

Projektbericht
Research Report

25. Mai 2022

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung zur Ökostrommilliarde

Sarah Lappöhn,
Barbara Angleitner, Theresa Bürscher, Elisabeth Laa,
Liliana Mateeva, Kerstin Plank, Alexander Schnabl,
Hannes Zenz, Christian Kimmich

Förderung durch das
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie



INSTITUT FÜR HÖHERE STUDIEN
INSTITUTE FOR ADVANCED STUDIES
Vienna



INSTITUT FÜR HÖHERE STUDIEN
INSTITUTE FOR ADVANCED STUDIES
Vienna

AutorInnen

Sarah Lappöhn, Barbara Angleitner, Theresa Bürscher, Elisabeth Laa, Liliana Mateeva, Kerstin Plank, Alexander Schnabl, Hannes Zenz, Christian Kimmich

Titel

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung zur Ökostrommilliarde

Kontakt

T +43 1 59991-112

E lappoehn@ihs.ac.at

Institut für Höhere Studien – Institute for Advanced Studies (IHS)

Josefstädter Straße 39, A-1080 Wien

T +43 1 59991-0

F +43 1 59991-555

www.ihs.ac.at

ZVR: 066207973

Die Publikation wurde sorgfältig erstellt und kontrolliert. Dennoch erfolgen alle Inhalte ohne Gewähr. Jegliche Haftung der Mitwirkenden oder des IHS aus dem Inhalt dieses Werks ist ausgeschlossen.

Danksagung

Wir möchten an dieser Stelle einer Reihe von ExpertInnen für ihre Unterstützung danken. Insbesondere danken wir Anton Jakob, Barbara Posch, Marie-Theres Thöni und Sarah Neumann vom BMK, Eva Talic von der IG Holzkraft, Stefan Moidl von der IG Windkraft, Thomas Buchsbaum-Regner von Kleinwasserkraft Österreich, Bernhard Stürmer vom Kompost- und Biogas-Verband, Vera Immitzer von PV Austria sowie Josef Buchmüller von der Wirtschaftsuniversität Wien.

Weiters möchten wir allen TeilnehmerInnen danken, die Ende August 2021 am Workshop am IHS teilgenommen und wertvolle Inputs geliefert haben.

Zudem möchten wir auch all jenen Unternehmen danken, die uns Daten zur Verfügung gestellt haben, die eine genauere Schätzung und Modellierung des Energiesatellitenkontos ermöglicht haben.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Methode: Input-Output-Analyse	3
2.1	Aufbau von Input-Output-Tabellen	4
2.2	Abgebildete Effekte	6
2.3	Betrachtete volkswirtschaftliche Größen	7
2.4	Limitationen der Methode	8
3	Satellitenkonten	9
3.1	Anwendungen	9
3.2	Teilbereich (erneuerbare) Energie	10
4	Konstruktion des Energiesatellitenkontos	12
4.1	Hintergrund	12
4.2	Vorarbeiten	14
4.3	Disaggregation des Energiesektors	16
4.3.1	Aufkommenstabelle	17
4.3.2	Verwendungstabelle	17
4.3.3	Weitere Tabellen der Input-Output-Statistik	18
4.3.4	Input-Output-Tabellen	19
5	Stromproduktion in Österreich	20
5.1	Status quo	20
5.2	Ziel 2030 – Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket	21
6	Biomasse und Biogas	23
6.1	Hintergrund	23
6.2	Datenquellen	24
6.3	Limitationen der verfügbaren Datenquellen	26
6.4	Struktur und Höhe der Investitions- und Betriebskosten	27
6.5	Zukunft des Sektors	29
7	Photovoltaik	31
7.1	Hintergrund	31
7.2	Datenquellen	32
7.3	Limitationen der verfügbaren Datenquellen	33
7.4	Struktur und Höhe der Investitions- und Betriebskosten	34
7.5	Zukunft des Sektors	37

8	Wasserkraft	39
8.1	Hintergrund	39
8.2	Datenquellen	40
8.3	Limitationen der verfügbaren Datenquellen	41
8.4	Struktur und Höhe der Investitions- und Betriebskosten.....	41
8.5	Zukunft des Sektors	45
9	Windkraft	47
9.1	Hintergrund	47
9.2	Datenquellen	48
9.3	Limitationen der verfügbaren Datenquellen	49
9.4	Struktur und Höhe der Investitions- und Betriebskosten.....	50
9.5	Zukunft des Sektors	52
10	Fossile Energieträger	53
10.1	Hintergrund	53
10.2	Datenquellen	55
10.3	Limitationen der verfügbaren Datenquellen	55
10.4	Struktur der Investitions- und Betriebskosten.....	56
10.5	Zukunft des Sektors	58
11	Szenarien	59
11.1	Annahmen	59
11.2	Szenario 1: Referenzszenario ohne EAG.....	63
11.3	Szenario 2: EAG-Ausbaupfad laut BMK.....	63
11.3.1	Variante Reduktion Importanteil PV	64
11.4	Szenario 3: EAG-Ausbau gemäß Bundesländerzielen	65
12	Ergebnisse	67
12.1	Szenario 1: Referenzszenario ohne EAG.....	67
12.1.1	Investitionseffekte	67
12.1.2	Betriebseffekte.....	68
12.2	Szenario 2: EAG-Ausbaupfad laut BMK.....	69
12.2.1	Investitionseffekte	69
12.2.2	Betriebseffekte.....	74
12.2.3	Nettoeffekte des EAG-Ausbaupfades laut Bundeszielen	79
12.2.4	Variante Reduktion Importanteil PV	82
12.3	Szenario 3: EAG-Ausbau gemäß Bundesländerzielen	83
13	Exkurs: Berufsfelder und Qualifikationsanforderungen	85

13.1 Biogas/Biomasse.....	86
13.2 Photovoltaik.....	86
13.3 Wasserkraft.....	87
13.4 Windkraft.....	87
13.5 Fazit.....	89
14 Zusammenfassung	91
15 Verzeichnisse	96
15.1 Tabellenverzeichnis	96
15.2 Abbildungsverzeichnis	97
15.3 Quellenverzeichnis.....	99
16 Anhang Tabellen	107
17 Abkürzungsverzeichnis	121

1 Einleitung

Zwischen 1970 und 2019 ist der energetische Stromverbrauch in Österreich von 20,2 auf 63,5 Terawattstunden angestiegen. Mit dem steigenden Strombedarf hat sich Österreich Anfang der 2000er Jahre von einem Nettostromexporteur zu einem Nettostromimporteur gewandelt. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der heimischen Stromerzeugung liegt derzeit bei fast 80 Prozent (Statistik Austria, 2021a).

Im aktuellen Regierungsprogramm wird das Ziel definiert, den nationalen Stromverbrauch bilanziell zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energieträgern zu decken. Anfang Juli 2021 hat der Nationalrat das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) beschlossen, welches die Förderung der erneuerbaren Energieerzeugung neu regelt und unter anderem ein Gesamt-Ausbauziel von 27 Terawattstunden für die Stromerzeugung aus Biomasse, Photovoltaik (PV), Wasserkraft sowie Windkraft bis 2030 definiert. Zudem soll der Anteil von heimisch produziertem erneuerbarem Gas – das sowohl für die Strom- als auch Wärmeerzeugung verwendet werden kann – am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 Terawattstunden erhöht werden. Das EAG ersetzt eine Reihe von bestehenden Gesetzen, wozu unter anderem das Ökostromgesetz 2012 zählt. Mitte Juli 2021 fand das Gesetzespaket auch im Bundesrat die notwendige Zustimmung und Ende Juli 2021 wurde es im Rechtsinformationssystem des Bundes veröffentlicht. Anfang 2022 wurde das EAG novelliert, wobei jedoch keine Änderungen an den Ausbauzielen vorgenommen wurden. Die Europäische Kommission hat die staatlichen Beihilfen der österreichischen Förderregelung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen im Dezember 2021 nach den EU-Beihilfavorschriften genehmigt. Die Beihilfen in Form einer Zusatzprämie werden gewährt, da sie ohne eine übermäßige Verfälschung des Wettbewerbs im Binnenmarkt zur Erreichung des europäischen Ziels der Klimaneutralität bis 2050 beitragen (Europäische Kommission, 2021a).

Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger soll nicht nur mit positiven Klimaeffekten einhergehen, sondern auch mit Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten für den Wirtschaftsstandort Österreich. Bei der sogenannten Ökostrommilliarde sollen bis 2030 die Förderungen von Ökostromanlagen im dreijährigen Mittel bis zu einer Milliarde Euro pro Jahr umfassen.

Das Ziel der vorliegenden Studie ist es, die kurz- und mittelfristigen ökonomischen Effekte dieser Förderung und der damit verbundenen Investitions- und Betriebstätigkeit in den Bereichen Biomasse, Biomethan, Photovoltaik, Wasserkraft sowie Windkraft zu berechnen. Der Fokus der vorliegenden Studie liegt auf der Stromerzeugung. Effekte des

Netzausbaus werden dabei nicht betrachtet und auch der Wärmebereich ist weitgehend ausgeklammert.¹

Als erster Schritt wurde ein Energiesatellitenkonto konstruiert. Es bildet die Produktionsstrukturen und wirtschaftlichen Verflechtungen von erneuerbaren sowie fossilen Energieträgern mit der übrigen Wirtschaft ab. Das Energiesatellitenkonto reflektiert somit die unterschiedlichen Vorleistungs- und Importverflechtungen sowie die unterschiedlich hohe Beschäftigungsintensität der einzelnen Energietechnologien zur Stromproduktion. Mit einer Input-Output-Analyse wurden anschließend direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte der Ökostrommilliarde quantifiziert. Durch die Erfassung der fossilen Energieträger erlaubt das Energiesatellitenkonto zudem die Berechnung von Nettoeffekten innerhalb der Energieerzeugung.

Für die Ermittlung der volkswirtschaftlichen Effekte wurden mehrere Szenarien betrachtet. Ende August 2021 wurde am IHS mit ExpertInnen aus den Bereichen Wirtschaft, Politik und Technik ein Workshop zur Szenarienbildung abgehalten. Die Ergebnisse des Workshops flossen in die Szenarientwicklung ein.

Im vorliegenden Bericht wird zunächst die verwendete Berechnungsmethode Input-Output-Analyse erklärt (Kapitel 2). In Kapitel 3 wird ein Einblick in Satellitenkonten im Allgemeinen und speziell für den Energiebereich gegeben, bevor in Kapitel 4 näher auf die Konstruktion des Energiesatellitenkontos des IHS eingegangen wird. Nach einer kurzen Darstellung des Status quo der österreichischen Stromerzeugung sowie der Ausbauziele des EAG (Kapitel 5), widmen sich die darauffolgenden Kapitel den einzelnen Technologien (Biomasse in Kapitel 6, Photovoltaik in Kapitel 7, Wasserkraft in Kapitel 8 sowie Windkraft in Kapitel 9) und den verwendeten Datengrundlagen für das Energiesatellitenkonto. In Kapitel 10 wird zudem auf die fossilen Energieträger eingegangen, die das Energiesatellitenkonto komplettieren. In Kapitel 11 werden die Szenarien mit den jeweiligen Annahmen erläutert. Im zwölften Kapitel werden die Ergebnisse der Berechnungen präsentiert. Vervollständigt wird dieses Kapitel durch einen Exkurs über die Berufs- und Qualifikationsanforderungen der Beschäftigten im Bereich der erneuerbaren Energien (Kapitel 13). Abschließend werden die zentralen Ergebnisse der Studie zusammengefasst (Kapitel 14).

¹ Etwaige negative Auswirkungen auf andere Wirtschaftssektoren, wie beispielsweise der Wegfall von landwirtschaftlicher Fläche für die Erzeugung von Lebensmitteln, werden in dieser Studie nicht behandelt.

2 Methode: Input-Output-Analyse

Um die volkswirtschaftlichen Effekte des im EAG vorgesehenen Ausbaus der erneuerbaren Energieträger zu quantifizieren, wurde die Input-Output-Analyse als Instrument herangezogen. Diese bildet die wechselseitigen Verflechtungen der einzelnen Produktionsbereiche einer Volkswirtschaft, ihre Beiträge zu Wertschöpfung und Beschäftigung sowie die Endnachfrage ab. Die Input-Output-Analyse ermöglicht es, dass nicht nur die Effekte der Maßnahmen selbst (direkte Effekte), sondern auch Effekte über die gesamten vorgelagerten Wertschöpfungsketten (indirekte Effekte) abgebildet werden können; die sogenannten induzierten Effekte bilden zusätzlich jene ökonomischen Effekte ab, die sich in weiterer Folge durch veränderte Einkommen von Privathaushalten beziehungsweise Gewinne von Unternehmen ergeben.²

Die Input-Output-Analyse geht methodisch auf Leontief (1936) zurück und ist Teil der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Leontief betrachtet die Gesamtwirtschaft als ein System von miteinander verflochtenen Wirtschaftssektoren, die Leistungsströme aufnehmen und abgeben. Der Grundgedanke ist, dass die Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen eine weitere Nachfrage nach Vorleistungen auslöst. Die Vorleistungen werden, sofern sie von einem Betrieb nicht selbst hergestellt werden, von anderen Unternehmen im In- oder Ausland bezogen, und führen ihrerseits wieder zu Vorleistungsbezügen. So ergeben sich Ketten von Vorleistungsverflechtungen.

Die Berechnungsgrundlage der Input-Output-Analyse bilden die Input-Output-Tabellen (IOT). Diese werden für Österreich jährlich von der Statistik Austria als Teil der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung veröffentlicht. Sie stellen die Verflechtungen der produzierenden Wirtschafts- und Gütersektoren dar und bilden außerdem deren Beiträge zur Wertschöpfung ab. Unter gewissen Annahmen werden auf ihrer Basis mittels Input-Output-Analyse die kumulierten ökonomischen Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung berechnet, die sich durch die betrachteten Investitionen und Betriebskosten für die österreichische Volkswirtschaft insgesamt ergeben.

