe
geplante Maßnahme
bereits laufende Maßnahme
bereits realisierte Maßnahme
keine Maßnahme geplant*

Wenn Steigerung der Energieeffizienz, durch welche Maßnahme?

*keine Angabe
Einführung eines Energiemanagementsystems
Einführung eines Umweltmanagementsystems
Durchführung eines Energieaudits
Mitarbeiter informieren/qualifizieren
Effizienzmaßnahmen in Service-Prozessen und/oder Gebäuden
Einbindung externer Dienstleister*

Wenn Steigerung der Energieeffizienz, durch welche Maßnahme?

*keine Angabe
Teilnahme an Netzwerken/Effizienztischen
Lastmanagement
Investitionen in neue Effizienztechnologien
Energetische Gebäudesanierung
Erneuerung des Wärmeerzeugers
Energieeffizienz in der Mobilität*

Welche Einsparpotentiale beim Energieverbrauch sehen Sie in Ihrem Unternehmen in den kommenden fünf Jahren?

- keine Angabe*
- keine*
- 0 - 2 % des Energieverbrauchs*
- 2 - 5 % des Energieverbrauchs*
- 5 - 10 % des Energieverbrauchs*
- mehr als 10 % des Energieverbrauchs*

Nutzung von Strom aus eigenen Erzeugungskapazitäten mittels Photovoltaik

- keine Angabe*
- geplante Maßnahme*
- bereits laufende Maßnahme*
- bereits realisierte Maßnahme*
- keine Maßnahme geplant*

Nutzung von Strom aus eigenen Erzeugungskapazitäten mittels Windenergie

- keine Angabe*
- geplante Maßnahme*
- bereits laufende Maßnahme*
- bereits realisierte Maßnahme*
- keine Maßnahme geplant*

Nutzung von Strom aus eigenen Erzeugungskapazitäten mittels Biogasanlage

- keine Angabe*
- geplante Maßnahme*
- bereits laufende Maßnahme*
- bereits realisierte Maßnahme*
- keine Maßnahme geplant*

Nutzung von Strom aus eigenen Erzeugungskapazitäten mittels Sonstige erneuerbare Technologie

- keine Angabe*
- geplante Maßnahme*
- bereits laufende Maßnahme*
- bereits realisierte Maßnahme*
- keine Maßnahme geplant*

Nutzung von Strom aus eigenen Erzeugungskapazitäten mittels Fossile Energieträger

- keine Angabe*
- geplante Maßnahme*
- bereits laufende Maßnahme*
- bereits realisierte Maßnahme*
- keine Maßnahme geplant*

Nutzung von Strom aus eigenen Erzeugungskapazitäten mittels Kraft-Wärme-Kopplung

- keine Angabe*
- geplante Maßnahme*
- bereits laufende Maßnahme*
- bereits realisierte Maßnahme*
- keine Maßnahme geplant*

Bestehender Anteil der Eigenerzeugung am Stromverbrauch

- keine Angabe*
- 0-3 %*
- 3-5 %*
- 5-10 %*
- 10-20 %*
- 20-30 %*
- 30 % und mehr*

Geplanter Anteil der Eigenerzeugung am Stromverbrauch
<i>keine Angabe</i>
<i>0-3 %</i>
<i>3-5 %</i>
<i>5-10 %</i>
<i>10-20 %</i>
<i>20-30 %</i>
<i>30 % und mehr</i>
Haben Sie in Ihrem Unternehmen Firmen- oder Betriebsfahrzeuge?
<i>keine Angabe</i>
<i>ja</i>
<i>nein</i>
Beabsichtigen Sie Elektrofahrzeuge anzuschaffen oder zu leasen?
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Beabsichtigen Sie erdgasbetriebene Fahrzeuge anzuschaffen oder zu leasen?
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Beabsichtigen Sie wasserstoffbetriebene Fahrzeuge anzuschaffen oder zu leasen?
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Beabsichtigen Sie biokraftstoffbetriebene Fahrzeuge anzuschaffen oder zu leasen?
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Welche wesentlichen Gründe sprechen gegen eine Nutzung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben in Ihrem Unternehmen?
<i>keine Angabe</i>
<i>Wirtschaftlichkeit</i>
<i>Lade- und Tankstelleninfrastruktur</i>
<i>Anforderungsprofil an Fahrzeuge</i>
Maßnahmen mit Außenwirkung (Verstärkung von Forschung und Entwicklung)
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Maßnahmen mit Außenwirkung (Erschließung neuer Geschäftsfelder aufgrund der Energiewende)
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>

<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Maßnahmen mit Außenwirkung (Erschließung neuer Absatzmärkte im Ausland)
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Maßnahmen mit Außenwirkung (Marktausrichtung auf energieeffiziente Produkte/Dienstleistungen)
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Maßnahmen mit Außenwirkung (Einkauf effizienter/energiesparender Vorprodukte)
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Maßnahmen mit Außenwirkung (Weitergabe der zusätzlichen Energiekosten an Kunden)
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>
Maßnahmen mit Außenwirkung (Verlagerung von Kapazitäten ins Ausland/Einschränkung der Produktion im Inland)
<i>keine Angabe</i>
<i>geplante Maßnahme</i>
<i>bereits laufende Maßnahme</i>
<i>bereits realisierte Maßnahme</i>
<i>keine Maßnahme geplant</i>

Abbildung A2 Beispielhafter VBA-Makrocode zur Auswertung der DIHK-Datensätze
Quelle: Eigene Darstellung

```
VBAMakroCode.txt

Option Explicit
Sub EntwicklungVersorgungssicherheit()

    ' 2012
    Workbooks("Kopie von Energiewende Barometer
    BRD2014.xlsx").Worksheets("IHK").Range("G74:G78").Copy _
    Workbooks("MakrosDIHK.xlsm").Worksheets("EntwicklungVersorgung").Range("B4:B8")

    ' 2013
    Workbooks("Kopie von Energiewende Barometer
    BRD2014.xlsx").Worksheets("IHK").Range("F74:F78").Copy _
    Workbooks("MakrosDIHK.xlsm").Worksheets("EntwicklungVersorgung").Range("C4:C8")

    ' 2014
    Workbooks("Kopie von Energiewende Barometer
    BRD2014.xlsx").Worksheets("IHK").Range("C74:C78").Copy _
    Workbooks("MakrosDIHK.xlsm").Worksheets("EntwicklungVersorgung").Range("D4:D8")

    ' 2015
    Workbooks("Energiewende Barometer
    BRD2015.xlsx").Worksheets("IHK").Range("C74:C78").Copy _
    Workbooks("MakrosDIHK.xlsm").Worksheets("EntwicklungVersorgung").Range("E4:E8")

    ' 2016
    Workbooks("Energiewende Barometer
    BRD2016.xlsx").Worksheets("IHK").Range("C74:C78").Copy _
    Workbooks("MakrosDIHK.xlsm").Worksheets("EntwicklungVersorgung").Range("F4:F8")

    ' 2017
    Workbooks("Energiewende Barometer
    BRD2017.xlsx").Worksheets("IHK").Range("C74:C78").Copy _
    Workbooks("MakrosDIHK.xlsm").Worksheets("EntwicklungVersorgung").Range("G4:G8")

    ' 2018
    Workbooks("Energiewende Barometer
    BRD2018.xlsx").Worksheets("Gesamt").Range("C74:C78").Copy _
    Workbooks("MakrosDIHK.xlsm").Worksheets("EntwicklungVersorgung").Range("H4:H8")

    ' Tabellenstruktur
    ' Worksheets("WeitergabeEnergiekosten").Activate
    Range("A1").Font.Bold = True
    Range("A1").Value = "Entwicklung Versorgungssicherheit"
    Range("A2").Font.Italic = True
    Range("A2").Value = "(für die Jahre 2012 und 2013 liegen ausschließlich
%-Angaben vor)"
    Range("A3").Value = "Jahr"
    Range("A4").Value = "keine Ausfälle"
    Range("A5").Value = "Stromausfälle unter 3 Minuten"
    Range("A6").Value = "Stromausfälle über 3 Minuten"
    Range("A7").Value = "Lieferunterbrechungen Gas"
    Range("A8").Value = "Produktion beeinträchtigt"
    Range("A9").Value = "n"

    Range("B3").Value = 2012
    Range("C3").Value = 2013
    Range("D3").Value = 2014
    Range("E3").Value = 2015
    Range("F3").Value = 2016
    Range("G3").Value = 2017
```

```
VBA MakroCode.txt
Range("H3").Value = 2018
'Sonderfall Daten der Jahre 2012 und 2013
Range("B4:B8,C4:C8").Style = "Percent"
Range("B9:C9").Value = "k.A."
'Summe
Dim Summe2014 As Long
Summe2014 = WorksheetFunction.Sum(Range("D4:D8"))
Range("D9").Value = Summe2014

Dim Summe2015 As Long
Summe2015 = WorksheetFunction.Sum(Range("E4:E8"))
Range("E9").Value = Summe2015

Dim Summe2016 As Long
Summe2016 = WorksheetFunction.Sum(Range("F4:F8"))
Range("F9").Value = Summe2016

Dim Summe2017 As Long
Summe2017 = WorksheetFunction.Sum(Range("G4:G8"))
Range("G9").Value = Summe2017

Dim Summe2018 As Long
Summe2018 = WorksheetFunction.Sum(Range("H4:H8"))
Range("H9").Value = Summe2018

' Format
'Format entfernen
Range("A4:A8,B4:B8,C4:C8,D4:D8,E4:E8,F4:F8,G4:G8,H4:H8").Borders(xlEdgeRight).LineStyle = xlNone
' Rahmen vorgeben
Range("A3:H3,A9:H9,A10:H10").Borders(xlEdgeTop).LineStyle = xlDouble
Range("A3:A8,H3:H8").Borders(xlEdgeRight).LineStyle = xlSingle

End Sub
```

Abbildung A3 Fragebogen zur Online-Unternehmensbefragung zur Erhebung der Daten für die Investitionsrechnungen in Kapitel 10
Quelle: Eigene Darstellung

Teil A: Allgemeine Angaben zum Unternehmen	
A1.	<u>Name des Unternehmens:</u> (wird nicht veröffentlicht) <input type="text"/>
A2.	<u>zugehörige Branche:</u> <input type="text"/>
A3.	<u>Anzahl der Mitarbeiter:</u> <input type="text"/>
A4.	<u>Welchen Schichtbetrieb fahren Sie in Ihrem Unternehmen?</u> 1-Schichtbetrieb <input type="checkbox"/> 2-Schichtbetrieb <input type="checkbox"/> 3-Schichtbetrieb <input type="checkbox"/> Sonstiges <input type="checkbox"/> <input type="text"/>

Teil B: Eigenstromversorgung im Unternehmen und Energiekennzahlen	
B1.	<u>Jahresstromverbrauch:</u> <input type="text"/>
B2.	<u>Jahreswärme- bzw. Jahreskältbedarf:(Aufteilung nach Energieträger)</u> <input type="text"/>
B3.	<u>Können Sie ein aktuelles Jahreslastprofil Ihres Stromverbrauchs zur Verfügung stellen?</u> Ja <input type="checkbox"/> Nein <input type="checkbox"/>

B4.

Vielen Dank! Könnten Sie mir das Lastprofil bitte gesondert per Mail zukommen lassen an Nina.Reitsam@schwaben.lhk.de.

Sie haben noch Anmerkungen zu Ihrem Lastprofil?

B5. Aktueller Strompreis 2020:(Angabe ob Arbeitspreis oder Preis inkl. Steuern und Abgaben)

B6.

Aktueller Gaspreis 2020:(Angabe ob Arbeitspreis oder Preis inkl. Steuern und Abgaben)

B7. Nimmt Ihr Unternehmen eine der folgenden Steuervergünstigungen in Anspruch?

Besondere Ausgleichsregelung (EEG-Umlage):

§ 9a StromStG (vollständige Stromsteuerentlastung für bestimmte Prozesse):

§ 9b StromStG (reduzierter Stromsteuersatz):

§ 10 StromStG (Spitzenausgleich)

§ 19 StromNEV (atypische Netznutzung):

§ 19 StromNEV (konstante Netznutzung / 7.000 h-Regelung)

Sonstiges



Sonstiges

B8. Betreiben Sie bereits eine Eigenstromversorgungsanlage?

Ja

Nein

B9. Produzieren Sie Strom in einer eigenen Anlage und speisen Sie diesen vollständig in das öffentliche Netz ein?

Ja
Nein

B10. Angaben zur Anlage für die Volleinspeisung:

Art der Anlage:						
installierte Leistung:						
erzeugte Jahresstrommenge:						
wieso haben Sie sich gegen eine Eigenstromversorgung entschieden?						

B11. Angaben zu Ihrer Eigenstromversorgungsanlage:

Anlagentyp (bspw. PV-Anlage, KWK-Anlage mit einer Gasturbine etc.)						
Baujahr der Anlage						
Anlagenleistung						
Jahresstromerzeugung						
Jahreswärmeerzeugung						
Vollaststunden pro Jahr						
speisen Sie Reststrommengen ins Netz ein? Wenn ja, wie viel pro Jahr?						

B12. Betreiben Sie noch weitere Eigenversorgungsanlagen?

Ja
Nein

B13. Angaben zu Ihrer Eigenstromversorgungsanlage:

Anlagentyp (bspw. PV-Anlage, KWK-Anlage mit einer Gasturbine etc.)						
Baujahr der Anlage						
Anlagenleistung						
Jahresstromerzeugung						
Jahreswärmeerzeugung						
Vollaststunden pro Jahr						
speisen Sie Reststrommengen ins Netz ein? Wenn ja, wie viel pro Jahr?						

Fragen B14 und B15 wiederholen B12 und B13

B16. Würden Sie Ihre selbst erzeugten Strommengen solidarisch am Markt zur Verfügung stellen?

Was bedeutet solidarisch in diesem Zusammenhang? Beim solidarischen Anlagenkonzept einer Eigenstromversorgungsanlage wird angenommen, dass ein Unternehmen den Strom aus der eigenen KWK-Anlage genau dann in das öffentliche Netz einspeist, wenn die erneuerbaren Energien nicht ausreichend zur Verfügung stehen. Das Unternehmen würde den dann gültigen Marktpreis an der Strombörse erhalten, der in diesen Stunden höher ausfallen wird als im Jahresdurchschnitt. Die Einsatzzeiten der KWK-Anlage könnten durch das zusätzliche Geschäftsmodell erhöht werden. Die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage sind Gegenstand dieser Untersuchung.

Ja
Nein

B17. Würden Sie Ihre selbst erzeugten Strommengen solidarisch am Markt zur Verfügung stellen?