Es werden Multiplikatoren aus der Input-Output-Tabelle abgeleitet, welche die sektoralen Verflechtungen innerhalb der österreichischen Volkswirtschaft und mit dem Ausland in kompakter Form abbilden. Die Höhe dieser Multiplikatoren wird über die Struktur der wirtschaftlichen Verflechtungen der primär betroffenen Sektoren mit den restlichen Sektoren bestimmt. Dabei ist relevant, an wen Personal- und Sachausgaben fließen und ob die Vorleistungen aus dem In- oder Ausland bezogen werden. Denken wir an das Beispiel der PV-Anlage. Wird eine PV-Anlage in Österreich gefertigt und stammt

² Für eine detailliertere Beschreibung der Methode der Input-Output-Analyse sowie der Input-Output-Tabellen siehe Holub und Schnabl (1994a); Holub und Schnabl (1994b), oder in Kurzform Czypionka et al. (2013).

der Großteil der Vorleistungen aus Österreich, so ergeben sich für die österreichische Volkswirtschaft höhere Effekte, als wenn die Anlage etwa aus dem Ausland importiert wird.

2.1 Aufbau von Input-Output-Tabellen

Die Input-Output-Statistik stellt einen wesentlichen Teil der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung dar, wobei die Erstellung meist nach international einheitlichen Konzepten und Regeln erfolgt: Die internationale Norm ist das „System of National Accounts“ 2008 (2008 SNA), die darauf basierende europäische Norm das Europäische System der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen (ESVG 2010). Aufkommen und Verwendung von Waren und Dienstleistungen werden in symmetrischen Input-Output-Tabellen zusammengefasst.

Die österreichische Input-Output-Statistik besteht aus mehreren Tabellen, welche jährlich von der Statistik Austria veröffentlicht werden. Je nach Tabelle werden diese nach Wirtschaftssektoren und Gütersektoren oder nach gekreuzten Gütersektoren dargestellt. Die Güterklassifikation CPA ist in Tabelle 15 im Anhang dargestellt.

Eine zentrale Tabelle der Input-Output-Statistik ist die heimische Input-Output-Tabelle. Diese erfasst alle Güterinputs, die für die gesamte Produktion eines im Inland produzierten Guts notwendig sind. Außerdem wird in der Zeile Wertschöpfung jeweils ausgewiesen, wie hoch die Wertschöpfung ist, die sich aus der Produktion der unterschiedlichen Güter ergibt. In der Spalte der Endnachfrage wird die durch den Konsum nachgefragte Menge der einzelnen Güter dargestellt. Die Input-Output-Tabelle kann also in drei Quadranten gegliedert werden:

1. Quadrant (Vorleistungen)

Im ersten Quadranten (in Abbildung 1 links oben und grau gekennzeichnet) befindet sich die Kerninformation der Input-Output-Tabelle. Hier werden alle Güter und Dienstleistungen dargestellt, die als Vorleistung für die Produktion der einzelnen Güter benötigt werden; dabei wird zusätzlich zwischen Gütern aus inländischer Produktion und Importen unterschieden. Zu beachten ist, dass die Vorleistungen in der Güter-Matrix nicht den Vorleistungen des korrespondierenden Wirtschaftsbereichs entsprechen, sondern jenen Waren und Dienstleistungen, die zur Produktion des Gutes, das für den jeweiligen Wirtschaftsbereich charakteristisch ist, notwendig sind. Das Element z_{ij} repräsentiert die heimischen Vorleistungsströme, die der Sektor j vom Sektor i bezieht, während das Element m_{ij} den importierten Vorleistungen von Sektor i zu Sektor j entspricht.

2. Quadrant (Endnachfrage):

Im zweiten Quadranten (in Abbildung 1 blaugrün gekennzeichnet) werden die Komponenten der Endnachfrage dargestellt. Güter, die der Endnachfrage dienen, also die nicht im Produktionsprozess verwendet werden, werden aufgegliedert in folgende fünf Bereiche ausgewiesen: Konsumausgaben der privaten Haushalte, private Investitionen, Lagerveränderungen, Staatsausgaben und Exporte. Die ersten vier Komponenten repräsentieren dabei die inländische Nachfrage, während die Exporte als ausländische Nachfrage bezeichnet werden. Die Summe der einzelnen Komponenten (Y_i) entspricht der gesamten Endnachfrage nach heimischen Gütern des Sektors i .

3. Quadrant (Wertschöpfung/Primäraufwand):

Beim dritten Quadranten (in Abbildung 1 in rosa gekennzeichnet) handelt es sich um die Wertschöpfungsmatrix. Spaltenweise gelesen zeigt sie, wie sich die Wertschöpfung, die bei der Produktion eines bestimmten Gutes entsteht, zusammensetzt. Die einzelnen Komponenten sind unter anderem Arbeitnehmerentgelte, Abschreibungen sowie Betriebsüberschüsse inklusive Selbständigeneinkommen und Steuern. Zeilenweise sieht man, wie die Wertschöpfungskomponenten auf die unterschiedlichen Güter verteilt sind, sprich wie groß die ausgelöste Wertschöpfung eines bestimmten Gutes im Vergleich zur Wertschöpfung anderer Güter beziehungsweise der Gesamtwertschöpfung ist.

Abbildung 1: Grundstruktur einer Input-Output-Tabelle

	Gut 1	...	Gut n	Endnachfrage	Gesamt- verwendung
Gut 1	z_{11}	...	z_{1n}	Y_1	Σ_1
\vdots	\vdots	...	\vdots	\vdots	\vdots
Gut n	z_{n1}	...	z_{nn}	Y_n	Σ_n
Importe 1	m_{11}	...	m_{1n}	my_1	Σ_1
\vdots	\vdots	...	\vdots	\vdots	\vdots
Importe n	m_{n1}	...	m_{nn}	my_n	Σ_n
Wertschöpfung	W_1	...	W_n		
Produktionswert	X_1	...	X_n		

Quelle: Eigene Darstellung.

X_i stellt den gesamten Produktionswert von Gut i dar und setzt sich aus den eingesetzten Vorleistungen und der generierten Wertschöpfung von Gut i zusammen. Für jeden Sektor i entspricht der Produktionswert X_i dem gesamten Verbrauchswert, also der Summe der interindustriellen Ströme von Gut i zu den anderen Gütern j und der Endnachfrage Y_i nach Gut i .

Der vierte Quadrant wird in der Regel nicht abgebildet. Er stellt die Verflechtungen des Primäraufwandes und der Endnachfrage (2. und 3. Quadrant) dar.

2.2 Abgebildete Effekte

Über den Multiplikatoreffekt kommt es zusätzlich zu den ökonomischen Effekten, die sich direkt durch eine Ausgabe ergeben, durch Vorleistungsgüter und -dienstleistungen zu weiteren, indirekten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten. Diese Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte führen entlang der Wertschöpfungsketten wiederum zu einer erhöhten Nachfrage in den einzelnen Wirtschaftssektoren.

In der vorliegenden Studie werden folgende Effekte mittels Input-Output-Analyse berechnet und abgebildet:

- **Direkte Effekte:** Die direkten Effekte sind jene, die unmittelbar in den durchführenden Unternehmen entstehen. Sie umfassen Ausgaben für das Personal, Betriebsüberschüsse und Abschreibungen als Maß für die Nutzung des Anlagevermögens. Denkt man an den Betrieb eines Wasserkraftwerks, so setzen sich die direkten Effekte hier unter anderem aus Personalkosten der im Kraftwerk Beschäftigten, Abschreibungen der Anlage und Turbine und dem erwirtschafteten Betriebsüberschuss zusammen. In den direkten Effekten nicht berücksichtigt sind die ökonomischen Effekte, die beispielsweise durch die Produktion der zugekauften Turbine ausgelöst werden.
- **Indirekte Effekte:** Die indirekten Effekte beinhalten die Vorleistungsketten der Güter und Dienstleistungen, die in den durchführenden Unternehmen bezogen werden. Bleiben wir bei dem Beispiel des Betriebs eines Wasserkraftwerks. Zu den Vorleistungen zählen hier etwa Bau- und Handwerksdienstleistungen, die für die Instandhaltung der Anlage anfallen. Der Bezug dieser Vorleistungen führt wiederum zu Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten bei den liefernden Unternehmen, so benötigen die HandwerkerInnen Material und Werkzeuge zur Erbringung ihrer Leistung. Die HerstellerInnen der Werkzeuge und Maschinen beziehen Rohstoffe, weitere Maschinen und Energie. So fallen zusätzlich für die Bereitstellung der Vorleistungen bei den liefernden Unternehmen weitere Vorleistungen an. Dieses gesamte Geflecht an Vorleistungen, also die Vorleistungsketten der Zulieferbetriebe

und deren Vorleistungsunternehmen, wird durch die indirekten Effekte abgebildet. Analog dazu lösen auch Investitionen (z. B. Einbau einer neuen Turbine) indirekte Effekte entlang der vorgelagerten Wertschöpfungsketten aus.

- **Induzierte Effekte:** Die induzierten Effekte beinhalten konsuminduzierte und investitionsinduzierte Effekte. Was die konsuminduzierten Effekte betrifft, so ist hier die Überlegung, dass die untersuchte Unternehmenstätigkeit – in diesem Fall der Ausbau und der Betrieb von erneuerbaren Energien – Beschäftigungsverhältnisse sichert und folglich Löhne und Gehälter generiert. Die konsuminduzierten Effekte entstehen dadurch, dass die Beschäftigten einen Teil ihres Gehalts für private Konsumgüter und Dienstleistungen, wie etwa Lebensmittel, ausgeben. Die investitionsinduzierten Effekte ergeben sich dagegen dadurch, dass Unternehmen ihre generierten Betriebsüberschüsse zum Teil reinvestieren und so eine zusätzliche volkswirtschaftliche Nachfrage generieren. Im Gegensatz zu anderen Studien sind im vorliegenden Bericht keine steuerinduzierten Effekte enthalten.

Die ausgewiesenen **Gesamteffekte** stellen immer die Summe aus direkten, indirekten und induzierten Effekten dar.

2.3 Betrachtete volkswirtschaftliche Größen

In der vorliegenden Studie werden die ökonomischen Effekte der Ökostrommilliarde für folgende volkswirtschaftliche Größen quantifiziert:

- **Wertschöpfung (Wertschöpfungseffekte):** Die Bruttowertschöpfung entspricht dem Produktionswert aller erzeugten Güter und Dienstleistung abzüglich der Vorleistungen, die in einzelnen Wirtschaftsbereichen oder der gesamten Volkswirtschaft erbracht werden. Sie wird in Herstellungspreisen ausgedrückt. Sie enthält Bruttolöhne und -gehälter, Sozialbeiträge der ArbeitgeberInnen, sonstige Produktionsabgaben, Abschreibungen und Jahresüberschüsse bzw. -fehlbeträge der Unternehmen sowie Selbständigeneinkommen.
- **Bruttoinlandsprodukt (BIP-Beitrag):** Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) misst die gesamtwirtschaftliche Produktionsaktivität in der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Das BIP unterscheidet sich von der Bruttowertschöpfung durch Gütersteuern und Gütersubventionen.
- **Beschäftigung (Beschäftigungseffekte):** Die Beschäftigungseffekte in Form von neu geschaffenen oder abgesicherten Arbeitsplätzen in Österreich werden in Vollzeitäquivalenten (VZÄ) ausgewiesen. Ein Vollzeitäquivalent entspricht einem kollektivvertraglichen Jahres-Vollzeitarbeitsplatz. Die Anzahl an Vollzeitäquivalenten gibt also an, wie viele fiktive sektorspezifische Jahres-Vollzeitarbeitsplätze sich bei den geleisteten Arbeitsstunden im Betrachtungszeitraum ergeben.

- **Steuer- und Abgabenaufkommen (Fiskalische Effekte):** Bei den fiskalischen Effekten handelt es sich um die Rückflüsse an die öffentliche Hand in Form von Sozialversicherungsbeiträgen und Steuern. Sie inkludieren Abgaben zur Sozialversicherung, Einkommensteuer, Körperschaftsteuer, Umsatzsteuer, Beiträge zu Familienlastenausgleichsfonds (FLAF) und Katastrophenfonds sowie zur Krankenanstalten-Finanzierung. Zudem sind auch allgemeine Güter- und Produktionssubventionen enthalten. Die EAG-Förderungen werden in den fiskalischen Effekten nicht gegengerechnet.
- **Sektorale Effekte:** Diese bilden die durch die Investitionsmaßnahmen ausgelösten Beschäftigungs- und Wertschöpfungswirkungen getrennt nach den meistprofitierenden Gütersektoren der ÖCPA-Klassifikation ab.

2.4 Limitationen der Methode

In diesem Unterkapitel werden potenzielle Limitationen des Input-Output-Modells erläutert.

Da die Erhebung der Datengrundlagen für die Input-Output-Tabellen sehr aufwendig ist, sind die Tabellen nur mit einer Zeitverzögerung von einigen Jahren verfügbar. Während der Projektphase war die aktuellste nationale Input-Output-Tabelle der Statistik Austria für das 2017. Strukturelle Änderungen der Wirtschaftsverflechtungen aufgrund von Covid sind in der vorliegenden Studie somit nicht erfasst.

Mit den getätigten Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energie und den damit einhergehenden Betriebsausgaben sind unmittelbar Arbeitsplätze verbunden. Das Modell lässt keine Aussage darüber zu, ob dadurch bestehende Arbeitsplätze abgesichert oder neue Beschäftigungsverhältnisse geschaffen werden.

Das verwendete Input-Output-Modell ist statisch und basiert auf der Annahme konstanter, preisunabhängiger Vorleistungskoeffizienten; das bedeutet, dass keine Effekte auf die Preise mit den getätigten Ausgaben und Investitionen angenommen werden.

Zudem wird eine konstante Importquote angenommen. Bei einer Steigerung der Nachfrage wird in dem verwendeten Input-Output-Modell generell vorausgesetzt, dass die jeweiligen Kapazitäten (zum Beispiel in Hinblick auf Vorleistungsgüter und ArbeitnehmerInnen) auch tatsächlich in Österreich vorhanden sind.

3 Satellitenkonten

Ein Satellitenkonto stellt die Basis dar, um einen Teilbereich der Wirtschaft oder Gesellschaft aus den in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) anders erfassten Branchen herauszufiltern und separat oder in höherem Detailgrad darzustellen. Dies geschieht immer im Kontext der gesamtwirtschaftlichen Verflechtungen. Dabei sind Satellitenkonten Tabellen, die mit tiefer gegliederten Input-Output-Tabellen (IOT) einen Teilbereich (zum Beispiel einen Wirtschaftsbereich) detaillierter abdecken. Da diese Erweiterungen die Basistabellen metaphorisch umkreisen, werden sie auch als Satellitensysteme bezeichnet. Berechnet werden können dadurch etwa die mit dem Teilbereich verbundene Bruttowertschöpfung, einzelne Wertschöpfungskomponenten, sowie direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte (Helmenstein et al., 2006). Durch diese Herangehensweise kann das aggregierte System of National Accounts (SNA) beziehungsweise die VGR für spezifischere Fragestellungen adaptiert werden, ohne die Integrität mit dem zugrundeliegenden System zu verlieren. Ein wesentlicher Vorteil der Methodik liegt darin, dass Satellitenkonten zwar mit dem Hauptsystem verknüpft sind, die Vielfalt der verwendeten Daten und Konzepte aber erweitert wird. So können beispielsweise detailliertere Daten verwendet, neue Teilbereiche gebildet oder weitergehende Informationen als Ergänzung der rein monetären Statistik inkludiert werden (Eurostat, 2021a). Allan et al. (2020) unterscheiden daher zwischen internen Satellitenkonten, welche vollkommen auf dem SNA beziehungsweise der VGR basieren, und externen Satellitenkonten, bei denen Daten einbezogen werden, welche über das SNA beziehungsweise die VGR hinausgehen.

3.1 Anwendungen

Die Erstellung von spezifischen Satellitenkonten hat ihren Ursprung in der Bestrebung, den ökonomischen Beitrag des Tourismussektors zu quantifizieren und wurde bereits vor einigen Jahrzehnten initiiert. Mittlerweile gibt es kontinuierliche Berechnungen von Tourismus-Satellitenkonten, beispielsweise auch in Österreich und der Schweiz. Weitere Anwendungen der Methodik finden sich in den vom IHS erstellten Satellitenkonten zu den Teilbereichen Sport (Helmenstein et al., 2006) und Gesundheit (Czypionka et al., 2013). Darüber hinaus wurde die Erstellung von Satellitenkonten bereits auch für die Bereiche der unbezahlten Arbeit und der Kreativindustrie erprobt.

In Österreich wird die Methodik unter anderem auch vom Wirtschaftsforschungsinstitut Economica GmbH angewandt; thematisch relevante Satellitenkonten waren dabei unter anderem das Unternehmenskonto der TIWAG Tiroler Wasserkraft AG (Fichtinger et al., 2018), die Studie zur volkswirtschaftlichen Bedeutung der Elektrizitätswirtschaft in Österreich (Economica GmbH, 2018), eine Studie zur volkswirtschaftlichen Bedeutung

der Stromnetze (Graf und Helmenstein, 2016) sowie ein Wasserstoffsatellitenkonto (Helmenstein und Kleissner, 2020).

Im Gegensatz zu den bereits institutionalisierten Tourismussatellitenkonten gibt es für den Teilbereich Energie derzeit kaum bis keine Beispiele für eine konkrete Anwendung. Das Bureau of Economic Analysis (BEA), die nationale Statistikbehörde der USA, hat die Etablierung eines Energy Satellite Accounts bereits in der Finanzierungsperiode 2016 budgetiert, mit einer geplanten Umsetzung des Prototyps bis 2018 und einer erweiterten Version bis 2019 (Bureau of Economic Analysis, 2015). Allerdings scheint sich die Realisierung des Projekts verzögert zu haben, da es zum heutigen Datum noch keinen offiziellen Energy Satellite Account des BEA gibt.

Eine Ausnahme bilden die aktuellen Energiekonten der Schweiz, welche nach dem von der UN (2019) entwickelten Standard für ein „System of Environmental and Economic Accounting – Energy (SEEA-Energy)“ erstellt wurden. Die Schweizer Energiekonten beinhalten ein Energieeinsatzkonto der Haushalte und der Wirtschaft nach Wirtschaftssectoren sowie nach Branchen und Energieträgern, Tabellen zu den Ausgleichspositionen zwischen der Schweizerischen Gesamtenergiestatistik und den physischen Energieflusskonten, sowie Aufkommens- und Verwendungstabellen für Energieflüsse (Bundesamt für Statistik Schweiz, 2021).

Laut Allan et al. (2020) gab es in der Literatur zuvor noch keine Publikationen zum Thema Electricity Satellite Account (ELSA), weshalb ihr Framework und Beispiel anhand von Schottland ein neuer Rahmen ist, um den ökonomischen Beitrag des Elektrizitätssektors zu verstehen und zu quantifizieren. Die StudienautorInnen bauen dabei auf der Methodik des Tourismus-Satellitenkontos auf und wenden diese in modifizierter Form auf den schottischen Elektrizitätssektor an. Die sieben Tabellen bestehen aus (1) Importiertem Strom nach Kostenaufwand, (2) Heimischem Stromverbrauch nach Kostenaufwand, (3) Exportiertem Strom nach Kostenaufwand, (4) Interner Stromaufbringung nach Energieträger und Kostenaufwand, (5) Produktionsaufwandskonto von Strom nach Erzeugungsaktivitäten, (6) Gesamtem Angebot und internem Konsum von Strom, sowie (7) Beschäftigung im Stromsektor. Die spezifischen Ergebnisse des ELSA für Schottland nach den sieben Tabellen sind im Appendix A von Allan et al. (2020) dargestellt. Für die Quantifizierung des ELSA Schottland haben die Autoren die Produktion und den Konsum von Strom nach Energieträgern im 30-Minuten-Takt für das Jahr 2012 aufgeschlüsselt und dadurch ein sehr detailliertes Bild generiert.

3.2 Teilbereich (erneuerbare) Energie

Der Bereich der Energieerzeugung durch erneuerbare Energien ist ein wichtiger Zweig der österreichischen Volkswirtschaft und wird in Zukunft noch an Bedeutung gewinnen,

da mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) bis 2030 ein ambitionierter Ausbauplan vorgegeben ist. Die Energieproduktion aus Erneuerbaren (Biomasse, Biomethan, Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft) hat Auswirkungen auf Beschäftigung, Produktion und Wertschöpfung. Allerdings ist es durch die Heterogenität der Energieproduktion aus Erneuerbaren schwierig, die vielfältigen wirtschaftlichen Effekte zu erfassen und wirtschaftsstatistisch auszuweisen.

Die vorliegende Studie bedient sich der Input-Output-Tabellen, welche von der Statistik Austria erstellt werden und die gesamte Volkswirtschaft abbilden und dadurch eine wichtige Basis für wirtschaftliche Analysen bilden. Dadurch können wechselseitig verknüpfte Liefer- und Bezugsstrukturen der einzelnen Wirtschaftssektoren erfasst und quantifiziert werden. Allerdings ist die aktuelle Darstellung des Bereichs (erneuerbare) Energie in der herkömmlichen Aufgliederung der Tabellen nicht ausreichend genau ausgewiesen, um die Vielfalt der volkswirtschaftlichen Verflechtungen in diesem Bereich darzustellen. Die Energieproduktion aus Erneuerbaren ist in der IOT der Statistik Austria für Österreich nicht als gesonderter Sektor enthalten. Mit ein Grund dafür ist, dass erneuerbare Energien keine selbstständige und klar definierte Branche abbilden, sondern gemeinsam mit fossilen Energieträgern und den nachgelagerten Energieversorgungsdienstleistungen nur im Aggregat enthalten sind. Auch die Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern ist für das Studienvorhaben nicht ausreichend dargestellt. Diese Informationen sind jedoch wichtig für die Berechnung von Nettoeffekten im Energiesektor.

Zur Erfassung der ökonomischen Relevanz des Bereichs erneuerbare Energie wird daher ein Satellitenkonto beziehungsweise eine IOT-Erneuerbare-Energie erstellt (IOT-EE), welche auf der allgemeinen IOT aufbaut und diese erweitert. Durch die Extrahierung der relevanten Teilmärkte und Verdichtung dieser Information kann der spezifische Wirtschaftsanteil der erneuerbaren Energien in eine praktikable Form gegossen werden. Das Energiesatellitenkonto bleibt dabei immer verknüpft mit der allgemeinen IOT, um die Verflechtungen mit der restlichen Wirtschaft weiterhin aufzeigen und analysieren zu können und die Auswirkungen von Effekten wie Nachfrageänderungen oder wirtschaftspolitischen Maßnahmen berechnen zu können. Die IOT-EE stellt das methodische Endresultat dar, welches die Verflechtungen der einzelnen erneuerbaren und fossilen Energieträger mit der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung aufzeigt.

In Anlehnung an die oben erwähnten Anwendungen eines Satellitenkontos ist es das Ziel dieses Energiesatellitenkontos, die Verflechtungen des Bereichs erneuerbare Energie mit allen Sektoren abzubilden, um realistische Aussagen über die ökonomischen Auswirkungen von Investitionen und laufenden Ausgaben in diesem Bereich tätigen zu können.

4 Konstruktion des Energiesatellitenkontos

4.1 Hintergrund

Zur Berechnung der ökonomischen Effekte der Ökostrommilliarde wird als Methode die Input-Output-Analyse verwendet,³ die auf der von der Statistik Austria veröffentlichten Input-Output-Statistik basiert.

Die für Österreich von der Statistik Austria publizierten Tabellen der Input-Output-Statistik sind in jeweils 74 Wirtschafts- und Gütersektoren untergliedert. Im Hinblick auf die vorliegende Fragestellung ist dabei allerdings problematisch, dass der Energiesektor nur in sehr stark aggregierter Form abgebildet ist. Er umfasst nicht nur die Stromproduktion durch die verschiedenen verwendeten Technologien, sondern auch Elektrizitätsdistribution sowie die Gas- und Fernwärmeversorgung. Berechnungen zu erneuerbaren Energietechnologien auf Basis dieses aggregierten Energiesektors würden unter massivem „aggregation bias“ (Verzerrung durch Aggregation) leiden.⁴

Daher wird als erster Schritt ein Energiesatellitenkonto erstellt, das insbesondere den Energiebereich genauer abbildet. Die Methodik basiert dabei nicht auf dem Ansatz von Allan et al. (2020), die das Input-Output-System primär um zusätzliche Tabellen erweitern. Stattdessen wird der Ansatz verfolgt, die bestehenden Tabellen des Input-Output-Systems zu überarbeiten und in den besonders relevanten Sektoren zusätzliche Details herauszuarbeiten, indem die betreffenden Wirtschafts- und Gütersektoren in mehrere Teilsektoren untergliedert werden. In dieser Hinsicht können unter anderem folgende Studien als Vorbilder betrachtet werden:

- Lindner et al. (2013) disaggregieren den Elektrizitätssektor in der chinesischen Input-Output-Tabelle, indem sie zunächst auf Basis von vorhandenen Investitionsdaten Elektrizitätserzeugung und -distribution trennen. Zur Bestimmung der Vorleistungsstrukturen der einzelnen Stromerzeugungstechnologien verwenden sie Input-Weight-Matrizen auf Basis von Kostenstrukturen der International Energy Agency. Die Verflechtung zwischen Stromnachfragern und Erzeugungstechnologien erfolgt auf Basis des Energiemixes der jeweiligen Netzregionen und Daten zur räumlichen Verteilung der Wirtschaftsbranchen.
- Einen grundsätzlich ähnlichen Ansatz wie Lindner et al. (2013) verfolgen Allan et al. (2007). Sie disaggregieren den Elektrizitätssektor der schottischen Input-Output-Tabelle, indem sie Vorleistungsvektoren für die einzelnen Strom-

³ Für einen Überblick über andere, in der Literatur häufig verwendete Ansätze siehe zum Beispiel Jenniches (2018).

⁴ Lenzen (2011) hat gezeigt, dass gerade im Umweltbereich eine stärkere Disaggregation zumeist vorzuziehen ist, selbst wenn sie auf bruchstückhaften Daten basiert.

erzeugungstechnologien recherchieren und die nicht dadurch abgebildeten Komponenten als Versorgungsdienstleistungen (Stromnetze, Elektrizitätsverteilung und -handel) interpretieren. Dadurch umgehen sie das Problem, dass – wie damals üblich – in der Energiebranche oft große integrierte Unternehmen dominierten, die sowohl Stromproduktion als auch Dienstleistungen zur Stromversorgung abdeckten. Zur Abbildung der Strombezugsstrukturen der einzelnen Wirtschaftssektoren sowie der Endnachfrage nehmen sie an, dass StromerzeugerInnen fast ausschließlich an den Elektrizitätsdistributionssektor liefern, der dann die Elektrizität unabhängig von der Erzeugungstechnologie an die Endnachfrager liefert.

- Wiedmann et al. (2011) verknüpfen schließlich in ihrer Studie die Input-Output-Statistik mit Daten aus dem Life Cycle Accounting, um den Windenergiesektor im Detail abzubilden.