Was bedeutet solidarisch in diesem Zusammenhang? Beim solidarischen Anlagenkonzept einer Eigenstromversorgungsanlage wird angenommen, dass ein Unternehmen den Strom aus der eigenen KWK-Anlage genau dann in das öffentliche Netz einspeist, wenn die erneuerbaren Energien nicht ausreichend zur Verfügung stehen. Das Unternehmen würde den dann gültigen Marktpreis an der Strombörse erhalten, der in diesen Stunden höher ausfallen wird als im Jahresdurchschnitt. Die Einsatzzeiten der KWK-Anlage könnten durch das zusätzliche Geschäftsmodell erhöht werden. Die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage sind Gegenstand dieser Untersuchung.

Ja
Nein

B18. Falls Ja, unter welchen Voraussetzungen wäre eine Stromeinspeisung für Ihr Unternehmen attraktiv?

B19. Falls Nein, was spricht aus Ihrer Sicht gegen eine Einspeisung in das Stromnetz in Bedarfszeiten?

Fragen B20 und B30 wiederholen B17, B18 und B19

B31. Sie haben noch weitere Anmerkungen oder Hinweise, die im Zusammenhang mit der Eigenstromversorgung aus Ihrer Sicht relevant sind?

Teil C: Weiteres Vorgehen und Verwendung der Daten

- C1. Sie sind damit einverstanden, dass Ihre Daten anonymisiert im Rahmen von wissenschaftlichen Untersuchungen verwendet werden?

Ja

Nein

- C2. Falls Nein, zu welchen Zwecken dürfen wir die Angaben ausschließlich verwenden?

- C3. Sie möchten im Anschluss an die Auswertung umfassend über die Ergebnisse der Untersuchungen informiert werden?

Ja

Nein

Befragungszeitraum: 15. Juli 2020 bis 31. August 2020

Übermittlung des Umfragelinks per E-Mail

Teilnahme zweier explizit angesprochenen Unternehmen

Exportierung der Ergebnisse in eine Excel-Datei

Durchführung der Umfrage via LimeSurvey Version 3.24.2

Tabelle A1 Mengen und Preise der unterschiedlichen Regelleistungsprodukte für das Jahr 2017

Regelleistung	vorgehaltene Menge			\varnothing Leistungspreis	Min. Leistungsspreis	Max. Leistungsspreis	\varnothing Leistungsspreis
	MW	Min. abgerufene Menge	Max. abgerufene Menge				
PRL	603			2.458,92	1.887,59	3.286,83	
	\varnothing abgerufene Menge	Min. abgerufene Menge	Max. abgerufene Menge	\varnothing Arbeitspreis	Min. Arbeitspreis	Max. Arbeitspreis	\varnothing Leistungsspreis ^a
	MWh	MWh	MWh		Euro	Euro/MW	
SRL (+)	22.975	10.523	45.801	54,39	38,89	79,46	909,17
SRL (-)	19.834	7.389	37.498	-3,98	-10,42	21,89	302,10
MRL (+)	2.588	100	13.233	7,51	0,12	73,57	52,95
MRL (-)	1.359	0	5.426	0,57	-0,01	6,98	567,61

Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA 2018g; Next Kraftwerke GmbH 2019a; Next Kraftwerke GmbH 2019c

^aDurchschnitt aus Haupttarif und Nebentarif

Tabelle A2 Nettostromerzeugung der Industrie (in GWh/a) nach Anlagenart inkl. KWK-Anlagen in den Jahren 2005, 2010, 2015 und 2017

Anzahl der Betriebe	Nettostromerzeugung					Dampf- turbinen insgesamt	Gas- turbinen insgesamt	davon aus KWK-Anlagen	gesamt KWK
	Dampf- turbinen	Gas- turbinen	Verbrennungs- motoren	Wasser- turbine	Sonstige				
2005 356	32.667	11.868	581	357	485	45.116	13.496	11.559	472 71 25.598
2010 368	30.739	16.493	864	375	466	48.096	12.917	15.983	803 91 29.794
2015 457	27.206	16.345	2.585	155	426	46.717	14.328	16.139	2.436 152 33.055
2017 547	29.802	18.412	3.726	170	668	52.778	15.709	17.743	3.531 152 37.135

Quelle: Eigene Darstellung nach VIK 2017; Statistisches Bundesamt 2017

Abbildung A4 Stromerzeugung (netto) der Industrie inkl. KWK nach Bundesländern und Branchen [Stand 2019]

Größenklassen der Nettonennleistung von ... bis unter ... kW Wirtschaftszweig (WZ2008) Land	Betriebe	Elektrizitäts- erzeugung brutto	Wärme- erzeugung netto	Nettonennleistung	
				elektrisch	thermisch
				Anzahl	GWh
Insgesamt		579	53 359	99 407	10 954
nach Größenklassen der Nettonennleistung, elektrisch					
unter 10 000		426	7 474	18 965	1 373
10 000 - 50 000		117	12 925	35 040	2 560
50 000 und mehr		36	32 961	45 402	7 021
nach ausgewählten Wirtschaftszweigen					
B Bergbau u. Gew. v. Steinen u. Erden		17	1 543	2 115	236
05 Kohlenbergbau		4	1 307	.	183
06 Gewinnung v. Erdöl u. Erdgas		6	153	.	29
08 Gew. v. Steinen u. Erden, sonst. Bergbau		7	83	167	24
C Verarbeitendes Gewerbe		562	51 816	97 292	10 718
10 H. v. Nahrungs- und Futtermitteln		123	3 765	11 137	863
11 Getränkeherstellung		19	192	316	40
13 H. v. Textilien		3	26	.	7
16 H. v. Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)		47	2 070	6 211	309
17 H. v. Papier, Pappe und Waren daraus		74	6 806	19 761	1 265
18 H. v. Druckerzgn. Vervielf. v. Ton-, Bild-, Datenträger		10	335	469	64
19 Kokerei und Mineralölverarbeitung		13	5 704	15 634	1 110
20 H. v. chemischen Erzeugnissen		74	15 504	32 915	3 540
21 H. v. pharmazeut. Erzeugn.		18	381	996	66
22 H. v. Gummi- u. Kunststoffwaren		22	729	1 086	135
23 H. v. Glas und Glaswaren, Keramik, Verarb. v. Steinen und Erden		22	323	.	61
24 Metallerzeugung u. -bearbeitung		25	10 200	2 875	2 150
28 Maschinenbau		27	394	563	109
29 H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen		36	4 583	3 908	858
30 Sonstiger Fahrzeugbau		11	190	238	34
nach Ländern					
Baden-Württemberg		84	3 647	9 482	712
Bayern		110	4 663	11 274	1 378
Berlin		5	93	.	16
Brandenburg		16	3 520	5 812	607
Bremen		7	.	427	.
Hamburg		15	515	1 400	81
Hessen		26	2 609	4 817	463
Mecklenburg-Vorpommern		4	125	.	.
Niedersachsen		66	7 978	12 468	1 436
Nordrhein-Westfalen		119	13 450	25 170	3 212
Rheinland-Pfalz		28	.	11 927	.
Saarland		7	.	666	.
Sachsen		32	1 223	2 715	229
Sachsen-Anhalt		29	4 237	8 527	773
Schleswig-Holstein		14	641	2 076	112
Thüringen		17	872	1 859	154

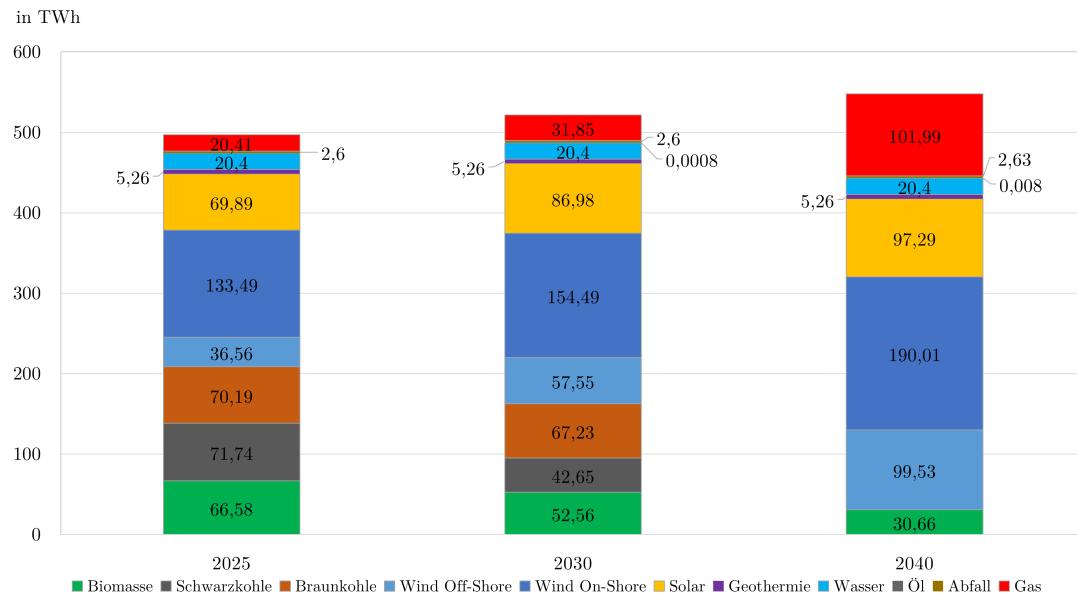
Quelle: Statistisches Bundesamt 2019a

Abbildung A5 Business Model Canvas zur Einführung des solidarischen Anlagenkonzepts

Key Partners	Key Activities	Value Propositions	Customer Relationship	Customer Segments
<ul style="list-style-type: none"> Übertragungsnetzbetreiber Verteilernetzbetreiber Bilanzkreisverantwortlicher Politik Gashieferanten 	<ul style="list-style-type: none"> Stromproduktion Wärmeproduktion Stromeinspeisung und Verkauf an der Strombörse 	<ul style="list-style-type: none"> Back-Up Leistung Versorgungssicherheit sinkende Strompreise Höhere Versorgungsqualität durch evtl. zusätzliche Systemdienstleistungen Evtl. Klimaschutz durch sinkende Emissionen 	<ul style="list-style-type: none"> Herausstellen des solidarischen Konzepts als Imagegewinn bei eigentlichen Kunden – nicht den Stromverbrauchern 	<ul style="list-style-type: none"> Verteilernetzbetreiber Übertragungsnetzbetreiber Bilanzkreisverantwortliche Alle Stromverbraucher Kernkunden des Unternehmens
	Key Resources <ul style="list-style-type: none"> Wärme- & Strombedarf Personal Fläche Gas Netzanschluss Flexibilität 		Channels <ul style="list-style-type: none"> Öffentliches Stromnetz 	
				Revenue Streams
			<ul style="list-style-type: none"> Investitionskosten für die Anlage Verkauf des Stroms an der Strombörse 	
			<ul style="list-style-type: none"> Kapitalkosten Betriebskosten Gaskosten CO₂-Preis Anteilige oder volle EEG-Umlage für Eigenstrom Stromsteuer ab 2 MW Leistung 	Cost Structure

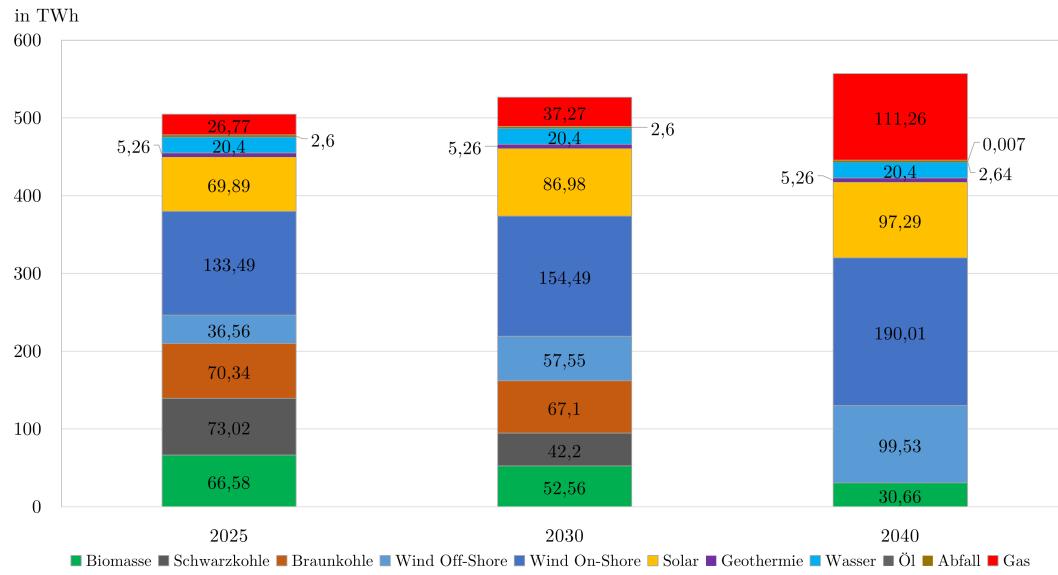
Quelle: Eigene Darstellung nach Joyce und Parquin 2016

Abbildung A6 Modellrechnung: Stromerzeugung (in TWh/a) nach Energieträgern im Szenario II in den Jahren 2025, 2030 und 2040



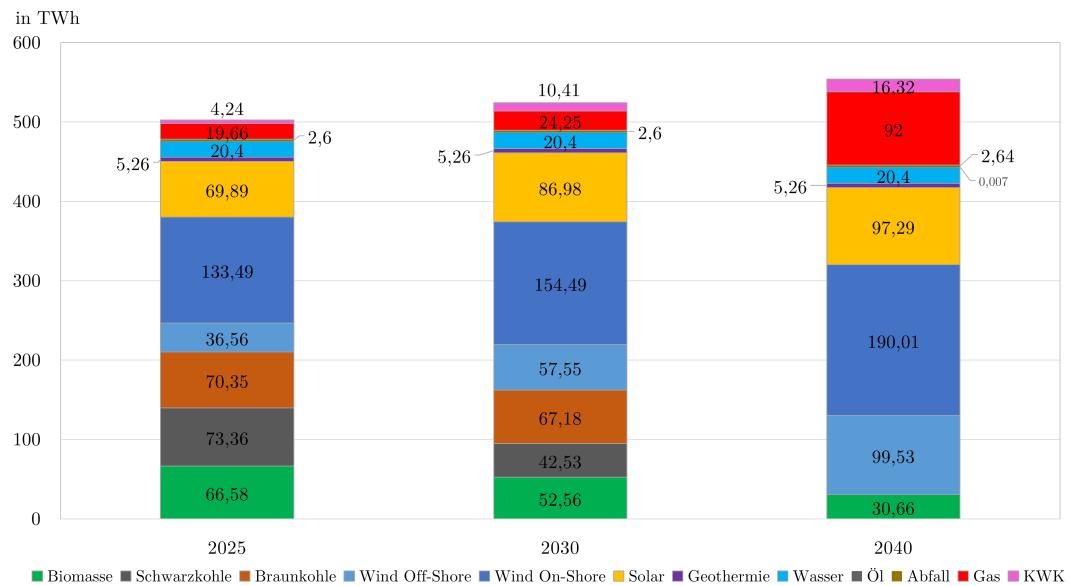
Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Abbildung A7 Modellrechnung: Stromerzeugung (in TWh/a) nach Energieträgern im Szenario III in den Jahren 2025, 2030 und 2040



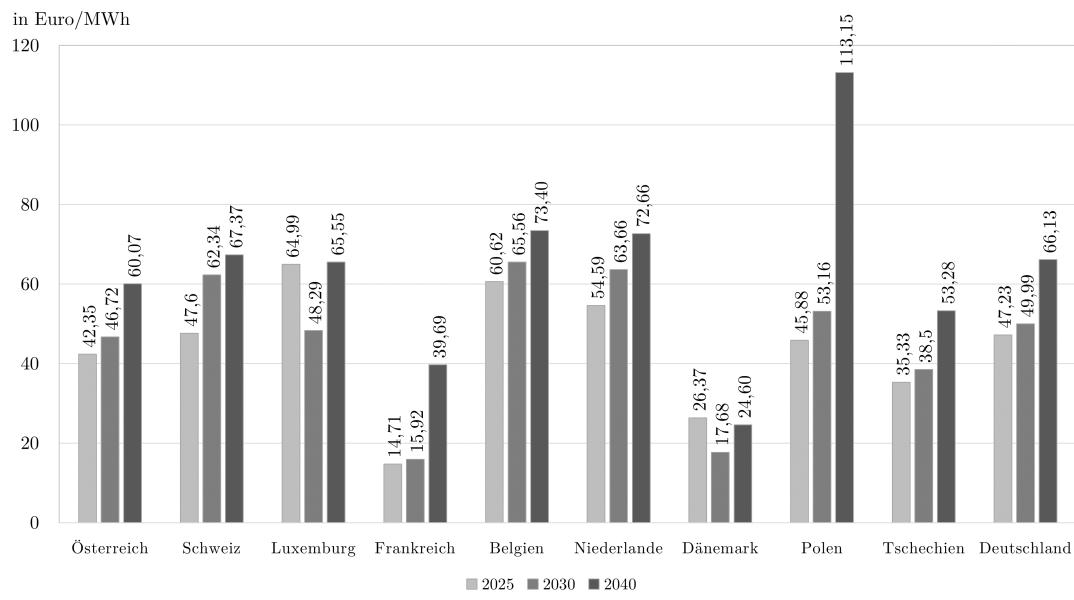
Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Abbildung A8 Modellrechnung: Stromerzeugung (in TWh/a) nach Energieträgern im Szenario IV in den Jahren 2025, 2030 und 2040



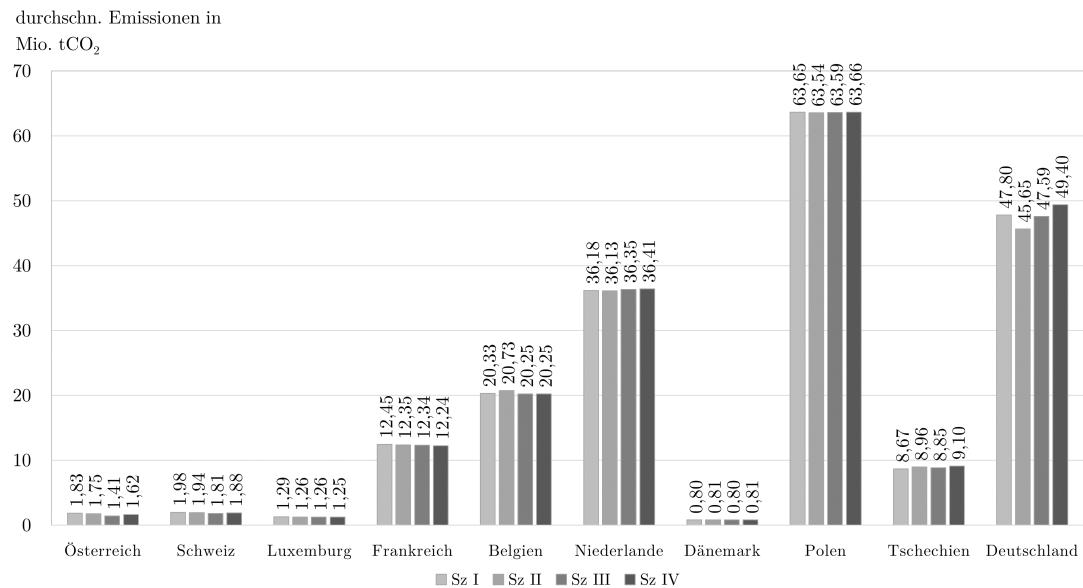
Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Abbildung A9 Modellrechnung: Entwicklung der Börsenstrompreise (in Euro/MWh) in europäischen Nachbarstaaten im Basisszenario I



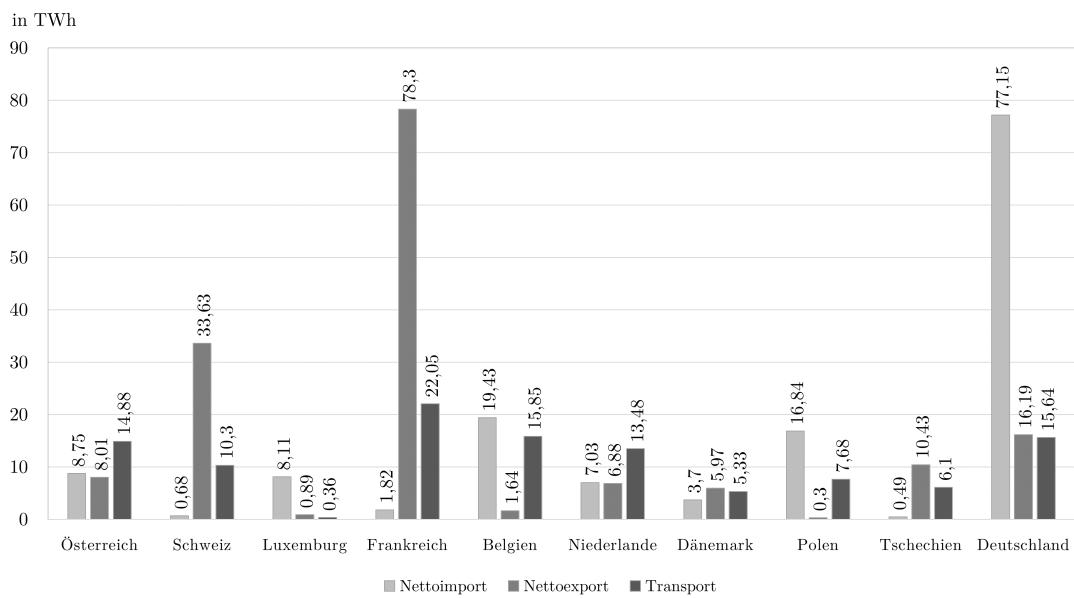
Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Abbildung A10 Modellrechnung: Entwicklung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen (in Mio. tCO₂) in den europäischen Nachbarstaaten im Jahr 2040



Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Abbildung A11 Modellrechnung: Übertragungsflüsse (in TWh/a) mit den europäischen Nachbarstaaten in Szenario IV im Jahr 2040



Quelle: Eigene Berechnungen mit Energiesystemmodell *evrys*

Abbildung A1.2 Untermehnungsbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer reinen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A13 Unternehmensbeispiel I: dynamische Amortisationsrechnung (in Euro/a) einer reinen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

dynamische Amortisationsrechnung Eigenstromversorgung Unternehmen I - 750 kW _{el} -Anlage										
	Preissteigerungsrate		14%		20%		26%			
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Aufschaffungskosten	522.000,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €
Aufschreibung	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €
Zinsen	10.440,00 €	10.683,80 €	10.865,78 €	11.079,01 €	11.303,99 €	11.526,60 €	11.757,14 €	11.982,28 €	12.231,24 €	12.478,77 €
Verbrauchsgebundene Kosten	998.775,57 €	981.922,33 €	905.673,89 €	1.009.619,41 €	1.023.754,08 €	1.068.086,63 €	1.062.419,85 €	1.067.366,53 €	1.082.295,52 €	1.112.816,03 €
Betriebsgebundene Kosten	89.127,50 €	90.476,50 €	91.745,36 €	93.027,77 €	94.301,15 €	95.605,78 €	96.909,89 €	98.347,75 €	99.724,61 €	101.120,78 €
Energiesteuererstattung	-	20.568,66 €	-	29.982,62 €	-	30.402,37 €	-	31.265,69 €	-	32.140,99 €
Reststromzug-Kiez	43.214,00 €	43.819,00 €	44.435,46 €	45.154,52 €	45.865,38 €	46.605,28 €	46.324,87 €	46.735,42 €	47.631,05 €	48.291,88 €
Summe der Ausgaben	1.082.966,66 €	1.097.368,55 €	1.112.734,87 €	1.128.378,33 €	1.144.242,10 €	1.160.329,29 €	1.176.643,06 €	1.193.186,80 €	1.209.963,17 €	1.244.228,67 €
Entgangene Zinserlöte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Einsparungen	1.298.000,00 €	1.319.913,20 €	1.335.420,96 €	1.354.16,86 €	1.372.074,49 €	1.392.297,54 €	1.411.759,70 €	1.431.554,76 €	1.451.592,53 €	1.471.918,88 €
Kapitalrückfluss	-	522.000,00 €	216.703,34 €	219.674,55 €	222.686,10 €	225.738,53 €	228.832,40 €	231.962,55 €	235.146,64 €	238.388,15 €
Soz. Kapitalerstanz/-rückfluss	-	305.966,66 €	-	88.622,11 €	137.063,38 €	362.026,62 €	591.634,31 €	823.603,16 €	1.058.49,81 €	1.291.17,96 €
Amortisationsdauer	3,00									
Nächster Zahlung	522.000,00 €	Z/nächst	2.00%							
52.200,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €
54.340,00 €	10.683,80 €	10.683,80 €	10.683,80 €	10.683,80 €	10.683,80 €	10.683,80 €	10.683,80 €	10.683,80 €	10.683,80 €	10.683,80 €
56.399,58 €	11.079,01 €	11.079,01 €	11.079,01 €	11.079,01 €	11.079,01 €	11.079,01 €	11.079,01 €	11.079,01 €	11.079,01 €	11.079,01 €
58.629,59 €	11.303,99 €	11.303,99 €	11.303,99 €	11.303,99 €	11.303,99 €	11.303,99 €	11.303,99 €	11.303,99 €	11.303,99 €	11.303,99 €
57.639,18 €	11.526,60 €	11.526,60 €	11.526,60 €	11.526,60 €	11.526,60 €	11.526,60 €	11.526,60 €	11.526,60 €	11.526,60 €	11.526,60 €
58.785,78 €	11.757,14 €	11.757,14 €	11.757,14 €	11.757,14 €	11.757,14 €	11.757,14 €	11.757,14 €	11.757,14 €	11.757,14 €	11.757,14 €
59.913,92 €	12.002,28 €	12.002,28 €	12.002,28 €	12.002,28 €	12.002,28 €	12.002,28 €	12.002,28 €	12.002,28 €	12.002,28 €	12.002,28 €
61.136,20 €	12.231,24 €	12.231,24 €	12.231,24 €	12.231,24 €	12.231,24 €	12.231,24 €	12.231,24 €	12.231,24 €	12.231,24 €	12.231,24 €
62.354,77 €	12.478,77 €	12.478,77 €	12.478,77 €	12.478,77 €	12.478,77 €	12.478,77 €	12.478,77 €	12.478,77 €	12.478,77 €	12.478,77 €
63.578,42 €	12.726,30 €	12.726,30 €	12.726,30 €	12.726,30 €	12.726,30 €	12.726,30 €	12.726,30 €	12.726,30 €	12.726,30 €	12.726,30 €