Die Grundidee ist es also, den Energiesektor (NACE bzw. CPA-Sektor 35)⁵ – neben einigen wichtigen damit verbundenen Sektoren – wie in Abbildung 2 dargestellt zu untergliedern, zunächst (1) nach Elektrizitäts-, Gas- und Fernwärmeversorgung, in weiterer Folge (2) Elektrizitäts- und Gassektor jeweils in Erzeugung und Versorgungsdienstleistungen und schließlich (3) insbesondere die Elektrizitätserzeugung hinsichtlich der verschiedenen Erzeugungstechnologien. Dadurch weist der Energiesektor des Energiesatellitenkontos folgende Struktur auf:

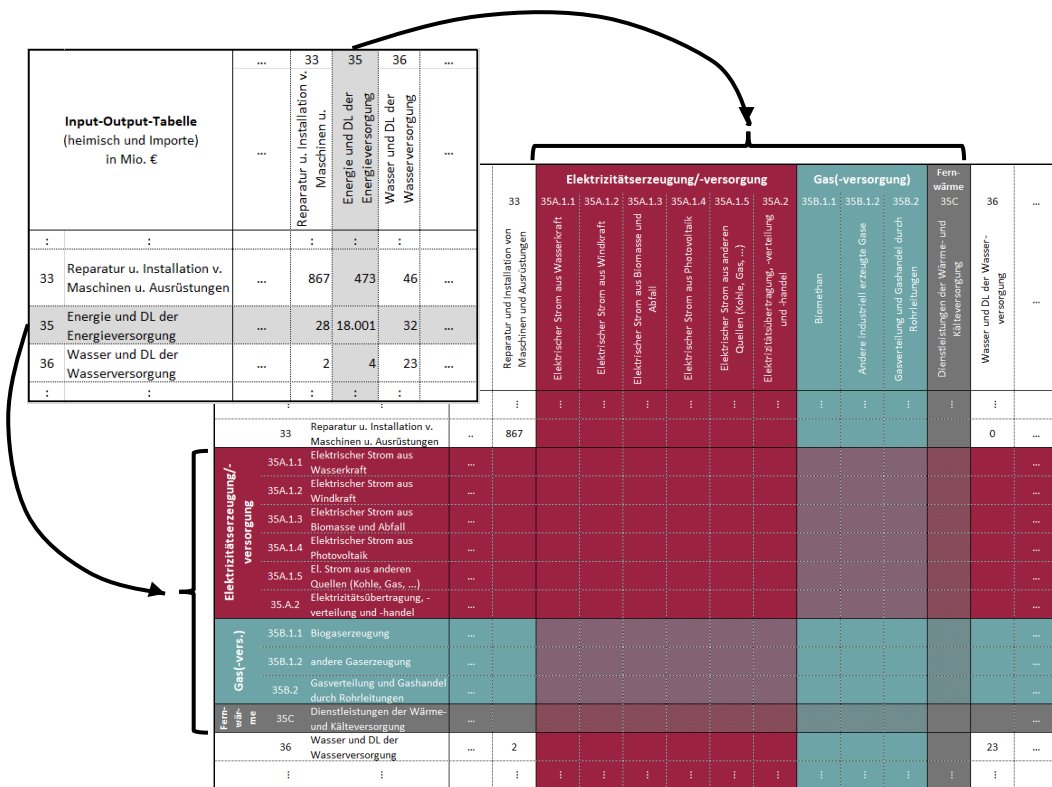
- **35A Elektrizitätsversorgung**
 - 35A.1 Elektrizitätserzeugung
 - 35A.1.1 Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft
 - 35A.1.2 Elektrizitätserzeugung aus Windkraft
 - 35A.1.3 Elektrizitätserzeugung aus Biomasse und Biogas
 - 35A.1.4 Elektrizitätserzeugung aus Photovoltaik
 - 35A.1.5 Elektrizitätserzeugung aus sonstigen Quellen (insbesondere fossile)
 - 35A.2 Elektrizitätsübertragung, -verteilung und -handel

⁵ Unternehmen beziehungsweise Wirtschaftssektoren sind in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung nach der NACE-Klassifikation (Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne) klassifiziert; Güter und Dienstleistungen nach CPA (Classification of Products by Activity). Die beiden Klassifikationen entsprechen einander allerdings weitgehend, sodass jedem Wirtschaftssektor (NACE) in der Regel eine Gruppe von charakteristischen Produkten (CPA) gegenübersteht. Die CPA-Klassifikation ist in Tabelle 15 im Anhang dargestellt.

- **35B Gasversorgung**
 - 35B.1 Gaserzeugung
 - 35B.1.1 Erzeugung von Biomethan
 - 35B.1.2 Erzeugung von anderen Gasen
 - 35B.2 Gasverteilung und -handel
- **35C Wärme- und Kälteversorgung**

Dadurch ist es möglich, die ökonomischen Wirkungen der Ökostrommilliarde, welche sich schwerpunktmäßig auf die Stromerzeugung auswirkt, deutlich genauer abzuschätzen als dies bei einem aggregierten Energiesektor der Fall wäre.

Abbildung 2: Disaggregation des Energiesektors am Beispiel der Input-Output-Tabelle



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Folgenden wird nun in den Grundzügen die Methode dargestellt, mit der das Energiesatellitenkonto im Rahmen dieses Projekts erstellt wurde.

4.2 Vorarbeiten

Ausgangsbasis für das Energiesatellitenkonto ist eine Sonderauswertung zur Input-Output-Statistik der Statistik Austria (2021b), die – im Gegensatz zu den 74 Güter- bzw.

Wirtschaftssektoren der normalen Input-Output-Statistik – in der vorliegenden Version 99 Güter- bzw. Dienstleistungssektoren und 84 Wirtschaftssektoren aufweist. Insbesondere ist darin der Energiesektor 35 bereits in Elektrizitätsversorgung (35A), Gasversorgung (35B) und Fernwärmeversorgung (35C) untergliedert. Bevor jedoch der Elektrizitätsversorgungssektor weiter untergliedert werden konnte, mussten zunächst einige Vorarbeiten geleistet werden:

Da diese Sonderauswertung einen breiteren Anwendungsbereich abdecken sollte – neben dem Energiesektor ist darin daher insbesondere auch der Verkehrsbereich stärker disaggregiert abgebildet – wurden in einem ersten Schritt für das Energiesatellitenkonto nicht unmittelbar relevante Sektoren wieder aggregiert, um zusätzliche zeitaufwendige Datenrecherchen zu vermeiden. Dies betrifft vor allem den Verkehrsbereich und dafür relevante Vorleistungen.

Einen Sonderfall stellen Wertschöpfungs- und Beschäftigungstabellen der Input-Output-Statistik dar. Für diese Tabellen war keine Sonderauswertung möglich, daher musste die Untergliederung des Energiesektors 35 in Elektrizitäts-, Gas- und Fernwärmeversorgung hier selbst geschätzt werden. Die Vorgehensweise war dabei im Wesentlichen wie folgt: Die Wertschöpfungssumme je Teilssektor (35A/B/C) ergibt sich als Differenz von Produktionswert (Aufkommenstabelle) und Intermediärverbrauch (Verwendungstabelle). Für Arbeitnehmerentgelte sowie Beschäftigte und Vollzeitäquivalente sind für die drei Bereiche Elektrizitäts-, Gas- und Fernwärmeversorgung relativ gute Daten verfügbar, sie wurden auf Basis der Konjunkturstatistik (Variablen „Personalaufwand“, „Beschäftigte“ und „Geleistete Arbeitsstunden“) geschätzt. Für die übrigen Wertschöpfungskomponenten („Sonstige Produktionsabgaben, netto“, „Abschreibungen“ und „Betriebsüberschuss“) sind dagegen nur bruchstückhafte Informationen aus der Leistungs- und Strukturstatistik (LSE) (Statistik Austria, 2019) verfügbar, die nur bedingt mit der Input-Output-Statistik vergleichbar sind. Daher wurden hier nur soweit plausibel die Anteile von Abschreibungen und Produktionsabgaben am Bruttobetriebsüberschuss übernommen und auf die Aggregate der Input-Output-Statistik hochgerechnet. Der Betriebsüberschuss wurde analog zur VGR als Saldogröße ermittelt. Das Ergebnis bilden Tabellen mit nunmehr 80 Gütern beziehungsweise Dienstleistungen und 76 Aktivitäten.

Im nächsten Schritt wurden zu einigen, für das Energiesatellitenkonto besonders relevanten Gütergruppen, die korrespondierenden Wirtschaftssektoren abgebildet. Für diese waren aus der Sonderauswertung nur Daten auf Güter-, nicht aber auf Wirtschaftssektor-Ebene bekannt.⁶ Um quadratische Tabellen zu erhalten, mussten diese

⁶ Dabei handelt es sich um die Gütergruppen 27A (enthält Generatoren, Transformatoren und Elektrizitätsverteilungs- und Schalteinrichtungen), 28A (enthält Turbinen) und 33ID beziehungsweise 33RD (Installations- beziehungsweise Reparaturarbeiten an elektrischen Maschinen und Geräten).

Wirtschaftssektoren ebenfalls geschätzt werden. Für die Güterproduktion wurde dabei der Produktionswert des jeweiligen Sektors auf Basis der Konjunkturstatistik aufgeteilt. Analog zu Wiedmann et al. (2011) wurde in der Folge angenommen, dass die gesamte charakteristische Produktion – sofern möglich – ausschließlich im jeweiligen Teilsektor stattfindet (zum Beispiel Reparaturarbeiten an elektrischen Ausrüstungen werden ausschließlich durch den Sektor 33RD „Reparatur von elektrischen Ausrüstungen“ durchgeführt). Nicht-charakteristische Produkte wurden gemäß den verbleibenden Produktionswerten verteilt. Zur Aufteilung der Güterverwendung wurden zunächst die Anteile der Detailsektoren auf Basis der LSE berechnet und die Intermediärverbrauchssumme laut Input-Output-Statistik entsprechend verteilt. Die Aufteilung des Intermediärverbrauchs der einzelnen Güter/Dienstleistungen erfolgt dann auf Basis der Gütereinsatzstatistik, sofern darin Daten dazu vorliegen; andernfalls deutlich unschärfer auf Basis der LSE oder proportional zum freien Rest. Wertschöpfung und Beschäftigung wurden wie bereits beschrieben auf Basis der LSE bzw. der Konjunkturstatistik geschätzt. Im Hinblick auf Spannen (Großhandels-, Einzelhandels- und Transportspannen, Gütersteuern und -subventionen) wurde angenommen, dass sie in allen neuen Teilsektoren eines Sektors identisch sind.

4.3 Disaggregation des Energiesektors

Dritter Schritt und Kernstück des Energiesatellitenkontos ist die Disaggregation des Energiesektors. Damit die im Rahmen des EAG besonders geförderten Erneuerbare-Energie-Technologien detailliert abgebildet sind, muss insbesondere der Elektrizitätssektor noch weiter unterteilt werden. Der zumeist dreigliedrige Energiesektor aus der Sonderauswertung wird daher weiter auf fünf Teilsektoren für die Elektrizitätserzeugung sowie zwei für die industrielle Gasproduktion, sowie jeweils einen für Elektrizitäts- und Gasverteilung (inklusive Übertragung und Handel) erweitert. Das folgende Kapitel gibt einen kurzen Überblick, wie wir dabei vorgegangen sind. Anzumerken ist, wie auch schon Wiedmann et al. (2011) festgestellt haben, dass diese neuen Teilsektoren – auch dort, wo sie in eine NACE-Struktur eingebettet wurden, eher einen Gütercharakter aufweisen, da beispielsweise die Produktion von Elektrizität aus fossilen Quellen nur in den seltensten Fällen in darauf spezialisierten Unternehmen erfolgt, sondern zumeist in größeren Energieversorgungsunternehmen, die Strom mit unterschiedlichen Technologien erzeugen und auch vertreiben. Analog zu Allan et al. (2007) wurde außerdem nicht modelliert, welche Sektoren Strom aus welcher Erzeugungstechnologie beziehen, sondern angenommen, dass StromproduzentInnen – mit wenigen Ausnahmen – die erzeugte elektrische Energie an den Stromübertragungs-, -verteilungs- und -handelssektor liefern, der dann die EndkundInnen versorgt.

4.3.1 Aufkommenstabelle

Die Stromproduktion bzw. die Produktionswerte der einzelnen Technologien wurden primär auf Basis der Gesamtenergiebilanz (Statistik Austria, 2021a) für die von Energieversorgungsunternehmen erzeugten Mengen und der PRODCOM (Statistik Austria, 2021d) für die Durchschnittspreise geschätzt. Darüber hinaus wurde angenommen, dass die gesamte charakteristische Produktion – sofern sie dem Energiesektor 35 zugerechnet werden kann – im jeweiligen Teilsektor erfolgt (also beispielsweise die gesamte Wasserkrafterzeugung im neuen Teilsektor Wasserkraft).

4.3.2 Verwendungstabelle

Auf der Verwendungsseite waren die wichtigsten Quellen zur Disaggregation des Energiesektors die recherchierten Informationen zu den einzelnen Elektrizitätserzeugungstechnologien (siehe Kapitel 6–10). Für jede Technologie (Wasserkraft, Windkraft, Biomasse und Biogas, Photovoltaik, fossile Elektrizitätserzeugung sowie Biomethan) wurden unter anderem Daten zu Höhe und Struktur von Betriebs- und Investitionskosten sowie zu Produktion und Beschäftigung für das Jahr 2017 erhoben. Genauere Informationen sowie die verwendeten Quellen können den Kapiteln 6 bis 10 entnommen werden. Diese Daten wurden nun in die einzelnen Tabellen der Input-Output-Statistik integriert. Da diese recherchierten Daten zu den einzelnen Technologien in aller Regel nicht auf Ebene der 74 Sektoren der Input-Output-Statistik verfügbar waren, sondern nur in deutlich stärker aggregierter Form – beispielsweise als „Instandhaltungskosten“, „Verwaltungskosten“ oder „Betriebsstoffe“ – mussten sie zunächst mithilfe verschiedener Annahmen auf die einzelnen Güter- und Dienstleistungssektoren der Input-Output-Statistik übergeleitet werden. So wurden z. B. für jede der recherchierten Kostenpositionen zunächst die entsprechenden CPA-Sektoren gesucht und der Gesamtwert danach auf diese aufgeteilt, wobei vor allem auf angepasste durchschnittliche Anteile des Elektrizitätssektors (35A) zurückgegriffen wurde. Für die übrigen Teilsektoren (35A.2 Elektrizitätsübertragung, -verteilung und -handel, 35B.1.2 Erzeugung von anderen Gasen und 35B.2 Gasverteilung und -handel) haben wir in der Folge Schätzungen auf Basis von Daten der Statistik Austria (zumeist LSE) gemacht.