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Anhang

Abbildung A14 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung solidarische Eigenstromversorgung Unternehmen I - 750 kW _{el} Anlage										
Preissteigerung	solidarische Eigenstromversorgung Unternehmen I - 750 kW _{el} Anlage									
Zinssatz	1,40%									
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investitionskosten	522.000,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR
Abschreibung	52.200,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR
Zinsen	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR
Verbrauchsgebundene Kosten	867.717,32 EUR	869.725,36 EUR	881.901,52 EUR	894.248,14 EUR	906.482,61 EUR	919.462,36 EUR	932.334,83 EUR	946.387,92 EUR	960.622,96 EUR	972.043,67 EUR
Befreiungsgebundene Kosten	89.227,50 EUR	90.476,69 EUR	91.743,36 EUR	93.027,77 EUR	94.330,15 EUR	95.650,78 EUR	96.989,99 EUR	98.347,75 EUR	99.724,61 EUR	101.120,76 EUR
Ertragsteuererstattung	-29.160,41 EUR	-29.568,66 EUR	-30.462,37 EUR	-30.628,01 EUR	-31.254,60 EUR	-31.697,23 EUR	-32.559,77 EUR	-33.447,24 EUR	-33.559,96 EUR	-33.675,14 EUR
Restabtumftzung aus dem Netz	822.940,00 EUR	834.008,92 EUR	845.985,04 EUR	857.524,63 EUR	869.725,36 EUR	881.901,52 EUR	894.248,14 EUR	906.482,61 EUR	918.725,80 EUR	932.125,38 EUR
Erfolgs solidarische Ertragsleistung	-244.800,00 EUR	-248.227,20 EUR	-251.702,38 EUR	-255.228,46 EUR	-258.799,38 EUR	-262.422,57 EUR	-266.096,49 EUR	-269.827,84 EUR	-273.599,36 EUR	-277.429,74 EUR
Gesamtkostenabgaben	1.150.918,41 EUR	1.287.063,91 EUR	1.548.506,70 EUR	1.570.260,96 EUR	1.582.300,95 EUR	1.614.660,96 EUR	1.637.353,39 EUR	1.685.645,17 EUR	1.707.289,59 EUR	1.731.286,51 EUR
Ergebnisse Zinsentfernung	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
Einsparungen	1.298.800,00 EUR	1.316.983,20 EUR	1.335.420,96 EUR	1.354.116,86 EUR	1.373.074,49 EUR	1.392.297,54 EUR	1.411.789,70 EUR	1.431.554,76 EUR	1.451.556,53 EUR	1.471.918,68 EUR
Kapitalrückfluss	-522.000,00 EUR	-207.118,41 EUR	-210.060,71 EUR	-213.086,73 EUR	-216.134,10 EUR	-219.206,45 EUR	-222.363,41 EUR	-225.545,67 EUR	-228.048,84 EUR	-233.537,02 EUR
Saldo Kapitalentzug/zuflusses	-729.118,41 EUR	-391.991,12 EUR	-1.122.224,85 EUR	-1.368.441,85 EUR	-1.597.245,40 EUR	-1.810.000,83 EUR	-2.035.654,50 EUR	-2.246.323,6 EUR	-2.496.373,08 EUR	-2.731.747,22 EUR
Innerner Zins	k.A.									
	Nebenrechnung									
Zinssatz	2,00%									
	522.000,00 €	10.440,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €
	532.440,00 €	10.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €
	543.888,80 €	10.440,00 €	543.888,80 €	543.888,80 €	543.888,80 €	543.888,80 €	543.888,80 €	543.888,80 €	543.888,80 €	543.888,80 €
	555.350,58 €	10.440,00 €	555.350,58 €	555.350,58 €	555.350,58 €	555.350,58 €	555.350,58 €	555.350,58 €	555.350,58 €	555.350,58 €
	566.819,36 €	10.440,00 €	566.819,36 €	566.819,36 €	566.819,36 €	566.819,36 €	566.819,36 €	566.819,36 €	566.819,36 €	566.819,36 €
	578.301,98 €	10.440,00 €	578.301,98 €	578.301,98 €	578.301,98 €	578.301,98 €	578.301,98 €	578.301,98 €	578.301,98 €	578.301,98 €
	589.786,78 €	10.440,00 €	589.786,78 €	589.786,78 €	589.786,78 €	589.786,78 €	589.786,78 €	589.786,78 €	589.786,78 €	589.786,78 €
	601.606,20 €	10.440,00 €	601.606,20 €	601.606,20 €	601.606,20 €	601.606,20 €	601.606,20 €	601.606,20 €	601.606,20 €	601.606,20 €
	623.838,32 €	10.440,00 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €
	638.315,99 €	10.440,00 €	638.315,99 €	638.315,99 €	638.315,99 €	638.315,99 €	638.315,99 €	638.315,99 €	638.315,99 €	638.315,99 €
	649.041,39 €	10.440,00 €	649.041,39 €	649.041,39 €	649.041,39 €	649.041,39 €	649.041,39 €	649.041,39 €	649.041,39 €	649.041,39 €

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A15 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 1 MW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung		solidarische Eigenstromversorgung Unternehmen I - 1 MW _{el} Anlage								
Preissteigerung	Zinssatz									
	1.40%									
	2.00%									
Investitionskosten	780.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR
Abschreibung	78.000,00 EUR	15.954,84 EUR	16.230,24 EUR	16.514,64 EUR	16.798,94 EUR	17.083,13 EUR	17.367,32 EUR	17.650,50 EUR	17.933,69 EUR	18.343,44 EUR
Zinsen	15.600,00 EUR	15.976,00 EUR	16.230,24 EUR	16.514,64 EUR	16.798,94 EUR	17.083,13 EUR	17.367,32 EUR	17.650,50 EUR	17.933,69 EUR	18.343,44 EUR
Verbrauchsgebundene Kosten	1.143.222,42 EUR	1.159.632,13 EUR	1.192.230,15 EUR	1.209.022,77 EUR	1.225.940,96 EUR	1.243.112,38 EUR	1.260.505,96 EUR	1.278.163,17 EUR	1.296.067,46 EUR	1.314.202,26 EUR
Befreiungsgebundene Kosten	105.220,00 EUR	106.693,08 EUR	108.165,84 EUR	109.201,40 EUR	111.237,22 EUR	112.784,54 EUR	114.373,66 EUR	115.974,89 EUR	117.568,54 EUR	119.244,92 EUR
Energiebereitstellung	59.593,37 EUR	40.618,51 EUR	41.192,11 EUR	41.768,80 EUR	42.345,56 EUR	42.912,31 EUR	43.477,65 EUR	44.047,45 EUR	44.617,53 EUR	45.187,53 EUR
Restbilanzverlust aus dem Nutzung	663.725,00 EUR	673.017,15 EUR	682.419,39 EUR	691.803,54 EUR	701.188,45 EUR	711.466,00 EUR	721.743,59 EUR	731.020,82 EUR	741.288,91 EUR	751.558,02 EUR
Erfolgs solidarische Energieleitung	-326.400,00 EUR	-330.960,60 EUR	-335.603,17 EUR	-340.301,62 EUR	-345.069,84 EUR	-349.836,76 EUR	-354.705,32 EUR	-359.702,45 EUR	-364.709,13 EUR	-369.706,31 EUR
Gesamtaufgaben	1.162.803,54 EUR	1.184.778,39 EUR	1.207.058,73 EUR	1.229.654,93 EUR	1.252.569,43 EUR	1.275.806,72 EUR	1.299.371,36 EUR	1.322.297,36 EUR	1.347.501,23 EUR	1.372.986,84 EUR
Erlangene Zinserträge	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
Einsparungen	1.298.800,00 EUR	1.316.983,20 EUR	1.335.420,66 EUR	1.354.116,86 EUR	1.373.074,49 EUR	1.392.297,54 EUR	1.411.789,70 EUR	1.431.554,76 EUR	1.451.596,53 EUR	1.471.618,88 EUR
Kapitalüberschuss	-780.000,00 EUR	-264.033,54 EUR	-267.793,19 EUR	-271.657,77 EUR	-275.538,08 EUR	-285.509,18 EUR	-297.581,65 EUR	-307.713,21 EUR	-316.841,71 EUR	-326.101,10 EUR
Saldo Kapitalzinsatz/-zuschlags	-1.044.003,54 EUR	-1.111.793,72 EUR	-1.185.434,90 EUR	-1.868.972,57 EUR	-2.238.467,51 EUR	-2.421.976,06 EUR	-2.709.883,05 EUR	-3.001.721,55 EUR	-3.297.756,26 EUR	-3.597.333,20 EUR
Innerner Zins										
		</								

Abbildung A16 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 1,99 MW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung											solidarische Eigenstromversorgung Unternehmen I - 1.95 MW _{el} Anlage													
Preissteigerungsrate		Investitionskosten										Nettorevenue		Investitionskosten										
Inflationsrisiko		Abschreibung					Baukosten					Energieeinsparungen		Abschreibung					Baukosten					Energieeinsparungen
1 - 4,0%		1					2					3		4					6					7
2 - 0,0%		1					2					3		4					6					7
Investitionskosten		1					2					3		4					6					7
Abschreibung		1					2					3		4					6					7
Zinsen		1					2					3		4					6					7
Baukosten		1					2					3		4					6					7
Abschreibung gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4					6					7
Baukosten gebundene Kosten		1					2					3		4										

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A17 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer reinen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 1 MW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A18 Unternehmensbeispiel II: dynamische Amortisationsrechnung (in Euro/a) einer reinen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 1 MW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Amortisationsdauer: Unternehmen II - 1 MW _{el} -Anlage											
	Preissteigerungsrate		7,40%		2,65%						
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ausfallungskosten	780.000,00 €	78.000,00 €	78.000,00 €	78.000,00 €	78.000,00 €	78.000,00 €	78.000,00 €	78.000,00 €	78.000,00 €	78.000,00 €	78.000,00 €
Ausstreibung	15.920,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €
Zinsen	15.920,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €
Verbrauchsgebundene Kosten	1.518.904,27 €	1.539.733,19 €	1.561.369,73 €	1.583.007,07 €	1.605.332,12 €	1.627.807,08 €	1.650.306,38 €	1.673.704,73 €	1.697.139,59 €	1.720.868,50 €	1.744.989,06 €
Betriebsgebundene Kosten	106.693,00 €	108.181,78 €	109.701,40 €	111.237,22 €	112.791,54 €	114.373,66 €	117.591,56 €	119.974,89 €	121.591,43 €	123.244,92 €	125.914,35 €
Energieleistungserstattung	38.863,88 €	39.593,37 €	40.065,51 €	40.423,38 €	41.192,11 €	41.769,89 €	42.453,56 €	43.547,76 €	44.157,43 €	44.753,63 €	45.350,84 €
Reststromzug Kiel	196.615,00 €	198.491,31 €	200.850,19 €	203.421,09 €	205.987,48 €	208.128,82 €	210.260,60 €	213.149,29 €	216.711,38 €	219.949,75 €	223.135,37 €
Summe der Ausgaben	1.786.915,39 €	1.791.340,21 €	1.806.511,44 €	1.842.043,02 €	1.867.930,96 €	1.894.183,30 €	1.920.095,21 €	1.947.801,89 €	1.975.176,64 €	2.002.940,81 €	2.031.003,84 €
Erhöhte Zinsraten	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vergleichskosten Netzbauzug	1.910.200,00 €	1.937.145,80 €	1.964.265,64 €	1.991.765,36 €	2.019.659,07 €	2.047.925,17 €	2.076.496,13 €	2.105.688,47 €	2.135.147,83 €	2.165.039,90 €	2.195.350,46 €
Kapitalrückfluss	780.000,00 €	143.84,61 €	148.865,39 €	147.751,20 €	149.722,33 €	151.719,12 €	153.741,87 €	155.790,91 €	157.866,58 €	159.969,19 €	162.098,09 €
Sub Kapitalauszugs-Rückfluss	-	636.151,39 €	-	490.370,00 €	-	342.558,80 €	-	41.117,95 €	412.242,01 €	586.251,20 €	748.360,30 €
Amortisationsdauer	6,00										
Nebenrechnung	780.000,00 €	Zinsatz	2,00%								
780.000,00 €	15.612,00 €	15.612,00 €	15.612,00 €	15.612,00 €	15.612,00 €	15.612,00 €	15.612,00 €	15.612,00 €	15.612,00 €	15.612,00 €	
811.512,00	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	16.232,00 €	
827.742,46	16.854,84 €	16.854,84 €	16.854,84 €	16.854,84 €	16.854,84 €	16.854,84 €	16.854,84 €	16.854,84 €	16.854,84 €	16.854,84 €	
844.297,06 €	17.486,34 €	17.486,34 €	17.486,34 €	17.486,34 €	17.486,34 €	17.486,34 €	17.486,34 €	17.486,34 €	17.486,34 €	17.486,34 €	
861.183,03 €	17.123,66 €	17.123,66 €	17.123,66 €	17.123,66 €	17.123,66 €	17.123,66 €	17.123,66 €	17.123,66 €	17.123,66 €	17.123,66 €	
878.405,69 €	17.586,13 €	17.586,13 €	17.586,13 €	17.586,13 €	17.586,13 €	17.586,13 €	17.586,13 €	17.586,13 €	17.586,13 €	17.586,13 €	
895.974,32 €	17.919,50 €	17.919,50 €	17.919,50 €	17.919,50 €	17.919,50 €	17.919,50 €	17.919,50 €	17.919,50 €	17.919,50 €	17.919,50 €	
913.594,32 €	18.277,89 €	18.277,89 €	18.277,89 €	18.277,89 €	18.277,89 €	18.277,89 €	18.277,89 €	18.277,89 €	18.277,89 €	18.277,89 €	
932.172,20 €	18.643,44 €	18.643,44 €	18.643,44 €	18.643,44 €	18.643,44 €	18.643,44 €	18.643,44 €	18.643,44 €	18.643,44 €	18.643,44 €	
950.815,05 €	19.019,51 €	19.019,51 €	19.019,51 €	19.019,51 €	19.019,51 €	19.019,51 €	19.019,51 €	19.019,51 €	19.019,51 €	19.019,51 €	

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A19 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A20 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 1 MW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung		solidarische Eigenstromversorgung Unternehmen II - 1 MW _{el} Anlage								
Preissteigerung	Zinssatz									
	1.40%									
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investitionskosten	780.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR	78.000,00 EUR
Abschreibung	78.000,00 EUR	15.654,84 EUR	16.230,24 EUR	16.230,24 EUR	16.230,24 EUR	17.223,86 EUR	17.958,13 EUR	17.958,13 EUR	18.277,89 EUR	18.543,44 EUR
Zinsen	15.650,00 EUR	15.915,00 EUR	15.915,00 EUR	15.915,00 EUR	15.915,00 EUR	14.689,64	14.689,64 EUR	14.689,64 EUR	15.021,53 EUR	15.021,53 EUR
Verbrauchsgebundene Kosten	1.370.249,27 EUR	1.380.142,56 EUR	1.409.604,56 EUR	1.429.339,02 EUR	1.449.349,77 EUR	1.469.641,66 EUR	1.489,641,66 EUR	1.510,215,63 EUR	1.532,233,75 EUR	1.563,985,02 EUR
Befreiungsgebundene Kosten	105.220,00 EUR	106.693,08 EUR	108.165,8 EUR	109.204,40 EUR	111.237,22 EUR	112.784,54 EUR	111.373,66 EUR	115.974,439 EUR	119.344,92 EUR	120.914,35 EUR
Energiebereitstellung	-38.635,88 EUR	-40.623,38 EUR	-41.768,80 EUR	-41.768,80 EUR	-41.768,80 EUR	-42.533,56 EUR	-42.533,56 EUR	-43.247,76 EUR	-44.157,45 EUR	-44.775,63 EUR
Restbilanzgewinn aus dem Netz	248.275,00 EUR	1.266.220,15 EUR	1.285.034,05 EUR	1.300.109,13 EUR	1.316.133,95 EUR	1.336.617,76 EUR	1.357.358,41 EUR	1.376.301,42 EUR	1.395.630,48 EUR	1.415.691,75 EUR
Erfolgs solidarische Ertragsleistung	-326.400,00 EUR	-330.960,60 EUR	-335.603,17 EUR	-340.301,62 EUR	-345.069,84 EUR	-349.866,76 EUR	-354.705,32 EUR	-359.724,51 EUR	-364.799,13 EUR	-369.863,31 EUR
Gesamtaufgaben	2.275.30,39 EUR	2.408.475,82 EUR	2.442.289,95 EUR	2.476.879,39 EUR	2.511.369,83 EUR	2.546.611,06 EUR	2.582.396,95 EUR	2.618.625,50 EUR	2.655.593,77 EUR	2.692.678,95 EUR
Ergebnisse Zinsentfernung	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
Einsparungen	1.910.400,00 EUR	1.637.145,60 EUR	1.584.265,64 EUR	1.591.705,36 EUR	2.019.650,07 EUR	2.047.925,17 EUR	2.07.6.896,13 EUR	2.105.688,47 EUR	2.135.147,83 EUR	2.165.089,90 EUR
Kapitalrückfluss	-780.000,00 EUR	-464.735,9 EUR	-471.330,22 EUR	-473.024,31 EUR	-484.814,03 EUR	-491.700,76 EUR	-498.686,88 EUR	-505.770,83 EUR	-512.455,94 EUR	-517.630,05 EUR
Saldo Kapitaldeutung/überschuss	-1.244.291,9 EUR	-1.116.060,61 EUR	-2.194.084,22 EUR	-2.678.898,95 EUR	-3.170.893,75 EUR	-3.685.295,06 EUR	-4.171.586,42 EUR	-4.680.013,45 EUR	-5.202.29,99 EUR	-5.755,984 EUR
Innen Zins										-4.271.036,11 EUR