Eine besondere Herausforderung an dieser Stelle ist, dass die einzelnen verfügbaren Datenquellen nicht unbedingt konsistent sind. In der Regel werden daher die Summen über die einzelnen Teilsektoren des Energiesektors noch nicht mit den Aggregatwerten der Input-Output-Statistik übereinstimmen. Daher müssen die Tabellen im Anschluss mit einem Ausgleichsverfahren korrigiert und in einen konsistenten Zustand überführt werden. Dafür haben wir ein RAS-basiertes Ausgleichsverfahren auf den so vorläufig disaggregierten Energiesektor angewandt. Die im Satellitenkonto hinterlegten Werte für

die einzelnen Technologien entsprechen daher nicht exakt den recherchierten Zahlen. Allerdings wurden die vergleichsweise zuverlässigen Datenquellen für die einzelnen Elektrizitätserzeugungstechnologien im Ausgleichsverfahren deutlich stärker gewichtet, sodass die im Satellitenkonto hinterlegten Werte in der Regel sehr nahe an recherchierten Zahlen liegen.

Eine Besonderheit stellte die Erzeugung von Biogas (Biomethan) dar. Diese ist laut CPA-Klassifikation dem Sektor 35B (industriell erzeugte Gase; Dienstleistungen der Gasversorgung) zuzuordnen. Allerdings hat sich gezeigt, dass laut Input-Statistik in diesem Sektor die dafür nötigen Vorleistungen – insbesondere der Feedstock – fehlen. Grund dafür dürfte sein, dass die bestehenden Anlagen zur Biomethanproduktion fast ausschließlich von anderen NACE-Sektoren (z. B. Energieversorgungsunternehmen, die der Elektrizitätsversorgung zugeordnet sind, Abfallentsorgern oder Unternehmen der Nahrungs- und Futtermittelproduktion) betrieben werden. Wir haben daher zunächst in allen Tabellen die für die Biomethanproduktion nötigen Mengen innerhalb von Sektor 35 in den Teilssektor Sektor 35B umgebucht.

Die Wertschöpfung der einzelnen Technologien wurde auch hier als Differenz zwischen Produktionswert und benötigten Vorleistungen geschätzt, schwierig war die Datenlage allerdings hinsichtlich der Verteilung auf die verschiedenen Wertschöpfungskomponenten. Dabei wurden zumeist folgende Annahmen getroffen:

- Die ArbeitnehmerInnenentgelte ergeben sich – sofern die Kostenstruktur keine plausiblen Angaben zu Personalkosten enthalten – als Produkt von erhobenen (unselbstständig) Beschäftigten und durchschnittlichen Personalkosten in der Elektrizitätserzeugung laut Konjunkturstatistik (Statistik Austria, 2020a).
- Nettoproduktionsabgaben wurden mit dem Durchschnittsanteil von Sektor 35A aus der Sonderauswertung (bereinigt um CO₂-Abgaben für fossile Erzeugung) angenommen.
- Abschreibungen wurden auf Basis von historischen Investitionsdaten oder der jährlich jeweils neu installierten Leistung geschätzt.
- Betriebsüberschüsse ergeben sich als verbleibende Differenz zur Wertschöpfungssumme.

4.3.3 Weitere Tabellen der Input-Output-Statistik

Die Vorgehensweise bei den Bruttoanlageinvestitionstabellen, die die Investitionsstrukturen der einzelnen Elektrizitätserzeugungstechnologien abbilden, war sehr ähnlich zu jener der Verwendungstabelle: Die Investitionsstrukturen der einzelnen Stromerzeugungstechnologien wurden recherchiert und als erstes in die Tabellen

eingebaut. Anschließend wurden die Investitionen der übrigen Teilssektoren auf Basis der LSE (Statistik Austria, 2019) geschätzt und ergänzt. Schließlich wurden die Tabellen wieder mit einem RAS-basierten Ausgleichsverfahren in einen konsistenten Zustand gebracht. Da für die Bruttoanlageinvestitionstabellen aus der Sonderauswertung auf Ebene der Aktivitäten keine Unterscheidung nach Elektrizitätsversorgung (35A), Gasversorgung (35B) und Fernwärme (35C) verfügbar war, erfolgte die Anpassung der drei Teilssektoren hier nicht individuell, sondern zusammen.

Die Beschäftigtenzahlen der einzelnen Erzeugungstechnologien wurden wiederum recherchiert und in die Beschäftigungstabellen integriert, Informationen zu den verwendeten Quellen sind in den Kapiteln 6–10 zu finden. Spannen sowie Gütersteuern von Vorleistungen und Endnachfrage wurden mit den jeweiligen sektorspezifischen Durchschnittswerten angenommen.

4.3.4 Input-Output-Tabellen

Noch nicht erstellt wurden an dieser Stelle die Input-Output-Tabellen selbst. Beide Versionen – nur heimische Produktion sowie heimische Produktion und Importe – werden nun im letzten Schritt geschätzt. Die österreichische Input-Output-Tabelle weist in Spalten und Zeilen jeweils Gütersektoren aus und beruht weitgehend auf der Gütertechnologieannahme. Dementsprechend kann die Technologiematrix und damit die Input-Output-Tabelle – zumindest theoretisch – aus Aufkommenstabelle V und Verwendungstabelle U abgeleitet werden. In der Praxis führt die Statistik Austria zuvor allerdings umfangreiche Vorarbeiten durch (Statistik Austria, 2020b), die mangels genauer Informationen nicht nachgebildet werden können.

Daher sind wir an dieser Stelle so vorgegangen, dass wir stattdessen die einzelnen, noch zu disaggregierenden Zellen der Input-Output-Tabellen proportional auf Basis der entsprechenden Zellen der bereits disaggregierten Verwendungstabellen⁷ auf die Subsektoren verteilt haben. Ausgenommen davon ist die Elektrizitätserzeugung nach den unterschiedlichen Technologien sowie die Biomethanproduktion: Diese wurden in der Regel direkt eins zu eins aus der jeweiligen Verwendungstabelle übernommen, da sie bereits dort eher den Charakter eines Gutes als eines Wirtschaftssektors haben.

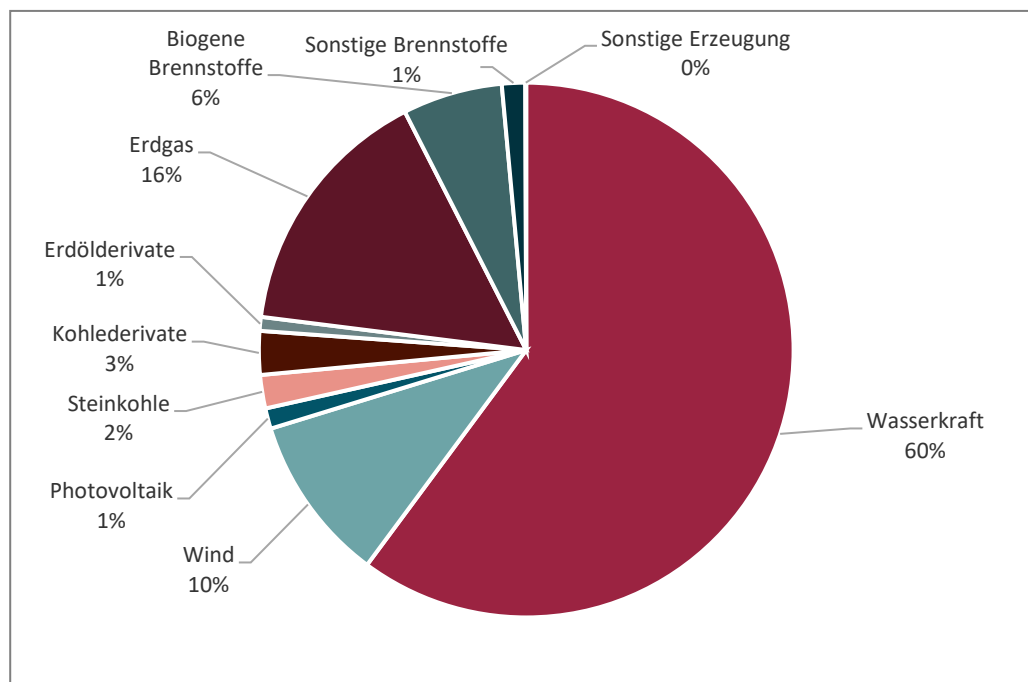
⁷ Eine Verwendungstabelle, die nur die heimische Produktion enthält, ist in der Input-Output-Statistik normalerweise nicht enthalten, wurde aber hier zu diesem Zweck aus den anderen Tabellen abgeleitet.

5 Stromproduktion in Österreich

5.1 Status quo

Im Jahr 2019 wurden in Österreich 57,0 Terawattstunden Strom aus Wasserkraft, Wind, Photovoltaik (PV) und biogenen Brennstoffen im Sinne der österreichischen beziehungsweise EU-Richtlinien erzeugt, womit der Anteil dieser Technologien an der heimischen Stromerzeugung (insgesamt 73,5 Terawattstunden) bei rund 78 Prozent lag (E-Control, 2020b).⁸ In Abbildung 3 ist die Struktur der österreichischen Bruttostromerzeugung – diese entspricht der gesamten Stromerzeugung in Österreich einschließlich Eigenverbrauch der StromerzeugerInnen – für das Jahr 2019 dargestellt. Eine Übersicht in Tabellenform befindet sich im Anhang in Tabelle 16.

Abbildung 3: Struktur der österreichischen Bruttostromerzeugung in Prozent der erzeugten Gigawattstunden, 2019



Anmerkung: Die Kategorie „biogene Brennstoffe“ beinhaltet biogene Brennstoffe laut der österreichischen beziehungsweise der EU-Richtlinien. Quelle: E-Control (2020b), eigene Darstellung.

Demnach war Wasserkraft (44,2 Terawattstunden; 60 Prozent) mit Abstand die bedeutendste erneuerbare Stromerzeugungstechnologie, gefolgt von Wind (7,4 Terawattstunden; 10 Prozent), biogenen Brennstoffen im Sinne der österreichischen

⁸ Es gibt unterschiedliche Berechnungsmethoden, weshalb der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von anderen Quellen abweichen kann.

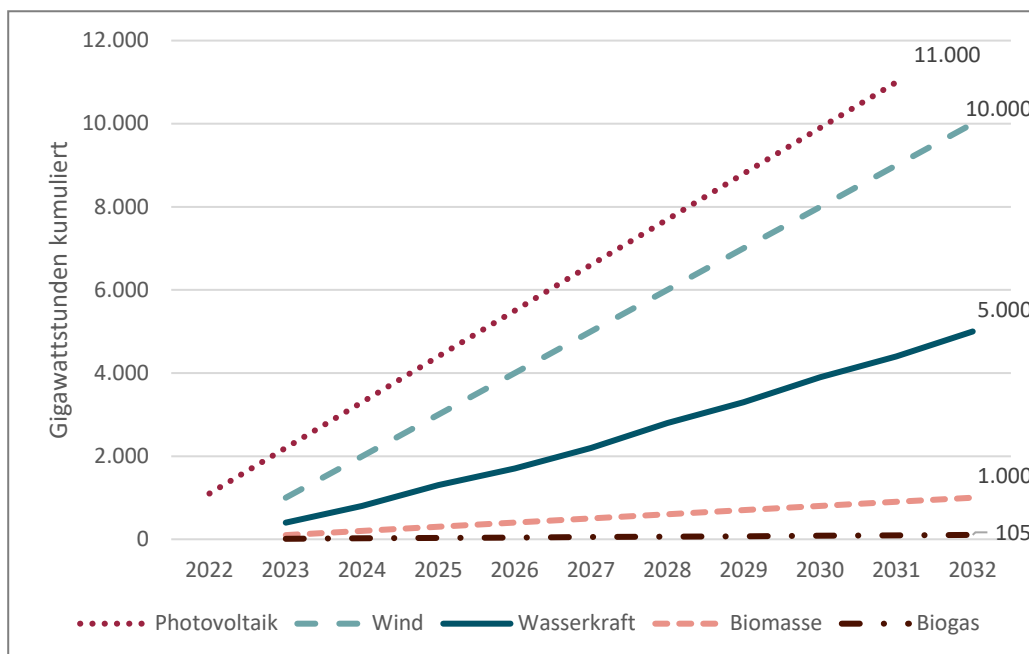
und EU-Richtlinien (4,4 Terawattstunden; 6 Prozent) und Photovoltaik (0,9 Terawattstunden; 1 Prozent). Die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Derivaten belief sich auf 15,4 Terawattstunden und machte 21 Prozent der Stromerzeugung aus. Von den fossilen Energieträgern nahm Erdgas mit 11,4 Terawattstunden (16 Prozent) eine bedeutsame Rolle ein (E-Control, 2020b).

Das im EAG erklärte Ausbauziel von 27,0 Terawattstunden bedeutet, dass die Stromerzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien erheblich erhöht werden soll. Im folgenden Unterkapitel wird auf die Ausbauziele für die einzelnen Technologien eingegangen.

5.2 Ziel 2030 – Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket

Um das im EAG gesetzte Ziel, den Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100 Prozent national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen zu decken, zu erreichen, soll die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 mengenwirksam um 27 Terawattstunden gesteigert werden (BGB, 2021). In Abbildung 4 sind die geplanten Ausbaupfade (gerundet) für die einzelnen Technologien ersichtlich. In Tabelle 17 im Anhang sind die Daten tabellarisch dargestellt.

Abbildung 4: Ausbaupfade (gerundet) für die einzelnen Technologien kumuliert in Gigawattstunden, 2022–2032



Anmerkung: „Annahme linearer Ausbau zu Zielerreichung 2030. Nach Kontrahierung wurden zwei Jahre bis Fertigstellung angenommen. Ausnahmen: Photovoltaik nur ein Jahr bis Fertigstellung, Wasserkraft > 20 Megawatt erste Kontrahierungen 2025, erste Fertigstellung somit 2027.“ BMK (2021a). Quelle: BMK (2021a), eigene Darstellung.

Von den 27 Terawattstunden soll(en) 1 Terawattstunde auf Biomasse, 11 Terawattstunden auf Photovoltaik, 5 Terawattstunden auf Wasserkraft und 10 Terawattstunden auf Windkraft entfallen. Nach Kontrahierung wurden jeweils zwei Jahre bis zur Fertigstellung der Anlagen angenommen; nur für Photovoltaik wurde ein Jahr bis Fertigstellung angenommen, weshalb der Ausbaupfad in der Abbildung schon früher beginnt.