Abbildung A21 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenstromversorgung am Beispiel einer 1,99 MW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung		solidarische Eigenstromversorgung Unternehmen II - 1,99 MW _{el} Anlage								
Preissteigerung	Zinssatz									
	1,40%									
	2,00%									
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investitionskosten	1.415.292,00 EUR	141.529,20 EUR	141.529,20 EUR	141.529,20 EUR	141.529,20 EUR	141.529,20 EUR	141.529,20 EUR	141.529,20 EUR	141.529,20 EUR	141.529,20 EUR
Abschreibung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zinsen	28.810,54 EUR	28.871,96 EUR	29.149,40 EUR	29.108,38 EUR	29.058,15 EUR	29.008,93 EUR	29.058,97 EUR	33.64,80 EUR	33.62,10 EUR	34.54,66 EUR
Verbrauchsgebundene Kosten	-2.740.207,71 EUR	-2.778.861,10 EUR	-2.817.785,63 EUR	-2.857.248,82 EUR	-2.897.250,31 EUR	-2.937.814,81 EUR	-2.978.941,18 EUR	-3.020.646,36 EUR	-3.062.935,40 EUR	-3.105.161,50 EUR
Befreiungsgebundene Kosten	-203.858,02 EUR	-206.712,05 EUR	-209.606,00 EUR	-212.504,48 EUR	-215.516,05 EUR	-218.533,28 EUR	-221.562,74 EUR	-224.695,04 EUR	-227.840,77 EUR	-231.030,54 EUR
Energiebereitstellung	-79.232,49 EUR	-81.668,53 EUR	-82.607,06 EUR	-83.763,56 EUR	-85.036,25 EUR	-87.311,11 EUR	-89.551,56 EUR	-91.878,50 EUR	-94.205,50 EUR	-96.532,50 EUR
Restbilanzfluss aus dem Netz	567.722,00 EUR	595.939,97 EUR	624.263,3 EUR	672.453,09 EUR	630.020,00 EUR	638.840,22 EUR	647.734,04 EUR	656.655,02 EUR	666.049,96 EUR	675.373,64 EUR
Erfolgs solidarische Energieleitung	-682.474,00 EUR	-661.600,64 EUR	-670.871,16 EUR	-680.263,35 EUR	-689.787,04 EUR	-699.444,06 EUR	-709.226,28 EUR	-719.105,98 EUR	-729.233,90 EUR	-739.443,18 EUR
Gesamtausgaben	-2.829.791,02 EUR	-2.869.577,93 EUR	-2.909.962,25 EUR	-2.950.840,90 EUR	-2.992.332,90 EUR	-3.034.409,40 EUR	-3.077.078,64 EUR	-3.120.349,01 EUR	-3.164.288,98 EUR	-3.208.727,17 EUR
Ergebnisse Zinsentfernung	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR
Einsparungen	1.910.400,00 EUR	1.637.145,60 EUR	1.584.265,64 EUR	1.591.765,36 EUR	2.019.650,07 EUR	2.047.925,17 EUR	2.076.896,13 EUR	2.105.688,47 EUR	2.135.147,83 EUR	2.165.039,90 EUR
Kapitalrückfluss	-1.415.292,00 EUR	-919.391,02 EUR	-832.452,35 EUR	-945.659,61 EUR	-959.075,54 EUR	-972.655,85 EUR	-986.484,23 EUR	-1.000.482,52 EUR	-1.016.680,54 EUR	-1.043.680,15 EUR
Saldo Kapitaldeutzu./überschuss	-2.344.683,02 EUR	-3.837.115,35 EUR	-5.171.160,51 EUR	-6.444.633,34 EUR	-7.731.017,73 EUR	-9.131.000,09 EUR	-9.146.180,82 EUR	-10.175.261,77 EUR	-11.248.940,44 EUR	-12.277.450,11 EUR
Innerner Zins	k.A.									
	Nebenrechnung									
	Zinssatz									
	2,00%									
	1,415.292,00 EUR	28.305,84 €	1.443.597,34 €	1.472.469,00 €	29.449,40 €	1.501.919,19 €	30.038,38 €	1.531.987,88 €	1.562.599,73 €	
	1.443.597,34 €	28.367,13 €	1.472.469,00 €	29.449,40 €	1.501.919,19 €	31.876,97 €	1.625.725,84 €	1.593.848,66 €	1.658.240,15 €	
	1.472.469,00 €	30.038,38 €	1.501.919,19 €	31.876,97 €	1.593.848,66 €	32.514,51 €	1.691.404,05 €	1.632,80 €	1.725.233,05 €	
	1.501.919,19 €	31.876,97 €	1.531.987,88 €	32.514,51 €	1.691.404,05 €	33.402,10 €	1.725.233,05 €	1.750,46 €	1.759.737,71 €	

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A22 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung für den Grenzkostenpreis an der Strombörse (in Euro/a)
für eine solidarischen Eigenstromversorgung mit einer 750kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung		Grenzkosten Börsenpreis solidarische Eigenversorgung Unternehmen I - 750 kW _{el} Anlage										
Preissteigerung	Zinssatz	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Investitionsbedarf	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR	52.200,00 € EUR
Abschreibung	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR	10.440,00 € EUR
Zinsen	869.725,36 EUR	881.901,52 EUR	894.248,14 EUR	906.767,61 EUR	919.462,36 EUR	932.234,93 EUR	945.397,52 EUR	960.622,66 EUR	977.934,75 EUR	995.652,28 EUR	1.013.467,00 EUR	1.031.282,17 EUR
Verbrauchsgebundene Kosten	90.147,00 € EUR	91.227,76 EUR	91.303,15 EUR	91.382,77 EUR	91.462,36 EUR	91.542,93 EUR	91.622,50 EUR	91.702,07 EUR	91.781,64 EUR	91.861,21 EUR	91.940,78 EUR	92.020,35 EUR
Betriebsabgabebindete Kosten	29.160,41 EUR	29.568,66 EUR	29.962,82 EUR	30.362,97 EUR	30.762,01 EUR	31.160,00 EUR	31.558,00 EUR	31.956,00 EUR	32.354,00 EUR	32.751,00 EUR	33.150,00 EUR	33.550,00 EUR
Energiesteuererstattung	872.491,00 EUR	894.085,94 EUR	917.524,63 EUR	940.929,98 EUR	964.170,40 EUR	987.410,93 EUR	1.010.740,43 EUR	1.034.070,46 EUR	1.057.400,49 EUR	1.080.730,52 EUR	1.104.060,55 EUR	1.127.390,58 EUR
Reststrombedarf aus dem Netz	1.491.376,96 EUR	-519.447,03 EUR	-529.838,56 EUR	-540.397,35 EUR	-561.148,10 EUR	-581.795,86 EUR	-602.422,66 EUR	-623.049,46 EUR	-643.676,26 EUR	-664.303,06 EUR	-684.929,86 EUR	-705.556,66 EUR
Erlöse solidarische Energieleitung	1.251.345,45 EUR	1.206.303,69 EUR	1.206.461,45 EUR	1.206.592,98 EUR	1.206.734,44 EUR	1.206.875,89 EUR	1.206.998,24 EUR	1.207.120,60 EUR	1.207.242,96 EUR	1.207.365,22 EUR	1.207.487,41 EUR	1.207.609,56 EUR
Gesamtaufgaben ohne Energie	1.750.718,41 EUR	1.807.742,75 €	1.833.156,64 €	1.868.443,82 €	1.884.934,11 €	1.911.390,99 €	1.938.219,62 €	1.965.425,24 €	1.993.013,15 €	2.020.888,72 €	2.049.357,49 €	2.078.034,21 €
Erträge/ausgaben	1.289.860,00 EUR	1.316.983,20 EUR	1.336.209,06 EUR	1.354.116,86 EUR	1.373.074,49 EUR	1.392.297,54 EUR	1.411.789,70 EUR	1.431.158,76 EUR	1.451.506,33 EUR	1.471.918,88 EUR	1.492.267,74 EUR	1.512.638,00 EUR
Kapitelerlöse	47.446,56 EUR	51.052,51 EUR	54.759,32 EUR	58.576,26 EUR	62.351,52 EUR	66.252,10 EUR	70.722,80 EUR	75.226,87 EUR	79.447,02 EUR	83.966,46 EUR	88.476,31 EUR	93.086,46 EUR
Stab Kapitalentzwickelkass	-423.492,94 EUR	-474.545,45 EUR	-528.233,42 EUR	-581.158,16 EUR	-647.244,64 EUR	-711.081,54 EUR	-781.348,44 EUR	-851.321,78 EUR	-915.321,78 EUR	-981.321,78 EUR	-1.049.321,78 EUR	-1.117.321,78 EUR
Internet Zins												
Grenzdienstleistungsmonat in Euro/MWh												
ca. 4.08.500,- solidarische Einsparung	122,40 €	124,11 €	125,85 €	127,61 €	129,39 €	131,21 €	133,04 €	134,91 €	136,79 €	138,71 €	140,65 €	142,62 €
Nebeneinflussung												
Zinssatz	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%	5,20%
	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €	522.460,00 €
	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €	532.445,00 €
	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €	543.430,00 €
	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €	553.415,00 €
	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €	563.399,99 €
	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €	573.385,98 €
	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €
	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €	587.865,78 €
	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €	599.613,32 €
	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €
	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €	623.838,22 €
	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A23 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung für den Grenzkostenpreis an der Strombörse (in Euro/a) für eine solidarischen Eigenstromversorgung mit einer 750kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A24 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) für die maximale Stundenanzahl zur Bereitstellung von Backup-Leistung für eine solidarischen Eigenstromversorgung mit einer 750kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung		Mindeststunden Eigenstromversorgung bzw. maximale Stundenanzahl Back-Up Leistung der solidarischen Eigenstromversorgung Unternehmen I - 750 kW el Anlage										
Preissteigerung	Zinssatz											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Investitionskosten	522.000,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR
Abschreibung	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR
Zinsen	869.725,36 EUR	886.901,32 EUR	894.249,14 EUR	906.287,61 EUR	919.492,36 EUR	932.359,82 EUR	945.397,82 EUR	960.622,46 EUR	972.049,67 EUR	985.652,28 EUR	101.120,77 EUR	127.281,28 EUR
Verbrauchgebundene Kosten	891.227,98 EUR	904.296,69 EUR	911.433,98 EUR	914.027,77 EUR	914.391,15 EUR	915.950,78 EUR	916.989,98 EUR	918.347,75 EUR	919.724,61 EUR	920.598,45 EUR	921.120,77 EUR	921.747,11 EUR
Betriebsgebundene Kosten	29.169,41 EUR	29.498,61 EUR	29.828,22 EUR	30.402,37 EUR	30.928,01 EUR	31.548,80 EUR	31.667,25 EUR	32.140,99 EUR	32.590,37 EUR	33.047,24 EUR	33.509,90 EUR	33.509,90 EUR
Energiebelehrerstattung	459.659,95 EUR	471.172,78 EUR	484.897,20 EUR	491.165,34 EUR	498.598,50 EUR	505.778,05 EUR	512.777,80 EUR	519.777,50 EUR	527.048,44 EUR	537.178,00 EUR	547.348,44 EUR	547.348,44 EUR
Reststrombezug aus dem Netz	130.560,00 EUR	132.327,00 EUR	134.179,86 EUR	137.082,91 EUR	139.084,96 EUR	144.862,91 EUR	143.838,96 EUR	148.862,91 EUR	147.894,61 EUR	149.960,65 EUR	151.027,61 EUR	151.027,61 EUR
Eröffnungsdaten Projektierung	1.256.363,41 EUR	1.274.015,14 EUR	1.291.477,23 EUR	1.310.067,23 EUR	1.328.274,64 EUR	1.347.141,59 EUR	1.366.070,24 EUR	1.385.026,75 EUR	1.407.731,93 EUR	1.424.471,06 EUR	1.444.489,51 EUR	1.444.489,51 EUR
Gesamtanlagen	1.792.722,00 €	1.807.492,75 €	1.831.165,46 €	1.868.934,32 €	1.884.934,11 €	1.911.360,98 €	1.938.210,62 €	1.965.252,24 €	1.993.031,15 €	2.020.988,72 €	2.049.457,43 €	2.049.457,43 €
Gesamtanlagen ohne Energie												
Einsparungen	1.299.800,00 EUR	1.316.961,20 EUR	1.336.203,96 EUR	1.354.116,86 EUR	1.373.074,49 EUR	1.392.297,54 EUR	1.411.709,70 EUR	1.431.156,76 EUR	1.451.066,63 EUR	1.471.019,88 EUR	1.492.027,74 EUR	1.492.027,74 EUR
Kapitalrückfluss	522.000,00 EUR	42.060,06 EUR	43.105,72 EUR	44.040,63 EUR	44.089,65 EUR	45.156,46 EUR	46.719,48 EUR	46.286,01 EUR	46.865,10 EUR	47.447,82 EUR	48.037,20 EUR	48.037,20 EUR
Stück-Kapitaleinsatz/click-floss	479.963,41 EUR	486.593,36 EUR	493.098,63 EUR	504.440,14 EUR	509.298,98 EUR	529.283,69 EUR	543.564,22 EUR	567.251,21 EUR	584.410,11 EUR	72.962,29 EUR	24.921,06 EUR	24.921,06 EUR
Interner Zins												
Stunden solidarische Einspeisung	ca. 2.300											
Nebenrechnung												
Zinssatz	2,00%											
		52,000,00 €	10.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €
		532.440,00 €	10.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €
		543.068,00 €	10.440,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €
		553.595,00 €	10.440,00 €	553.595,00 €	553.595,00 €	553.595,00 €	553.595,00 €	553.595,00 €	553.595,00 €	553.595,00 €	553.595,00 €	553.595,00 €
		565.029,59 €	10.440,00 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €
		576.330,18 €	10.440,00 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €
		587.886,78 €	10.440,00 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €
		599.616,32 €	10.440,00 €	599.616,32 €	599.616,32 €	599.616,32 €	599.616,32 €	599.616,32 €	599.616,32 €	599.616,32 €	599.616,32 €	599.616,32 €
		611.606,20 €	10.440,00 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €
		623.838,32 €	10.440,00 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €
		638.315,09 €	10.440,00 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Anhang

Abbildung A25 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) für die maximale Stundenanzahl zur Bereitstellung von Backup-Leistung für eine solidarischen Eigenstromversorgung mit einer 750 kW_el -Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung		Mindeststunden Eigenstromversorgung bzw. maximale Stundenanzahl Backup-Leistung der solidarischen Eigenstromversorgung Unternehmen II - 750 kW _{el} Anlage										
Preissteigerung	Zinssatz											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Investitionskosten		522.000,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR
Abschreibung		10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR
Zinsen		89.227,79 EUR	91.433,36 EUR	93.027,77 EUR	94.310,15 EUR	95.590,78 EUR	96.989,45 EUR	98.347,75 EUR	99.724,01 EUR	101.120,26 EUR	102.594,45 EUR	104.067,69 EUR
Verbrauchsgebundene Kosten		1.028.219,46 EUR	1.042.007,42 EUR	1.057.023,93 EUR	1.072.040,78 EUR	1.087.024,65 EUR	1.102.210,31 EUR	1.117.062,26 EUR	1.133.039,54 EUR	1.148.062,56 EUR	1.163.084,31 EUR	1.181.070,03 EUR
Betriebsgebundene Kosten		90.476,69 EUR	91.343,36 EUR	91.027,77 EUR	91.310,15 EUR	91.590,78 EUR	91.989,45 EUR	92.347,75 EUR	92.724,01 EUR	93.100,26 EUR	93.476,45 EUR	93.843,69 EUR
Energiebedienersatzung		29.169,41 EUR	29.968,61 EUR	30.402,01 EUR	30.826,82 EUR	31.249,60 EUR	31.667,25 EUR	32.140,99 EUR	32.599,75 EUR	33.047,24 EUR	33.509,90 EUR	33.969,56 EUR
Reststrombezug aus dem Netz		721.652,00 EUR	731.726,74 EUR	741.070,91 EUR	752.389,52 EUR	762.891,52 EUR	773.472,00 EUR	784.402,20 EUR	795.519,64 EUR	806.539,00 EUR	817.562,62 EUR	828.586,24 EUR
Eröffnungsdecke Preiseitung		36.560,00 EUR	37.015,06 EUR	37.533,27 EUR	38.059,73 EUR	38.591,66 EUR	39.131,64 EUR	39.675,68 EUR	40.219,65 EUR	40.764,62 EUR	41.309,67 EUR	41.849,62 EUR
Grossmargen		1.859.345,64 EUR	1.918.345,99 EUR	1.981.342,41 EUR	2.046.309,96 EUR	2.092.365,84 EUR	2.139.422,37 EUR	2.180.485,99 EUR	2.246.571,89 EUR	2.307.655,61 EUR	2.374.722,56 EUR	2.433.901,71 EUR
Gesamtmargin ohne E-Steuer		1.820.345,64 EUR	1.886.379,41 €	1.941.383,13 €	2.009.806,36 €	2.070.806,36 €	2.132.806,36 €	2.195.002,53 €	2.256.002,46 €	2.315.102,53 €	2.375.202,56 €	2.436.302,56 €
Einsparungen		1.910.400,00 EUR	1.937.445,60 EUR	1.964.265,64 EUR	1.990.765,36 EUR	2.019.060,07 EUR	2.047.295,17 EUR	2.075.566,13 EUR	2.105.889,47 EUR	2.135.142,70 EUR	2.165.360,46 EUR	2.195.560,46 EUR
Kapitalrufnuss		52.200,00 EUR	54.790,61 EUR	55.463,23 EUR	56.164,40 EUR	56.884,23 EUR	57.612,80 EUR	58.340,23 EUR	59.069,88 EUR	60.801,58 EUR	61.530,26 EUR	62.257,94 EUR
Stabs-Kapitaleinsatz/Zeitfokus		467.943,54 EUR	413.192,93 EUR	367.738,70 EUR	301.579,36 EUR	-244.891,07 EUR	-187.078,27 EUR	-128.728,05 EUR	-89.631,48 EUR	-47.779,48 EUR	-90.837,24 EUR	-112.227,32 EUR
Interner Zins												
Stunden solidarische Einspeisung	ca. 800											
		Nebenrechnung										
		Zinssatz	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
		52,000,00 €	52,440,00 €	52,440,00 €	52,440,00 €	52,440,00 €	52,440,00 €	52,440,00 €	52,440,00 €	52,440,00 €	52,440,00 €	52,440,00 €
		532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €
		543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €	543.068,00 €
		553.569,00 €	553.569,00 €	553.569,00 €	553.569,00 €	553.569,00 €	553.569,00 €	553.569,00 €	553.569,00 €	553.569,00 €	553.569,00 €	553.569,00 €
		565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €	565.029,59 €
		576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €	576.330,18 €
		587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €
		598.616,32 €	598.616,32 €	598.616,32 €	598.616,32 €	598.616,32 €	598.616,32 €	598.616,32 €	598.616,32 €	598.616,32 €	598.616,32 €	598.616,32 €
		611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €
		623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €
		638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €	638.315,09 €

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A26 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung für den maximalen Strompreis (in Euro/a) für den Bezug der Reststrommengen bei der solidarischen Eigenstromversorgung mit einer 750kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung		Maximaler Strompreis solidarische Eigenstromversorgung I Unternehmen I - 750 kW_{el} Anlage										
Preisfestlegung	Zinssatz											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Investitionskosten												
Abschreibung	522.000,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR
Zinsen	10.443,00 EUR	10.861,80 EUR	11.070,01 EUR	11.286,80 EUR	11.503,59 EUR	11.720,38 EUR	11.937,14 EUR	12.153,92 EUR	12.370,70 EUR	12.587,48 EUR	12.794,26 EUR	12.971,04 EUR
Verbrauchgebundene Kosten	857.717,32 EUR	869.725,36 EUR	881.901,32 EUR	894.249,14 EUR	906.787,61 EUR	919.462,36 EUR	932.324,82 EUR	945.387,52 EUR	958.622,45 EUR	972.049,67 EUR	985.652,28 EUR	995.652,28 EUR
Betriebsgebundene Kosten	891.227,79 EUR	904.746,69 EUR	911.943,36 EUR	914.391,15 EUR	914.027,77 EUR	916.989,78 EUR	918.947,75 EUR	920.944,75 EUR	921.120,76 EUR	921.598,45 EUR	922.120,76 EUR	922.120,76 EUR
Energiebedienersatzung	-29.169,41 EUR	-29.569,61 EUR	-29.962,82 EUR	-30.402,37 EUR	-30.826,01 EUR	-31.249,80 EUR	-31.667,25 EUR	-32.140,99 EUR	-32.590,37 EUR	-33.047,24 EUR	-33.509,90 EUR	-33.509,90 EUR
Reststromverkauf aus dem Netz	567.920,00 EUR	579.279,46 EUR	590.659,20 EUR	590.659,20 EUR	590.659,20 EUR	590.659,20 EUR	590.659,20 EUR	590.659,20 EUR	590.659,20 EUR	590.659,20 EUR	590.659,20 EUR	590.659,20 EUR
Ertrag erhaltene Preisbeliebung	-246.862,00 EUR	-251.922,38 EUR	-256.200,75 EUR	-260.479,36 EUR	-264.222,67 EUR	-268.794,36 EUR	-269.821,64 EUR	-270.848,45 EUR	-277.429,74 EUR	-281.113,75 EUR	-281.113,75 EUR	-281.113,75 EUR
Gesamtaufgaben	1.251.345,45 EUR	1.252.344,45 EUR	1.256.660,46 EUR	1.273.259,67 EUR	1.291.786,17 EUR	1.310.355,54 EUR	1.320.947,45 EUR	1.349.256,43 EUR	1.369.373,56 EUR	1.388.194,34 EUR	1.408.246,03 EUR	1.408.246,03 EUR
Max. Kosten Reststrombezug	685.372,00 EUR	691.476,57 EUR	698.803,35 EUR	698.823,88 EUR	616.489,74 EUR	626.532,82 EUR	631.713,81 EUR	642.156,26 EUR	651.478,82 EUR	660.486,27 EUR	669.657,20 EUR	669.657,20 EUR
Ergebnisse												
	1.299.860,00 EUR	1.316.961,20 EUR	1.336.203,96 EUR	1.354.116,86 EUR	1.373.074,49 EUR	1.392.297,54 EUR	1.411.709,70 EUR	1.431.156,76 EUR	1.451.596,61 EUR	1.471.038,85 EUR	1.492.527,74 EUR	1.492.527,74 EUR
	522.000,00 EUR	47.446,56 EUR	44.646,75 EUR	80.860,51 EUR	80.821,19 EUR	81.179,33 EUR	81.176,20 EUR	87.242,30 EUR	82.729,33 EUR	81.231,18 EUR	83.722,94 EUR	84.219,71 EUR
Kapitalrückfluss	-219.398,70 EUR	-349.336,19 EUR	-268.719,00 EUR	-107.742,68 EUR	-105.864,68 EUR	-26.422,38 EUR	59.306,96 EUR	142.350,13 EUR	228.244,07 EUR	310.481,78 EUR		
Stabs-Kapitaleinsatz/deckfluss	-474.545,45 EUR											
Interner Zins		7,89%										
Max. Strompreis für Reststrommengen:	0,19 €	0,13 €	0,13 €	0,13 €	0,13 €	0,13 €	0,13 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €
Reststrommengen aus dem Nutzr.	431 GWh											

Abbildung A27 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung für den maximalen Strompreis (in Euro/a) für den Bezug der Reststrommengen bei der solidarischen Eigenstromversorgung mit einer 750kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung		Maximaler Strompreis solidarische Eigenstromversorgung II: Unternehmen II - 750 kW_{el}, Anlage										
Preissteigerung	Zinssatz											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Investitionskosten		522.000,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR
Abschreibung		10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR	10.440,00 EUR
Zinsen		89.227,96 EUR	91.433,96 EUR	93.640,96 EUR	95.847,96 EUR	98.054,96 EUR	99.261,96 EUR	100.468,96 EUR	101.675,96 EUR	102.882,96 EUR	104.089,96 EUR	105.296,96 EUR
Verbrauchsgebundene Kosten		1.028.212,46 EUR	1.042.007,42 EUR	1.057.003,93 EUR	1.072.004,78 EUR	1.087.002,65 EUR	1.102.001,33 EUR	1.117.000,54 EUR	1.133.000,54 EUR	1.148.000,54 EUR	1.165.000,54 EUR	1.181.000,54 EUR
Betriebsgebundene Kosten		90.476,69 EUR	91.301,15 EUR	94.133,96 EUR	94.027,77 EUR	94.027,77 EUR						
Energiebedienersettzung		29.169,41 EUR	29.598,61 EUR	29.982,82 EUR	30.402,37 EUR	30.826,01 EUR	31.249,80 EUR	31.672,69 EUR	32.140,99 EUR	32.599,37 EUR	33.047,24 EUR	33.509,90 EUR
Reststromabzug aus dem Netz		1.000.029,91 EUR	987.479,48 EUR	977.389,48 EUR	967.147,91 EUR	957.004,71 EUR	942.064,59 EUR	937.124,47 EUR	932.224,32 EUR	927.399,88 EUR	91.048.187,99 EUR	1.120.280,02 EUR
Ertrag erfordarliche Preissteigerung		244.802,00 EUR	251.102,38 EUR	256.200,21 EUR	261.300,57 EUR	266.400,94 EUR	271.500,31 EUR	276.600,68 EUR	281.701,04 EUR	287.801,41 EUR	291.913,75 EUR	297.297,74 EUR
Gesamtsumme		1.865.945,45 EUR	1.849.416,54 EUR	1.875.972,73 EUR	1.902.905,71 EUR	1.930.205,69 EUR	1.957.002,33 EUR	1.983.907,77 EUR	2.014.807,71 EUR	2.043.902,17 EUR	2.072.575,76 EUR	2.102.251,51 EUR
Max. Kosten Reststromabzug		1.016.760,00 EUR	1.030.840,03 EUR	1.045.003,21 EUR	1.059.875,29 EUR	1.074.844,02 EUR	1.089.821,24 EUR	1.104.808,71 EUR	1.120.203,53 EUR	1.136.814,42 EUR	1.151.840,43 EUR	1.167.860,56 EUR
Ergebnisse		1.910.400,00 EUR	1.937.445,60 EUR	1.964.065,64 EUR	1.989.765,36 EUR	2.019.860,07 EUR	2.047.205,17 EUR	2.076.566,11 EUR	2.105.868,47 EUR	2.135.147,63 EUR	2.165.360,90 EUR	2.195.360,46 EUR
Kapitalrückfluss		522.000,00 EUR	47.446,56 EUR	87.729,06 EUR	88.302,31 EUR	88.864,64 EUR	89.444,39 EUR	90.032,24 EUR	90.628,13 EUR	91.223,76 EUR	91.826,45 EUR	92.427,13 EUR
Stabs-Kapitaleinsatz/click-floss		274.545,45 EUR	298.816,39 EUR	298.823,48 EUR	298.830,83 EUR	298.838,13 EUR	298.845,48 EUR	298.852,83 EUR	298.859,13 EUR	298.865,48 EUR	298.871,83 EUR	298.878,18 EUR
Interner Zins		10,90%										
Max. Strompreis für Reststrommengen:		0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €	0,14 €
Reststrommengen aus dem Netz:		7.12 GWh										
Nebenrechnung												
Zinssatz												
		2,00%										
		522.000,00 €										
		10.440,00 €										
		543.040,00 €										
		10.848,80 €										
		553.888,80 €										
		11.079,01 €										
		565.029,81 €										
		576.330,89 €										
		11.309,59 €										
		587.330,18 €										
		587.886,78 €										
		598.613,92 €										
		611.606,20 €										
		623.838,32 €										
		638.315,99 €										
		649.041,39 €										