Als Förderinstrumente werden in allen Bereichen Marktprämien und Investitionszuschüsse eingesetzt. Die jährlichen finanziellen Unterstützungen sollen im dreijährigen Mittel eine Milliarde Euro nicht übersteigen und verstehen sich vorbehaltlich allfälliger Kürzungen.

6 Biomasse und Biogas

6.1 Hintergrund

Der Biomassesektor nimmt im Portfolio der erneuerbaren Energietechnologien in vielerlei Hinsicht eine gewisse Sonderrolle ein. Einerseits müssen die Inputfaktoren im Gegensatz zu Wind, Wasser und Sonne erst durch vorgelagerte wirtschaftliche Produktionsprozesse generiert werden. Dabei kann es sich entweder um die gezielte Produktion von Biomasse zur Energiegewinnung handeln oder aber um Abfallprodukte aus Haushalten und anderen Industrien, wie etwa Sägenebenprodukte aus der verarbeitenden Holzindustrie, Ablaugen aus der Papierherstellung oder Deponie- und Klärgase von kommunalen Betrieben. Andererseits umfasst der Output der Energieerzeugung im Biomassesektor neben der Erzeugung von Strom auch Wärme, wodurch der Biomassesektor auf zwei unterschiedlichen Absatzmärkten tätig ist. Strom und Wärme werden dabei gekoppelt in einem Betrieb produziert, was besonders bei Anlagen für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genutzt wird.

Neben der Diversität der verschiedenen Inputfaktoren bildet die Form der genutzten Energieträger eine weitere Besonderheit des Biomassesektors. Biomasse wird sowohl in fester Form (zum Beispiel Hackgut, Rinde, Restmüll) als auch in gasförmigem Zustand (zum Beispiel Deponiegas, Klärgas, Biogas) genutzt. Dabei ist es grundsätzlich möglich, Biogas entweder vor Ort zu verstromen und die dabei erzeugte Wärme zu nutzen oder aber das Biogas durch einen weiteren Prozessschritt auf Erdgasqualität aufzubereiten, um es in das Erdgasnetz einspeisen zu können. Bei der Verstromung von Biogas vor Ort wird die erzeugte Wärme genutzt, um Nahrungsmittel und Holz industriell zu trocknen. Der Biomasse kommt als Energieträger im Mix der erneuerbaren Energien eine wichtige Funktion als regelbarer Energieträger mit speicherfähigen Inputfaktoren zu, die im Vergleich zu den volatilere Energieformen Wind, Wasser und Sonne weniger von wetterbedingten Schwankungen abhängig ist. Daher spielt die Biomasse zur Energieproduktion eine wichtige Rolle als Stabilisator der Energieversorgung.

Die Anzahl der KWK-, Biogas-, Deponie-, Klärgas- und der flüssigen Biomasse-Anlagen mit Ökostromvertrag wird mit der zugehörigen Engpassleistung, dem eingespeisten Strom und der produzierten Wärme für das Jahr 2018 in Tabelle 1 genauer dargestellt. Aus der Gegenüberstellung wird ersichtlich, dass die Biomasse-KWK-Anlagen den größten Beitrag sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeproduktion leisten. An zweiter Stelle liegt die Energieproduktion aus Biogas, bei der neben Strom und Wärme auch noch Biomethan und Düngemittel als weitere Produkte hergestellt werden. Die Energieproduktion aus Deponie- und Klärgas ebenso wie die Energieproduktion aus flüssiger Biomasse, ist im direkten Vergleich vernachlässigbar (Österreichischer Biomasse-Verband, 2019).

Tabelle 1: Anzahl der Anlagen mit Ökostromvertrag im Jahr 2018

Anlagen	Anzahl	Engpassleistung [MW _{elektrisch}]	Strom [GWh/a]	Wärme [GWh/a]
Biomasse-KWK	141	302,00	2.266,00	4.023,00
Biogas	288	86,00	565,00	350,00
Deponie- und Klärgas	39	14,80	15,76	0,00
Biomasse flüssig	15	1,10	0,05	0,00

Anmerkung: Bei Biogas werden zusätzlich 170 Gigawattstunden Biomethan pro Jahr und 1,5 Millionen Tonnen Düngemittel pro Jahr produziert. Quelle: Österreichischer Biomasse-Verband (2019).

Mit einem Anteil der biogenen Energien von 6,1 Prozent an der heimischen Stromproduktion im Jahr 2019 liegt die Biomasse zwischen der Energieproduktion aus Windkraft (10,1 Prozent) und Photovoltaik (1,2 Prozent) (E-Control, 2020b).

Laut der Biomasse-Landkarte Österreich (Österreichischer Biomasse-Verband, 2019) gibt es in Österreich 54 Kessel- und OfenherstellerInnen, 19 AnlagenplanerInnen, 16 Zulieferbetriebe und 15 Betriebe der Brennholztechnik. Neben den 288 Biogas- und den 141 Biomasse-KWK-Anlagen existieren 834 Biowärme-PartnerInnen, wie etwa Installateurs- und Rauchfangkehrer-Betriebe.

Aus den Studien von Höher et al. (2017) und Koller (2016) geht hervor, dass es etwa 1.061 direkte Beschäftigte und 2.844 indirekte Beschäftigte in Vollzeitäquivalenten in der Energieproduktion aus Biomasse und Biogas gibt. Auf Basis der Umrechnungsfaktoren für Energieholzsortimente haben Höher et al. (2017) darüber hinaus 5.015 Beschäftigte in Vollzeitäquivalenten in den Zulieferketten Hackgut und Sägenebenprodukte berechnet. Als Resultat der Investitionstätigkeit wurden 1.661 direkte und 1.536 indirekte Beschäftigte in Vollzeitäquivalenten für beide Technologien gesamt geschätzt. Außerdem wurden die Beschäftigten bei HerstellerInnen von Biomasseöfen, -herden und -kesseln auf 3.344 Vollzeitäquivalente und die Beschäftigten in Handel und Installation auf 532 geschätzt. In Summe ergeben sich aus diesen einzelnen Bereichen also Beschäftigte im Ausmaß von 16.004 Vollzeitäquivalenten, wobei in diesem Wert gewisse Gruppen noch nicht berücksichtigt sind, wie etwa technische PlanerInnen und Angestellte aus der Baubranche.

6.2 Datenquellen

Zur Erstellung des Energiesatellitenkontos und der Aufgliederung des Biomassesektors im Speziellen wurden unterschiedliche Datenquellen herangezogen. Zu den wichtigsten zählt dabei unter anderem die Gesamtenergiebilanz bis 2019 (Statistik Austria, 2021a), aus welcher die Stromproduktion aus Biomasse aufgegliedert nach Hausmüll-Bioanteil,

Holzabfall, Ablauge, flüssige Biogene, sonstige feste Biogene, Deponiegas, Klärgas und Biogas hervorgeht. Darüber hinaus gibt die Statistik zur Ökostromeinspeisung (E-Control, 2021a) Aufschluss über die eingespeiste Menge an Ökostrom nach Energieträger (Biomasse fest inklusive Abfall, Biomasse flüssig, Biomasse gasförmig, Deponie- und Klärgas), zur Nettovergütung und zur durchschnittlichen Vergütung in Cent pro Kilowattstunde je nach Energieträger. Dabei wird ersichtlich, dass es im Jahr 2017 eine Spannweite für den Abnahmepreis von Strom von 4,11 Cent pro Kilowattstunde für Deponie- und Klärgas und 7,87 Cent pro Kilowattstunde für flüssige Biomasse bis zu 13,16 Cent pro Kilowattstunde für Biomasse fest inklusive Abfall und 16,71 Cent pro Kilowattstunde für Biogas gab.

Die Holzströme in Österreich und ihre energetische Verwendung mit Daten für das Basisjahr 2018 (Österreichische Energieagentur, 2020) stellen eine wichtige Quelle in Bezug auf die Inputfaktoren und deren Herkunft für den Biomassesektor dar. Dabei werden die Materialflüsse von Inputs für die energetische Verwertung, aufgegliedert nach Brennholz, Hackgut, Rinde, Sägenebenprodukten, Lauge, Pellets und Briketts und ihre Verwendung in KWK-Anlagen und Prozessdampferzeugung, Heizanlagen, sowie Brenn- und Scheitholz-Feuerungsanlagen dargestellt.

Neben diesen Primärdaten zur Energieproduktion aus Biomasse wurden weitere Quellen für die ökonomische Betrachtung des Sektors miteinbezogen. Sowohl für den Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung als auch für den Bereich Biogas konnte dabei auf zwei Vorgängerstudien zurückgegriffen werden, die sich jeweils einzeln mit den volkswirtschaftlichen Effekten der beiden Bereiche auseinandergesetzt haben.

Koller (2016) hat eine volkswirtschaftliche Bewertung für den Biogassektor vorgenommen und dabei aufschlussreiche Zahlen zu Kostenstrukturen, Investitionen, Beschäftigung und Wertschöpfung für das Basisjahr 2013 geliefert. Im Rahmen der Studie wurde die Produktion des Biogassektors nach ÖCPA-2-Steller (siehe Tabelle 15 im Anhang) aufgegliedert und für die Energie und Dienstleistungen der Energieversorgung, Dienstleistungen der Abwasser- und Abfallentsorgung, Nahrungs- und Futtermittel, Papier und Pappe, sowie Holz für die Jahre 2011 bis 2013 quantifiziert. Weiters wurde der Produktionswert für die Jahre 2011 bis 2013, aufgegliedert nach Bruttolöhnen und -gehältern, Sozialbeiträgen der ArbeitgeberInnen, Abschreibungen, Betriebsüberschüssen, Wertschöpfung und Vorleistungen berechnet. Auf Nachfrage im Zuge eines Expertengesprächs mit dem Auftraggeber der Studie und Geschäftsführer des Kompost- und Biogas-Verbands, Herrn Bernhard Stürmer (2021), sind die Ergebnisse der Studie noch als solide Datengrundlage anzusehen, da sich seither zwar ein paar Veränderungen nach oben und unten ergeben haben, welche sich in Summe aber ausgleichen.

Für den Bereich der festen Biomasse hat die Österreichische Energieagentur eine Studie im Auftrag der IG Holzkraft zur volkswirtschaftlichen Bedeutung von Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse in Österreich verfasst (siehe Höher et al., 2017). Dabei wurden heimische Biomasseheizkraftwerke direkt befragt und in drei Leistungskategorien geclustert, um eine solide Datengrundlage zu generieren. Analysiert wurden dabei die Kostenstruktur von Investitionen und Vorleistungen ebenso wie die Wertschöpfung und Beschäftigung durch Biomasseheizkraftwerke und die vorgelagerten Bereiche. Im Rahmen der Studie wurden unter anderem Kennzahlen zur Berechnung der Vorleistungen biogener Brennstoffe, der Bezugskosten der Brennstoffe für den Zeitraum 2003 bis 2015 und die durchschnittliche Verteilung der Erlöse auf die Zulieferkette berechnet. Weiters wurden die Investitionen aufgegliedert und quantifiziert nach Erstinvestitionen und laufenden Investitionen und den Unternehmensbereichen Anlagen und Maschinen, Betriebs- und Geschäftsgebäude, sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung zugewiesen und der Importanteil beziffert. Die Studie gibt Aufschluss über Beschäftigungseffekte, getrennt nach den Zulieferketten Hackgut und Sägenebenprodukte und der direkten Beschäftigung in Biomasseheizkraftwerken. Außerdem werden direkte und indirekte Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte basierend auf Investitions- und Betriebsaufwänden von Biomasseheizkraftwerken im Zeitraum von 2003 bis 2015 berechnet. Im Rahmen eines Gesprächs mit der Auftraggeberin der Studie, Frau Eva Talic von der IG Holzkraft, wurde die Aktualität und Aussagekraft der Daten bestätigt (Talic, 2021).

Eine weitere wichtige Quelle zur Validierung der Zahlen stellt der Bericht „Erneuerbare Energie in Zahlen 2018“ von Biermayr (2018) dar, in welchem der Umsatz und die Beschäftigung der unterschiedlichen erneuerbaren Energieträger abgeschätzt werden.

Darüber hinaus wurde das Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) in Form des vorläufigen Endberichts im Einklang mit der am 28. Juli 2021 in Kraft getretenen Fassung des EAG (Resch et al., 2021) herangezogen, um die Kennzahlen für die Investitions- und Betriebskosten der Technologien mit dem neuesten Stand des Wissens abzugleichen und gegebenenfalls anzupassen.

6.3 Limitationen der verfügbaren Datenquellen

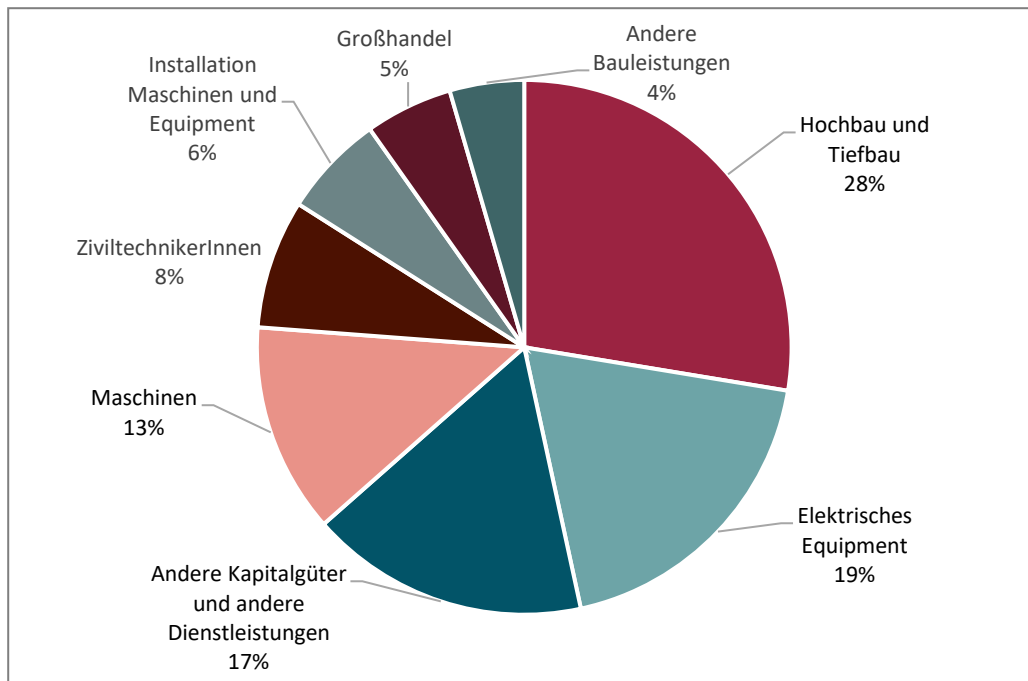
Im Rahmen der Datenrecherche gab es einige Schwierigkeiten, die nicht alle zur Gänze eliminiert werden konnten. Ein wichtiger Aspekt in dieser Hinsicht ist die nicht vorhandene Datenlage in Bezug auf die Importquote von Anlagen und Maschinen für den Bereich Biogas, für den neben einem konkreten Praxisbeispiel nur eine grobe Schätzung zu allen Kosten gesamt gemacht werden konnte. Diese grobe Abschätzung kann zu

Verzerrungen führen, da nicht klar ist, wie hoch der Anteil der Anlagenteile aus heimischer Produktion ist und wie hoch die Importquote ist. Ein weiterer Punkt ist die Quantifizierung der direkt Beschäftigten im Bereich Biogas, die aufgrund von fehlenden Daten nur über Kennwerte nach Anlagenleistung abgeschätzt werden konnten. Außerdem stellt die Kopplung von Wärme und Strom bei der Energiegewinnung aus Biomasse eine Herausforderung dar, da die Wertschöpfung von Strom allein nicht so einfach isoliert betrachtet werden kann.