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A28 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) für den Wegfall der verbrauchsgebundenen Steuern bei der solidarischen Eigenstromversorgung mit einer 750kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A29 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) für den Wegfall der verbrauchsgebundenen Steuern bei der solidarischen Eigenstromversorgung mit einer 750kW_{el}-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung		vollständiger Wegfall CO ₂ - und Energiesteuer sowie EEG-Umlage Unternehmen II - 750 kW _{el} Anlage										
Preissteigerung	Zinssatz	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Investitionskosten	522.000,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	
Abschreibung	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	52.200,00 EUR	
Zinsen	10.440,00 EUR	10.648,86 EUR	10.867,78 EUR	11.087,01 EUR	11.306,36 EUR	11.526,80 EUR	11.757,14 EUR	12.000,00 EUR	12.252,12 EUR	12.515,77 EUR	12.785,30 EUR	
Verbrauchsgebundene Kosten	724.404,33 EUR	734.746,79 EUR	746.035,77 EUR	756.665,77 EUR	766.042,29 EUR	776.768,86 EUR	787.641,82 EUR	798.683,90 EUR	809.649,96 EUR	821.187,86 EUR	832.684,49 EUR	
Befreiungsgebundene Kosten	89.227,50 EUR	90.476,69 EUR	91.743,36 EUR	93.227,77 EUR	94.330,15 EUR	95.659,76 EUR	96.989,39 EUR	98.347,75 EUR	99.724,61 EUR	101.120,76 EUR	102.536,45 EUR	
Energiebereitstellung	-117.154,1 EUR	-122.207,70 EUR	-128.653,37 EUR	-135.105,14 EUR	-142.412,62 EUR	-150.664,00 EUR	-159.910,14 EUR	-169.156,10 EUR	-178.402,16 EUR	-187.648,22 EUR	-197.895,37 EUR	
Restabnutzung aus dem Netz	1.414.444,00 EUR	1.433.940,02 EUR	1.454.017,00 EUR	1.474.473,45 EUR	1.495.014,87 EUR	1.515.944,88 EUR	1.537.088,11 EUR	1.560.510,14 EUR	1.582.537,24 EUR	1.602.574,16 EUR	1.622.611,00 EUR	
Erfolgs soziale Energiesteuer	-244.800,00 EUR	-248.227,20 EUR	-251.702,38 EUR	-255.226,21 EUR	-258.799,36 EUR	-262.422,57 EUR	-266.096,49 EUR	-269.819,41 EUR	-273.099,35 EUR	-277.329,74 EUR	-281.312,56 EUR	
Gesamtaufgaben	1.876.400,42 EUR	1.892.732,67 EUR	1.909.454,82 EUR	1.926.120,07 EUR	1.943.969,72 EUR	1.961.813,10 EUR	1.981.657,64 EUR	2.008.678,86 EUR	2.039.771,31 EUR	2.127.153,67 EUR	2.157.006,68 EUR	
Ergebnisse Zinsentfernung	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	
Einsparungen	1.910.400,00 EUR	1.937.145,60 EUR	1.964.265,64 EUR	1.991.795,36 EUR	2.019.650,07 EUR	2.047.925,17 EUR	2.076.696,13 EUR	2.105.688,47 EUR	2.135.147,83 EUR	2.165.099,90 EUR	2.195.350,46 EUR	
Kapitalzufluss	-522.000,00 EUR	33.999,58 EUR	34.417,95 EUR	34.830,62 EUR	35.253,28 EUR	35.680,36 EUR	36.112,98 EUR	36.548,49 EUR	37.989,62 EUR	37.989,62 EUR	38.541,77 EUR	
Saldo Kapitalzufluss/-abfluss	-498.000,42 EUR	-453.857,49 EUR	-419.756,66 EUR	-393.203,39 EUR	-377.823,01 EUR	-351.715,98 EUR	-327.522,46 EUR	-303.123,41 EUR	-280.277,32 EUR	-262.051,99 EUR	-242.599,22 EUR	
Innerner Zins	-4,21%											
	Nebenrechnung											
Zinssatz	2,00%											
	52,200,00 €	10.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	
	532.440,00 €	10.648,86 €	543.085,80 €	543.085,80 €	543.085,80 €	543.085,80 €	543.085,80 €	543.085,80 €	543.085,80 €	543.085,80 €	543.085,80 €	
	543.085,80 €	11.087,01 €	553.595,58 €	553.595,58 €	553.595,58 €	553.595,58 €	553.595,58 €	553.595,58 €	553.595,58 €	553.595,58 €	553.595,58 €	
	553.595,58 €	11.526,80 €	565.029,39 €	565.029,39 €	565.029,39 €	565.029,39 €	565.029,39 €	565.029,39 €	565.029,39 €	565.029,39 €	565.029,39 €	
	565.029,39 €	12.000,00 €	576.530,99 €	576.530,99 €	576.530,99 €	576.530,99 €	576.530,99 €	576.530,99 €	576.530,99 €	576.530,99 €	576.530,99 €	
	576.530,99 €	12.515,77 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	587.886,78 €	
	587.886,78 €	13.032,56 €	599.131,92 €	599.131,92 €	599.131,92 €	599.131,92 €	599.131,92 €	599.131,92 €	599.131,92 €	599.131,92 €	599.131,92 €	
	599.131,92 €	13.541,77 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	611.606,20 €	
	611.606,20 €	14.050,99 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	623.838,32 €	
	623.838,32 €	14.560,21 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	636.315,99 €	
	636.315,99 €	15.079,43 €	649.041,99 €	649.041,99 €	649.041,99 €	649.041,99 €	649.041,99 €	649.041,99 €	649.041,99 €	649.041,99 €	649.041,99 €	

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A30 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) für den Wegfall der verbrauchsgebundenen Steuern bei der solidarischen Eigenstromversorgung mit einer 1 MWe-Anlage im Zeitraum von 11 Jahren

Dynamische Investitionsrechnung											vollständiger Wedfall CO ₂ - und Energiesteuer sowie EEG-Umlage Unternehmen II - 1 MW _e Anlage														
Preissteigerungsgrund		Investitionszeitraum		Jahr		Investitionskosten		Abschreibung		Zinsen		Betriebskosten		Nettorevenue		Nettoinvestition		Finanzierung		Nebeneinrechnung					
1 - 40%		2 - 01%		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
760.000,00 EUR	760.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR	780.000,00 EUR		
158.000,00 EUR	159.120,00 EUR	163.260,00 EUR	168.595,84 EUR	168.855,94 EUR	172.225,66 EUR	175.568,15 EUR	177.915,90 EUR	178.277,79 EUR	178.643,44 EUR	179.016,31 EUR	180.385,00 EUR	181.753,67 EUR	183.122,34 EUR	184.491,01 EUR	185.859,68 EUR	187.227,35 EUR	188.595,00 EUR	189.962,67 EUR	191.330,34 EUR	192.698,01 EUR	194.065,68 EUR	195.433,35 EUR	196.801,02 EUR	198.168,69 EUR	
986.131,11 EUR	979.855,06 EUR	963.395,37 EUR	1.007.281,99 EUR	1.022.389,72 EUR	1.055.689,16 EUR	1.080.988,83 EUR	1.106.288,50 EUR	1.132.588,17 EUR	1.158.887,84 EUR	1.184.891,47 EUR	1.210.798,00 EUR	1.236.704,57 EUR	1.262.611,14 EUR	1.288.517,71 EUR	1.314.424,38 EUR	1.340.331,05 EUR	1.366.237,72 EUR	1.392.144,39 EUR	1.418.051,06 EUR	1.443.957,73 EUR	1.470.864,40 EUR	1.497.771,07 EUR	1.524.677,74 EUR	1.551.584,41 EUR	
105.220,00 EUR	106.683,08 EUR	108.166,78 EUR	110.701,40 EUR	111.217,22 EUR	112.794,54 EUR	114.375,66 EUR	115.974,86 EUR	117.568,54 EUR	119.853,49 EUR	121.244,52 EUR	122.613,56 EUR	124.082,62 EUR	125.551,70 EUR	127.020,78 EUR	128.489,85 EUR	130.959,02 EUR	133.438,29 EUR	135.917,56 EUR	138.396,83 EUR	140.876,10 EUR	143.355,37 EUR	145.834,64 EUR	148.313,91 EUR	150.793,18 EUR	
-156.287,24 EUR	-158.475,23 EUR	-160.693,88 EUR	-162.943,69 EUR	-165.224,81 EUR	-167.537,96 EUR	-169.853,49 EUR	-172.261,86 EUR	-174.673,52 EUR	-177.118,65 EUR	-180.535,62 EUR	-183.938,82 EUR	-187.342,09 EUR	-190.745,36 EUR	-194.158,63 EUR	-197.571,90 EUR	-201.985,17 EUR	-205.407,44 EUR	-208.820,71 EUR	-212.234,98 EUR	-215.648,25 EUR	-219.061,52 EUR	-222.474,79 EUR	-225.888,06 EUR	-229.291,33 EUR	
1.248.725,00 EUR	1.268.207,15 EUR	1.283.934,05 EUR	1.301.560,15 EUR	1.318.515,15 EUR	1.338.517,76 EUR	1.357.568,41 EUR	1.376.621,46 EUR	1.395.674,48 EUR	1.414.725,51 EUR	1.433.778,54 EUR	1.452.831,57 EUR	1.471.884,60 EUR	1.490.937,63 EUR	1.509.989,76 EUR	1.529.042,89 EUR	1.548.106,02 EUR	1.567.169,15 EUR	1.586.232,28 EUR	1.605.305,35 EUR	1.624.378,42 EUR	1.643.451,49 EUR	1.662.524,56 EUR	1.681.597,63 EUR	1.700.670,70 EUR	1.719.743,77 EUR
326.492,00 EUR	339.689,00 EUR	356.993,00 EUR	370.397,00 EUR	384.791,00 EUR	399.291,00 EUR	414.699,00 EUR	430.197,00 EUR	445.695,00 EUR	461.193,00 EUR	476.691,00 EUR	492.183,00 EUR	507.673,00 EUR	523.165,00 EUR	538.657,00 EUR	554.149,00 EUR	569.641,00 EUR	585.133,00 EUR	599.625,00 EUR	614.117,00 EUR	628.609,00 EUR	643.091,00 EUR	657.583,00 EUR	672.075,00 EUR	686.566,00 EUR	
1.852.969,90 EUR	1.879.032,46 EUR	1.905.434,38 EUR	1.932.207,86 EUR	1.959.368,08 EUR	1.986.980,41 EUR	2.014.680,81 EUR	2.041.481,22 EUR	2.068.282,63 EUR	2.094.083,05 EUR	2.120.884,47 EUR	2.147.685,89 EUR	2.174.487,31 EUR	2.201.289,73 EUR	2.228.092,05 EUR	2.254.894,37 EUR	2.281.696,69 EUR	2.308.499,00 EUR	2.335.299,32 EUR	2.362.099,64 EUR	2.388.899,96 EUR	2.415.699,28 EUR	2.442.499,60 EUR	2.469.299,92 EUR	2.496.099,24 EUR	
0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR	0,00 EUR		
1.910.400,00 EUR	1.937.745,60 EUR	1.964.265,64 EUR	1.991.765,36 EUR	2.019.650,71 EUR	2.047.025,17 EUR	2.076.598,13 EUR	2.105.689,47 EUR	2.135.147,83 EUR	2.165.669,80 EUR	2.195.242,27 EUR	2.225.815,74 EUR	2.256.388,31 EUR	2.286.961,88 EUR	2.317.535,45 EUR	2.348.108,02 EUR	2.378.680,59 EUR	2.408.253,16 EUR	2.437.825,73 EUR	2.467.396,30 EUR	2.496.966,87 EUR	2.526.536,44 EUR	2.556.106,01 EUR	2.585.675,58 EUR		
-786.000,00 EUR	-57.413,10 EUR	-58.113,14 EUR	-58.631,26 EUR	-59.557,51 EUR	-60.291,99 EUR	-61.034,76 EUR	-61.785,50 EUR	-62.545,50 EUR	-63.313,50 EUR	-64.090,34 EUR	-64.875,71 EUR	-65.651,06 EUR	-66.426,33 EUR	-67.196,60 EUR	-67.966,87 EUR	-68.737,14 EUR	-69.507,41 EUR	-69.277,68 EUR	-69.047,95 EUR	-68.818,22 EUR	-68.588,49 EUR	-68.358,76 EUR	-68.128,03 EUR		
-722.59,60 EUR	-64.493,76 EUR	-405.363,50 EUR	-446.094,49 EUR	-481.893,00 EUR	-424.768,24 EUR	-362.962,34 EUR	-300.438,64 EUR	-231.232,22 EUR	-277.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR	-177.032,28 EUR		

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A31 Unternehmensbeispiel I: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenversorgung am Beispiel einer 750 kW_{el}-Anlage mit 5.865 h/a Eigenstromversorgung, 122,40 Euro/MWh Börsenstrompreis und 13 ct/kWh für Reststrommengen im Zeitraum von 11 Jahren

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Anhang

Abbildung A32 Unternehmensbeispiel I: dynamische Amortisation (in Euro/a) einer solidarischen Eigenversorgung am Beispiel einer 750 kW_e-Anlage mit 5.865 h/a Eigenstromversorgung, 122,40 Euro/MWh Börsenstrompreis und 13 ct/kWh für Reststrommengen im Zeitraum von 11 Jahren

dynamische Amortisationsrechnung solidarische Eigenstromversorgung Unternehmen I inkl. Kombination aus 2.900 ha solidarische Einspeisung, 122,40 Euro/MWh Börsenstrompreis und 15 ct/kWh Reststromkosten - 750 kW _e Anlage											
Preissteigerungsrate Zinsen											
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Anschaffungskosten	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €	522.000,00 €
Amortisierung	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €	52.200,00 €
Zinsen	10.640,00 €	10.684,80 €	10.861,78 €	11.079,01 €	11.309,59 €	11.562,60 €	11.847,14 €	12.157,14 €	11.982,28 €	12.231,2 €	12.476,77 €
Vertragsgebundene Kosten	919.114,49 €	922.683,29 €	948.059,45 €	955.570,44 €	961.949,78 €	975.417,06 €	981.903,45 €	989.072,92 €	1.003.919,94 €	1.016.960,92 €	1.041.635,05 €
Betriebsgebundene Kosten	89.227,50 €	90.476,99 €	91.745,36 €	93.027,77 €	94.390,15 €	95.665,78 €	96.940,88 €	98.347,75 €	99.722,61 €	101.120,76 €	102.586,45 €
Energiegesteuerter Betrieb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reststromversorgung Netz	29.568,66 €	29.982,22 €	30.402,37 €	30.823,51 €	31.259,60 €	31.697,23 €	32.140,99 €	32.593,97 €	33.047,24 €	33.509,90 €	33.957,14 €
Reststromvertrag Netz	312.000,00 €	318.368,00 €	320.791,56 €	325.288,31 €	329.842,56 €	334.460,14 €	339.142,58 €	343.890,58 €	348.705,95 €	353.586,92 €	359.537,14 €
Ertrag solid. Einspeisung	-	266.220,00 €	269.947,08 €	273.728,34 €	277.559,51 €	281.444,33 €	285.384,56 €	289.377,93 €	293.431,25 €	297.532,29 €	301.704,84 €
Summe der Ausgaben	1.026.201,58 €	1.040.631,04 €	1.055.285,77 €	1.070.102,63 €	1.088.150,54 €	1.100.410,46 €	1.115.885,36 €	1.131.578,30 €	1.147.482,35 €	1.163.630,63 €	1.179.986,32 €
Erhaltene Zinsentgelte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Einspeisungen	-	1.268.800,00 €	1.316.918,32 €	1.335.420,96 €	1.354.161,86 €	1.373.074,49 €	1.392.297,54 €	1.411.179,70 €	1.431.554,76 €	1.451.595,53 €	1.471.618,86 €
Kapitalrückfluss	-	522.000,00 €	272.989,42 €	275.362,16 €	280.157,20 €	284.014,29 €	287.933,05 €	291.887,08 €	295.004,34 €	299.976,46 €	304.104,18 €
Stab. Kapitalumsatz/-rückfluss	-	249.401,58 €	26.980,88 €	307.107,77 €	581.122,00 €	879.045,95 €	1.170.933,03 €	1.466.837,37 €	1.768.813,93 €	2.070.918,01 €	2.379.206,25 €
Amortisationsduer											
2,00											
Nettoeinnahmen	522.000,00 €	Zinsaufz.	2.00%								
	52.200,00 €	10.440,00 €	10.440,00 €	532.440,00 €	532.440,00 €	543.048,80 €	543.048,80 €	553.960,80 €	553.960,80 €	565.029,98 €	565.029,98 €
	54.308,80 €	10.861,78 €	11.079,01 €	565.960,80 €	565.960,80 €	578.330,18 €	589.866,78 €	599.866,78 €	609.866,78 €	620.883,22 €	620.883,22 €
	553.959,58 €	11.309,59 €	11.562,60 €	611.926,60 €	611.926,60 €	623.883,22 €	633.883,22 €	643.883,22 €	653.883,22 €	663.883,22 €	673.883,22 €
	565.029,98 €	11.745,36 €	12.140,99 €	651.886,78 €	651.886,78 €	663.886,78 €	673.886,78 €	683.886,78 €	693.886,78 €	703.886,78 €	713.886,78 €
	576.330,18 €	12.602,37 €	13.027,23 €	684.886,78 €	684.886,78 €	694.886,78 €	704.886,78 €	714.886,78 €	724.886,78 €	734.886,78 €	744.886,78 €
	589.866,78 €	13.569,75 €	14.023,56 €	717.886,78 €	717.886,78 €	727.886,78 €	737.886,78 €	747.886,78 €	757.886,78 €	767.886,78 €	777.886,78 €
	609.866,78 €	14.527,39 €	15.027,39 €	750.886,78 €	750.886,78 €	760.886,78 €	770.886,78 €	780.886,78 €	790.886,78 €	800.886,78 €	810.886,78 €
	620.883,22 €	15.502,70 €	16.027,39 €	783.883,22 €	783.883,22 €	793.883,22 €	803.883,22 €	813.883,22 €	823.883,22 €	833.883,22 €	843.883,22 €
	633.883,22 €	16.476,77 €	17.026,30 €	816.883,22 €	816.883,22 €	826.883,22 €	836.883,22 €	846.883,22 €	856.883,22 €	866.883,22 €	876.883,22 €
	643.883,22 €	17.443,99 €	18.023,56 €	849.883,22 €	849.883,22 €	859.883,22 €	869.883,22 €	879.883,22 €	889.883,22 €	899.883,22 €	909.883,22 €
	663.883,22 €	18.411,39 €	19.027,39 €	882.883,22 €	882.883,22 €	892.883,22 €	902.883,22 €	912.883,22 €	922.883,22 €	932.883,22 €	942.883,22 €
	673.886,78 €	19.378,78 €	20.027,39 €	915.886,78 €	915.886,78 €	925.886,78 €	935.886,78 €	945.886,78 €	955.886,78 €	965.886,78 €	975.886,78 €
	683.886,78 €	20.346,19 €	21.027,39 €	948.886,78 €	948.886,78 €	958.886,78 €	968.886,78 €	978.886,78 €	988.886,78 €	998.886,78 €	1.008.886,78 €
	703.886,78 €	21.313,56 €	22.027,39 €	981.886,78 €	981.886,78 €	991.886,78 €	1.001.886,78 €	1.011.886,78 €	1.021.886,78 €	1.031.886,78 €	1.041.886,78 €
	723.883,22 €	22.280,93 €	23.027,39 €	1.014.886,78 €	1.014.886,78 €	1.024.886,78 €	1.034.886,78 €	1.044.886,78 €	1.054.886,78 €	1.064.886,78 €	1.074.886,78 €
	743.886,78 €	23.248,30 €	24.027,39 €	1.047.886,78 €	1.047.886,78 €	1.057.886,78 €	1.067.886,78 €	1.077.886,78 €	1.087.886,78 €	1.097.886,78 €	1.107.886,78 €
	763.886,78 €	24.215,67 €	25.027,39 €	1.080.886,78 €	1.080.886,78 €	1.090.886,78 €	1.100.886,78 €	1.110.886,78 €	1.120.886,78 €	1.130.886,78 €	1.140.886,78 €
	783.883,22 €	25.183,04 €	26.027,39 €	1.113.886,78 €	1.113.886,78 €	1.123.886,78 €	1.133.886,78 €	1.143.886,78 €	1.153.886,78 €	1.163.886,78 €	1.173.886,78 €
	803.883,22 €	26.150,39 €	27.027,39 €	1.146.886,78 €	1.146.886,78 €	1.156.886,78 €	1.166.886,78 €	1.176.886,78 €	1.186.886,78 €	1.196.886,78 €	1.206.886,78 €
	823.883,22 €	27.117,75 €	28.027,39 €	1.179.886,78 €	1.179.886,78 €	1.189.886,78 €	1.199.886,78 €	1.209.886,78 €	1.219.886,78 €	1.229.886,78 €	1.239.886,78 €
	843.883,22 €	28.085,12 €	29.027,39 €	1.212.886,78 €	1.212.886,78 €	1.222.886,78 €	1.232.886,78 €	1.242.886,78 €	1.252.886,78 €	1.262.886,78 €	1.272.886,78 €
	863.815,09 €	29.052,30 €	30.027,39 €	1.245.886,78 €	1.245.886,78 €	1.255.886,78 €	1.265.886,78 €	1.275.886,78 €	1.285.886,78 €	1.295.886,78 €	1.305.886,78 €

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A33 Unternehmensbeispiel II: dynamische Investitionsrechnung (in Euro/a) einer solidarischen Eigenversorgung am Beispiel einer 1 MW_{el}-Anlage mit 7,965 h/a Eigenstromversorgung, 159,29 Euro/MWh Börsenstrompreis und 14 ct/kWh für Reststrommengen im Zeitraum von 11 Jahren

solidarische Eigenstromversorgung Unternahmen III inkl. Kombination aus 800 ha solidarische Einspeisung, 159,29 Euro/MWh Börsenstrompreis	
Dynamische Investitionsrechnung	
Preisteigerung	1,40%
Zinsatz	2,00%
Jahr	
1	
Investitionskosten	
Ausschreibung	780.000,00 EUR
Zinsen	78.000,00 EUR
Verbrauchsgebundene Kosten	15.600,00 EUR
Betriebsgebundene Kosten	1.497.372,17 EUR
105.220,00 EUR	1.061.683,06 EUR
-38.603,88 EUR	-39.659,27 EUR
Reststromverzehrung aus dem Netz	228.900,00 EUR
Ertrag solidarische Einspeisung	-127.432,00 EUR
Gesamtausgaben	1.880.096,29 EUR
Erfolgogene Zinsentäge	0,00 EUR
Einspeisungen	1.910.400,00 EUR
Kapitalrückfluss	-790.000,00 EUR
Statisches Kapitaleinsatz/-Ausschluss	-560.286,29 EUR
Interne Zins	28,67%
Nebentrechnung	
Zinssatz	2,00%
780.000,00 EUR	15.600,00 EUR
811.612,00 EUR	15.912,00 EUR
827.742,24 EUR	16.230,24 EUR
844.297,08 EUR	16.554,84 EUR
861.185,03 EUR	16.885,54 EUR
878.405,69 EUR	17.223,36 EUR
895.971,82 EUR	17.568,13 EUR
913.984,32 EUR	17.919,50 EUR
932.172,20 EUR	18.277,89 EUR
950.815,65 EUR	18.643,44 EUR
969.831,56 EUR	19.016,31 EUR

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016

Abbildung A34 Unternehmensbeispiel II: dynamische Amortisation (in Euro/a) einer solidarischen Eigenversorgung am Beispiel einer 1 MW_{el}-Anlage mit 7.965 h/a Eigenstromversorgung, 159,29 Euro/MWh Börsenstrompreis und 14 ct/kWh für Reststrommengen im Zeitraum von 11 Jahren

dynamische Amortisationsrechnung solidarische Eigenstromversorgung Unternehmen II inkl. Kombination aus 800 h/a solidarische Einspeisung, 159,29 Euro/MWh Börsenstrompreis und 14 ct/kWh Reststromkosten - 1 MW _{el} Anlage											
Preisetragungsrate Zinsen											
Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Anschaffungskosten	780.000,00 €	780.000,00 €	780.000,00 €	780.000,00 €	780.000,00 €	780.000,00 €	780.000,00 €	780.000,00 €	780.000,00 €	780.000,00 €	780.000,00 €
Amortisierung	15.900,00 €	15.912,00 €	16.232,24 €	16.885,34 €	17.223,66 €	17.586,13 €	17.915,50 €	18.277,89 €	18.845,44 €	19.016,31 €	19.016,31 €
Zinsen	15.900,00 €	15.912,00 €	15.915,35 €	15.918,52 €	15.921,78 €	15.925,04 €	15.928,30 €	15.931,56 €	15.934,82 €	15.937,08 €	15.939,35 €
Vertragsgebundene Kosten	1.497.372,17 €	1.516.135,39 €	1.535.092,41 €	1.553.052,45 €	1.571.217,55 €	1.589.382,60 €	1.607.552,65 €	1.627.723,70 €	1.646.993,01 €	1.670.716,44 €	1.699.965,01 €
Betriebsgebundene Kosten	106.693,08 €	108.186,78 €	109.701,40 €	111.227,22 €	112.743,66 €	114.273,54 €	115.803,42 €	117.333,30 €	118.863,28 €	120.414,25 €	120.914,25 €
Energiegesteuerter Zins	-	38.963,98 €	-	40.065,51 €	-	41.162,11 €	-	42.355,56 €	-	43.547,76 €	-
Reststromverzehr Netz	228.900,00 €	232.164,80 €	235.355,06 €	238.549,02 €	241.901,11 €	245.377,97 €	248.841,26 €	252.306,65 €	255.822,80 €	259.310,40 €	262.042,15 €
Ertrag solid. Einspeisung	-	127.323,00 €	-	128.216,05 €	-	131.025,07 €	-	132.959,42 €	-	134.719,66 €	-
Summe der Ausgaben	1.680.686,29 €	1.704.319,64 €	1.728.278,58 €	1.752.688,82 €	1.777.204,12 €	1.802.188,29 €	1.827.620,24 €	1.853.210,33 €	1.879.263,40 €	1.905.682,76 €	1.932.474,18 €
Erhaltene Zinsentäge	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Einspeisungen	1.910.400,00 €	1.937.145,00 €	1.964.295,64 €	1.991.176,36 €	2.019.650,07 €	2.047.925,17 €	2.076.688,47 €	2.105.147,83 €	2.135.039,90 €	2.165.356,46 €	2.195.356,46 €
Kapitalrückfluss	239.703,71 €	232.855,06 €	235.989,05 €	239.106,53 €	242.445,06 €	245.738,86 €	249.075,59 €	252.457,54 €	255.884,43 €	269.357,14 €	262.876,38 €
Stab Kapitalansatz/-rückfluss	-	550.296,29 €	-	317.470,33 €	-	81.486,27 €	-	400.162,21 €	645.901,10 €	884.976,98 €	1.003.318,95 €
Amortisationsduer	4,00										1.925.552,37 €
Nebenkostenrechnung	780.000,00 €	Zinsaufz.	2.00%								
	795.600,00 €	15.912,00 €	81.151,20 €	81.151,20 €	81.151,20 €	81.151,20 €	81.151,20 €	81.151,20 €	81.151,20 €	81.151,20 €	81.151,20 €
	811.515,20 €	16.230,24 €	827.742,24 €	844.297,98 €	861.183,03 €	879.466,89 €	897.750,85 €	916.034,81 €	934.318,77 €	952.592,73 €	970.866,70 €
	827.742,24 €	16.885,34 €	844.297,98 €	861.183,03 €	879.466,89 €	897.750,85 €	916.034,81 €	934.318,77 €	952.592,73 €	970.866,70 €	989.143,67 €
	861.183,03 €	17.223,66 €	889.466,89 €	916.034,81 €	943.604,83 €	971.274,86 €	998.944,90 €	1.026.615,97 €	1.054.287,04 €	1.081.958,11 €	1.109.630,28 €
	897.750,85 €	17.586,13 €	916.034,81 €	943.604,83 €	971.274,86 €	1.000.944,90 €	1.026.615,97 €	1.054.287,04 €	1.081.958,11 €	1.109.630,28 €	1.137.301,45 €
	916.034,81 €	17.915,50 €	943.604,83 €	971.274,86 €	1.000.944,90 €	1.026.615,97 €	1.054.287,04 €	1.081.958,11 €	1.109.630,28 €	1.137.301,45 €	1.165.974,72 €
	943.604,83 €	18.277,89 €	971.274,86 €	1.000.944,90 €	1.026.615,97 €	1.054.287,04 €	1.081.958,11 €	1.109.630,28 €	1.137.301,45 €	1.165.974,72 €	1.194.747,00 €
	971.274,86 €	18.845,44 €	1.000.944,90 €	1.026.615,97 €	1.054.287,04 €	1.081.958,11 €	1.109.630,28 €	1.137.301,45 €	1.165.974,72 €	1.194.747,00 €	1.223.519,28 €
	1.000.944,90 €	19.016,31 €	1.026.615,97 €	1.054.287,04 €	1.081.958,11 €	1.109.630,28 €	1.137.301,45 €	1.165.974,72 €	1.194.747,00 €	1.223.519,28 €	1.252.291,56 €

Quelle: eigene Darstellung nach Roller 2012; Busse von Colbe, Lassmann und Witte 2015; Heesen 2016