6.4 Struktur und Höhe der Investitions- und Betriebskosten

Für die Errichtung einer Biomasse-, Biogas- oder Biomethananlage bedarf es unter anderem Investitionen in Maschinen, elektrisches Equipment, Hoch- und Tiefbau und technische Planung. In Abbildung 5 sind die Vorleistungsstrukturen für die Errichtung einer Biogasanlage exemplarisch dargestellt. In Tabelle 18 im Anhang sind die Daten tabellarisch dargestellt.

Abbildung 5: Struktur der Investitionskosten von Biogasanlagen



Quelle: Koller (2016), eigene Darstellung.

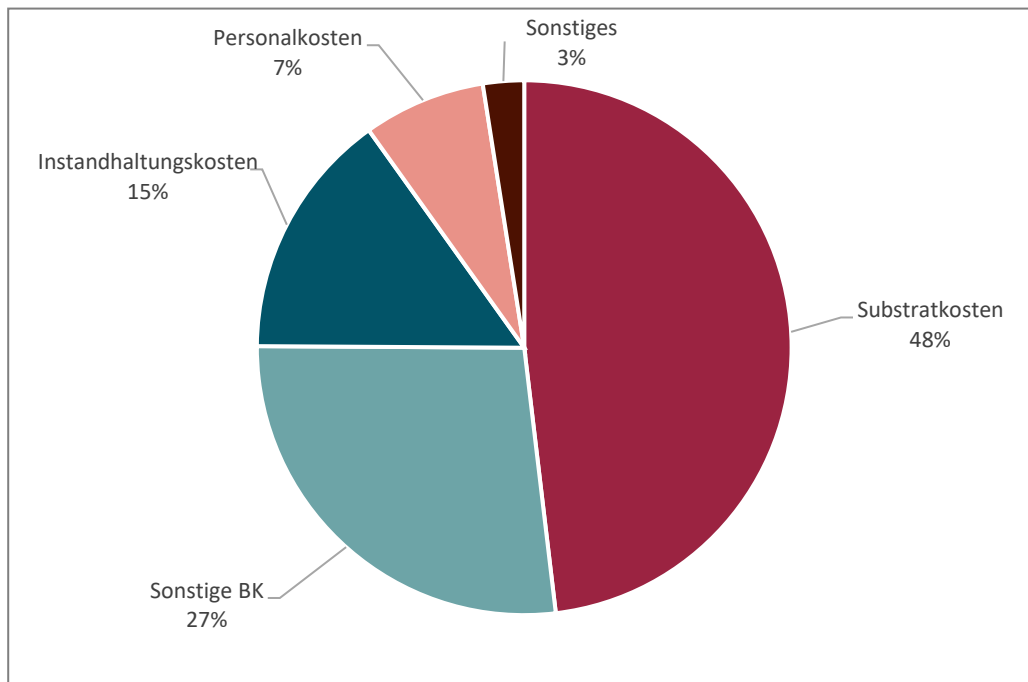
Während die notwendigen Dienstleistungen wie etwa der Service eines Ingenieurbüros hauptsächlich zu heimischer Wertschöpfung beiträgt, wird ein Teil der Maschinenteile durchaus aus dem Ausland importiert. Laut Höher et al. (2017) belaufen sich die Importe

für Anlagen- und Maschinenteile für Biomasseheizkraftwerke auf rund 38 Prozent, wobei dieser Anteil bei kleineren Biomassenanlagen geringer ist, da es mehr heimische HerstellerInnen gibt (Talic, 2021). Der heimische Anteil aller Investitions- und Betriebskosten, inklusive dem Inputfaktor Substrat, für den Betrieb einer Biogasanlage kann auf Grund der schlechten Datenlage nur geschätzt werden und beläuft sich auf etwa 95°Prozent (Stürmer, 2021).

Die Werte für die Investitionskosten von fester Biomasse und Biogas wurden aus dem vorläufigen Gutachten (Stand 15.11.2021) von Resch et al. (2021) entnommen und belaufen sich auf 6.630 Euro pro Kilowatt elektrisch für feste Biomassenanlagen bis 500 Kilowatt und auf 4.673 Euro pro Kilowatt elektrisch für eine sehr große Anlage mit 4,8 Megawatt. Aus diesen beiden Werten wurde ein Mittelwert für Anlagen größer 500 Kilowatt berechnet, der sich auf 5.651,50 Euro pro Kilowatt elektrisch beläuft. Die Investitionskosten für Biogasanlagen mit einer Leistung von 250 Kilowatt betragen laut Gutachten 5.696 Euro pro Kilowatt elektrisch. Die Investitionskosten für Biomethananlagen wurden im Rahmen des Expertengesprächs mit Bernhard Stürmer (2021) erhoben und belaufen sich auf 5.000 Euro pro Kilowatt elektrisch für bestehende Biogasanlagen, die umgerüstet werden müssen, und 4.522,61 Euro pro Kilowatt elektrisch für neue Biogasanlagen mit einer Produktionsleistung von 200 Kubikmetern pro Stunde und einer jährlichen Produktion von 13.958.000 Kilowattstunden.

Die Betriebskosten für feste Biomasse und Biogas basieren ebenso auf dem Gutachten von Resch et al. (2021) und betragen rund 144 Euro pro Megawattstunde elektrisch für Biomassenanlagen unter 500 Kilowatt elektrisch, sowie 128 Euro pro Megawattstunde elektrisch für Anlagen größer 500 Kilowatt elektrisch. Dieser Wert setzt sich aus den Betriebskosten, den Brennstoffkosten und den Transportkosten zusammen (ohne Berücksichtigung von Erlösen für Herkunftsnachweise). Für Biogasanlagen mit einer Leistung von 250 Kilowatt elektrisch betragen die Betriebskosten 153 Euro pro Megawattstunde elektrisch und bestehen ebenso aus den Betriebskosten und den Substratkosten ohne Berücksichtigung von Erlösen für Herkunftsnachweise. Die Betriebskosten für Biomethananlagen wurden von den Kosten für Biogasanlagen und einer Auskunft von Bernhard Stürmer zum Verhältnis der Kosten abgeleitet und betragen 133 Euro pro Megawattstunde elektrisch. Die Kosten für biogene Inputfaktoren machen den größten Kostenfaktor aus mit 48 Prozent für Biogasanlagen, 38 bis 43 Prozent bei Biomassenanlagen, sowie 42 Prozent bei Biomethananlagen.

Die Struktur der Betriebskosten für Biogasanlagen ist in Abbildung 6 dargestellt. Die Daten sind in Tabelle 19 im Anhang tabellarisch abgebildet.

Abbildung 6: Struktur der Betriebskosten von Biogasanlagen

Quelle: Resch et al. (2021), eigene Berechnung und Darstellung.

6.5 Zukunft des Sektors

Die zukünftige Entwicklung des Sektors hängt stark von den Preisen der Inputfaktoren ab, da diese im Fall von Biogas beinahe die Hälfte der laufenden Kosten des Betriebs ausmachen und im Bereich der Biomasse im Schnitt auch zu über 40 Prozent der Betriebskosten beitragen (Resch et al., 2021). Vergleicht man darüber hinaus die Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen mit anderen Energieformen, die sich in den höheren Ökostromtarifen widerspiegeln (E-Control, 2021a), wird ersichtlich, dass die Energieproduktion aus Biomasse zu den teuersten gehört und ohne Subventionen kaum wirtschaftlich zu betreiben ist, da sie eine sehr betriebskostenintensive Technologie ist. Wenn die Energieproduktion aus Biomasse politisch gewollt wird, ist es daher notwendig, entsprechend langfristige Förderungen zu verankern. Bei der Nutzung von Waldrestholz und forstlichen Nebenprodukten zur Energiegewinnung aus Biomasse besteht das größte Potenzial. Zur Nutzung von anderen Holzabfällen, wie etwa aus Parks oder Grünschnitt aus privaten Gärten, müssten die rechtlichen Rahmenbedingungen verändert werden, da diese momentan dem Abfallwirtschaftsgesetz unterliegen und nicht zur Energiegewinnung aus Biomasse genutzt werden dürfen. Auf der technologischen Ebene wird aktuell viel geforscht und entwickelt, um bereits eingesetzte Technologien wie die Holzvergasung oder Sterlingmotoren zu optimieren, wobei der Fokus auf Effizienzsteigerungen, Skalierbarkeit und der Nutzbarmachung von Restprodukten liegt.

Ein Beispiel dafür ist etwa Bio-Kohle aus den Reststoffen der Verbrennung als Aktivkohle zu verwerten, oder die Aschereste als Substitute für fossile Werkstoffe in diversen Kunst- und Baustoffen zu verwenden (Talic, 2021).

7 Photovoltaik

7.1 Hintergrund

Bereits seit den 1980ern wird intensiv an der Nutzung der Photovoltaiktechnologie (PV) geforscht. Das Ökostromgesetz von 2002, welches die EU-Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung erneuerbarer Energieträger umsetzte, verhalf dem österreichischen Photovoltaiksektor zu einem ersten Aufschwung. Schon 2004 ebte dieser Anstieg aufgrund der im Gesetz formulierten Deckelung der Förderung wieder ab. 2008 wurden die Fördermittel merklich erhöht, wodurch der PV-Markt in den darauffolgenden Jahren starke Wachstumsraten verzeichnen konnte (Bointner et al., 2013). Nach einem moderaten jährlichen Wachstum ab 2013 stieg die neu installierte PV-Leistung 2019 und 2020 sprunghaft an und konnte 2020 mit 340,8 Megawatt_{peak} eine Steigerung von etwa 38 Prozent in Vergleich zum Vorjahr verbuchen. Mit insgesamt 2.043 Megawatt_{peak} erreichte die kumulierte Leistung (netzgekoppelt und autark) aller installierten Photovoltaikanlagen Ende 2020 einen neuen Höchstwert (Biermayr et al., 2021). Neben den netzgekoppelten Anlagen besteht auch ein kleiner Anteil an autarken PV-Anlagen. Der Anteil der autarken Anlagen an der kumulierten installierten PV-Leistung in Österreich beträgt etwa 0,4 Prozent, wobei es sich hierbei um Schätzungen und Hochrechnungen handelt (Biermayr et al., 2021). Die Bestandsstatistik von E-Control (2021c) zählte 2020 insgesamt 157.842 PV-Anlagen, was einem Plus von rund 14 Prozent im Vergleich zu 2019 entspricht.

2020 betrug die Anzahl der Arbeitsplätze laut Biermayr et al (2021) in der österreichischen PV-Branche 2.755 Vollzeitäquivalente. Dies stellt eine leichte Steigerung im Vergleich zu den zwei vorherigen Jahren dar, wenngleich die Beschäftigung in den letzten zehn Jahren insgesamt deutlich zurückgegangen ist. Von den 2.755 Arbeitsplätzen fallen mit 1.432 mehr als die Hälfte den AnlageplanerInnen und -errichterInnen zu, gefolgt von den ProduzentInnen von Wechselrichtern und Zusatzkomponenten mit 748 Arbeitsplätzen, Forschung und Entwicklung mit 403 Vollzeitäquivalenten und PV-Modul- und Zellenproduzenten mit 172 Vollzeitäquivalenten (Biermayr et al., 2021).⁹ Die heimischen ModulherstellerInnen exportierten 2020 rund 60 Prozent der hergestellten Module, während lediglich bei knappen 15 Prozent der Anlagen in Österreich auf PV-Module österreichischer ProduzentInnen zurückgegriffen wurde. Bei Wechselrichtern liegt die Exportquote sogar bei 93 Prozent, wobei der Anteil der österreichischen Wechselrichter bei in Österreich installierten Anlagen bei ungefähr 50 Prozent liegt. Der tatsächliche Anteil heimischer Wechselrichter am Inlandsmarkt ist wohl geringer, da anzunehmen ist, dass der Wert auch Wechselrichter beinhaltet, welche zwar von

⁹ Die genannten Zahlen beinhalten ExpertInnenschätzungen und Hochrechnungen.

österreichischen Betrieben an die EndkundInnen verkauft, aber dennoch im Ausland produziert wurden (Biermayr et al., 2021). Insgesamt generierte der österreichische Photovoltaiksektor 2020 einen Umsatz in Höhe von 513,4 Millionen Euro, von dem etwas mehr als die Hälfte (259,6 Millionen Euro) in Österreich generiert wurde (PV Austria, 2021).

Eine Besonderheit des Photovoltaikmarkts ist der große Anteil an privaten Anlagen. Diese produzieren zwar für den Eigenverbrauch, können aber Überschüsse für eine Vergütung zurück ins Netz einspeisen. Sowohl für gewerbliche als auch private Anlagen kann ein Vertrag mit der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) abgeschlossen werden.

2019 betrug die Anzahl der Photovoltaikanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 28.885, was einer Steigerung von etwa 15 Prozent im Vergleich zu 2018 entspricht. Bis zum zweiten Quartal 2020 konnte diese Anzahl auf 31.118 Anlagen erhöht werden (E-Control, 2021b). Im Jahr 2019 wurden 707,3 Gigawattstunden zurück ins Netz eingespeist. Der Anteil von gefördertem Ökostrom (alle Technologien) am gesamten Endenergieverbrauch betrug 17,7 Prozent, wovon der Photovoltaik allerdings weniger als zwei Prozent zuzurechnen sind (E-Control, 2020a). Dieser Anteil scheint gering, jedoch werden in das Ausbaupotenzial der Photovoltaik, wie im EAG formuliert, große Hoffnungen gesetzt (siehe Kapitel 5.2 und 7.5). Obwohl der Löwenanteil an Photovoltaikanlagen ans Netz gekoppelt ist und die abgenommene absolute Einspeisemenge nach wie vor leicht steigt, verliert die Rückeinspeisung an Attraktivität. Die neu installierte jährliche Leistung steigt deutlich schneller als die zurück ins Netz eingespeiste Menge. Die Entwicklung der Vergütung für die Einspeisung zeigt ein klares Bild. Bei den Einspeisetarifen kann seit Jahren ein stark rückläufiger Trend beobachtet werden. Während die Tariflaufzeit von älteren Anlagen ausläuft, erhalten neu installierte PV-Anlagen eine zunehmend geringere Vergütung für die eingespeisten Strommengen (E-Control, 2020a). Besonders bei kleinen, privaten Anlagen nimmt der Eigenverbrauch die zentrale Rolle ein. Der durchschnittliche gewichtete Eigenversorgungsanteil betrug 2019 bei den tarifgeförderten Anlagen 24 Prozent (E-Control, 2020a). Die Eigenversorgung mithilfe von PV-Anlagen verringert die Nachfrage nach vermarktetem Strom, also jenem Strom, der dem Sektor 35 „Energieversorgung“ zuzurechnen ist.

7.2 Datenquellen

Zur Abdeckung der Photovoltaik im Energiesatellitenkonto wird auf eine Vielzahl an Datenquellen zurückgegriffen. Zentrale Ressourcen stellen dabei die Statistiken zur Ökostromeinspeisung von E-Control (2021a; 2021c; 2020a) dar. Die Gesamtenergiebilanz gibt Aufschluss über die Stromproduktion im Verlauf der Jahre. Die Statistik zur Ökostromeinspeisung bietet Informationen zur Anzahl der aktiven geförderten Anlagen

(mit OeMAG-Vertrag), deren installierte Leistung, der ins Netz eingespeisten Energiemenge, der Entwicklung des Unterstützungsvolumens und zur durchschnittlichen Vergütung. Die grundlegenden Zahlen und Fakten werden auch in Publikationen des BMK zur Energie in Österreich zusammengefasst (siehe zum Beispiel BMK, 2020).

Eine wesentliche Quelle sind die Berichte von Biermayr et al. (2021; 2020; 2019) zur Marktentwicklung der erneuerbaren Energie in Österreich, welche seit 2014 jährlich veröffentlicht werden und neben Photovoltaik auch die Technologien Solarthermie, Wärmepumpen und Windkraft sowie Biomasse behandeln. Die Berichte bieten einen Überblick über die Entwicklung der Branche seit Beginn der Diffusion von Photovoltaik in Österreich. Diese Berichte werden für Informationen zu Kostenstruktur, Exporten und Umsatz herangezogen (siehe auch PV Austria, 2021). Eine Studie der TU Wien von Haas und KollegInnen (2017) zur Stromzukunft Österreichs half bei der Einordnung der eigenen Ergebnisse. Zu den weiteren Quellen zählen ein Bericht von Bointner et al. (2013) zur Wirtschaftskraft erneuerbarer Energie, eine Studie zur Ermittlung des Flächenpotenzials des PV-Ausbaus von Fechner (2020) und verschiedene Dokumente sowie allgemeine Informationen von einschlägigen Websites (siehe zum Beispiel pvaustria.at und oesterreichsenergie.at).

Die aktuellste verfügbare Datenquelle ist das seitens des BMK beauftragte Gutachten (Stand 15.11.2021) zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des EAG (Resch et al., 2021). Der im November 2021 erschienene Bericht bietet detaillierte Informationen zu den Investitions- und Betriebskosten aller hier betrachteten Technologien. Das Gutachten wurde sowohl für die durchschnittlichen Investitions- als auch Betriebskosten herangezogen. Bei den Investitionen wurde auf die im Bericht verwendete Unterscheidung nach vier Größenkategorien der Anlagen zurückgegriffen.

Zusätzlich wurde im Juli 2021 ein ExpertInnengespräch mit der Geschäftsführerin von Photovoltaic Austria, Vera Immitzer (2021), durchgeführt. Mithilfe des Interviews wurden bereits gesammelte Daten und formulierte Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Sektors auf Plausibilität geprüft. Ein besonderer Fokus lag zudem auf den durchschnittlichen Investitions- und Betriebskosten.

7.3 Limitationen der verfügbaren Datenquellen

Abschließend ist anzumerken, dass die für das Energiesatellitenkonto benötigten Daten zur PV-Branche nicht vollständig und in unterschiedlich guter Qualität vorhanden sind. Während grundlegende Informationen, beispielsweise zur Stromerzeugung und Einspeisung, vorliegen, basieren die Beschäftigungsdaten weitgehend auf Stichproben und Schätzungen von ExpertInnen. In der Literatur zeigt sich eine recht große Bandbreite an unterschiedlichen Angaben zu den durchschnittlichen Arbeitsplätzen in Relation zur

installierten Leistung in der Branche, welche auch von Biermayr et al. (2021) angesprochen werden (siehe zum Beispiel Renner et al., 2008; Antal et al., 2010; Fragkos und Paroussos, 2018). Insgesamt ist zu bemerken, dass in der in Österreich häufig genannten Literatur meist recht hohe bereits bestehende beziehungsweise potenzielle Beschäftigungseffekte genannt werden (siehe zum Beispiel Biermayr et al., 2021; Goers et al., 2020; Haas et al., 2017). Im Rahmen der Studie verwenden wir den von Fragkos und Paroussos (2018) genannten relativ niedrigen Wert von 0,15 Arbeitsplätzen je Megawatt für Betrieb und Wartung, wobei allerdings auch dabei das Problem entsteht, dass diese Beschäftigungsverhältnisse bei sektorüblichen Durchschnittslöhnen nicht in den Betriebskosten laut Gutachten (Resch et al., 2021) abgebildet werden können. Wir nehmen daher an, dass ein großer Teil dieser Beschäftigten selbständig ist bzw. sich auf private Anlagen bezieht, deren EigentümerInnen sich beispielsweise um Reinigung oder Grünschnitt selbst kümmern.

Eine weitere Einschränkung bezieht sich auf das Verhältnis zwischen privaten PV-Anlagen, die meist auf Dächern zu finden sind, und betrieblichen. Betriebliche beziehungsweise industrielle Photovoltaikanlagen können im Gegensatz zu privaten im Sektor 35 verortet werden. Für die Berechnung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten ist die Unterscheidung demnach von großer Relevanz. Bisher konnten keine verlässlichen Daten oder zumindest solide Schätzungen zu diesem Verhältnis gefunden werden.

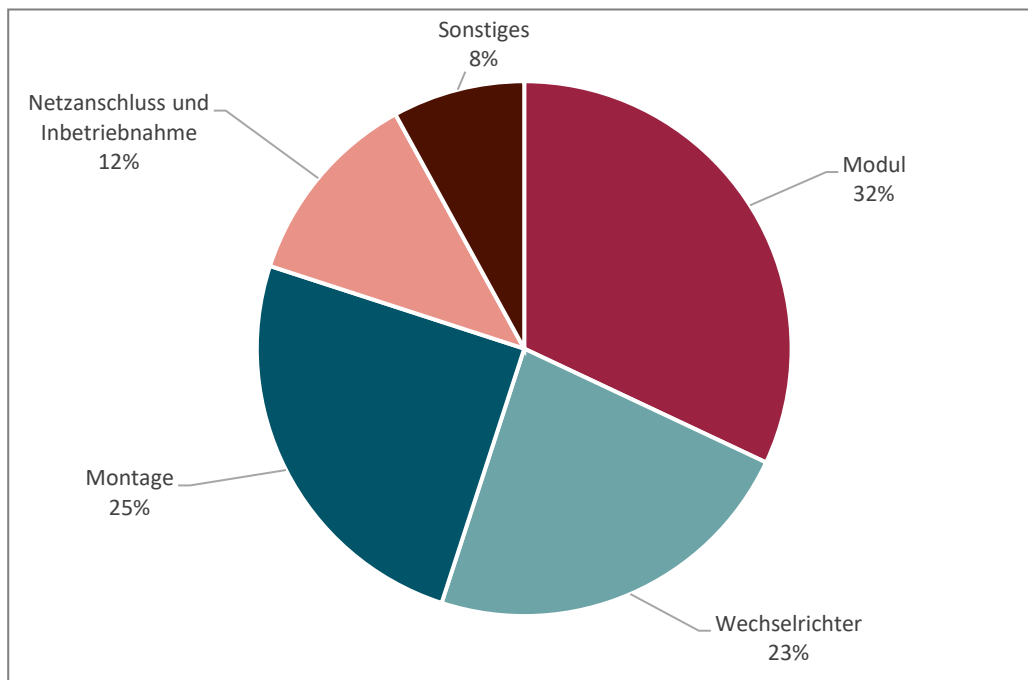
7.4 Struktur und Höhe der Investitions- und Betriebskosten

Der größte Teil der Investitionskosten fließt bei der Errichtung einer Photovoltaikanlage in das PV-Modul selbst und in den Wechselrichter, welcher den Gleichstrom der Anlage in Wechselstrom umwandelt. Daneben fallen Kosten an für das Personal (inklusive Planung, Montage) und kleinere Komponenten wie die Verkabelung und die Unterkonstruktion. Das PV-Modul macht mittlerweile nur mehr etwa 32 Prozent der gesamten Investitionskosten aus. Bei den Moduleinkaufs- und Modulverkaufspreisen konnte in den letzten zehn Jahren ein deutlicher Rückgang verzeichnet werden. Gemessen am gewichteten Mittelwert sank zwischen 2011 und 2020 der Moduleinkaufspreis um rund 80 Prozent, während der Verkaufspreis immerhin um knapp 75 Prozent sank. Ein großer Teil der Preisreduktion im Einkauf wurde demnach an die KundInnen weitergegeben (Biermayr et al., 2021). Die spezifischen Systeminvestitionskosten für eine fertig installierte Anlage mit einer Leistung von bis zu 10 Kilowatt_{peak} betragen 2021 etwa 1.406 Euro pro Kilowatt_{peak}, für Anlagengrößen über 10 bis 20 Kilowatt_{peak} rund 1.132 Euro pro Kilowatt_{peak}, im Bereich über 20 bis 100 knapp 906 Euro pro Kilowatt_{peak} und für sehr große Anlagen mit einer Leistung von über

100 Kilowatt_{peak} bis zu 1 Megawatt_{peak} durchschnittlich nur mehr 832 Euro pro Kilowatt_{peak} (Resch et al., 2021)¹⁰. Hinzu kamen Kosten für den Netzanschluss in Höhe von 70 bis 105 Euro pro Kilowatt_{peak} sowie sonstige Planungs- und Projektabwicklungskosten von rund 18 bis 23 Euro pro Kilowatt_{peak}.

Sowohl Einkaufs- als auch Verkaufspreise weisen eine auffallend große Bandbreite auf. Je größer die Anlage, desto günstiger werden die Systempreise im Schnitt. Laut einer Erhebung des Technikums Wien im Auftrag von PV Austria kann es sich je nach Anlagengröße bei den Systempreisen, gemessen in Euro pro Kilowatt_{peak}, um einen Preisunterschied von mehr als 100 Prozent handeln. Dieser Effekt ist bei Anlagen bis etwa 40 Kilowatt_{peak} am deutlichsten ersichtlich. Besonders bei kleinen PV-Anlagen ist die Varianz groß (Leonhartsberger et al., 2021). Auch die Montageart kann sich bei kleineren Anlagen im Preis niederschlagen, wird aber in dieser Studie nicht weiter berücksichtigt. Die Struktur der Anschaffungskosten kann Abbildung 7 entnommen werden. Eine tabellarische Darstellung der Investitionskosten findet sich im Anhang in Tabelle 20.

Abbildung 7: Struktur der Investitionskosten für Photovoltaikanlagen



Anmerkung: Unter die Kategorie „Sonstiges“ fallen Kosten rund um kleinere Hardware, Förderungen, Ausschreibungen, Planung und Genehmigungen. Quellen: Leonhartsberger et al. (2021) und Biermayr et al. (2021); eigene Darstellung.

¹⁰ Die erhobenen Daten wurden in jeder Größenkategorie jeweils um die höchsten und um die niedrigsten 10 Prozent gestutzt. Es handelt sich hierbei demnach um die gestutzten Mittelwerte. Für innovative Photovoltaiksysteme, beispielsweise gebäudeintegrierte oder schwimmende Anlagen, können die Investitionskosten auch deutlich höher ausfallen.

Zusätzlich zu den Anschaffungskosten fallen Betriebskosten an, die zum Teil jährlich, oder aber in größeren Abständen aufzubringen sind und wieder stark variieren. Darunter fallen Ausgaben für Wartung, Reinigung, Versicherung, Monitoring und eventuell Grünschnitt (bei PV-Anlagen auf Freiflächen) sowie in manchen Fällen Pacht. Im Gegensatz zu den Investitionskosten kann hier nicht von einer klaren Tendenz je nach Anlagengröße ausgegangen werden. In der Literatur und auf einschlägigen Websites werden die jährlichen Betriebskosten pauschal mit etwa 1 Prozent der Investitionskosten angesetzt.

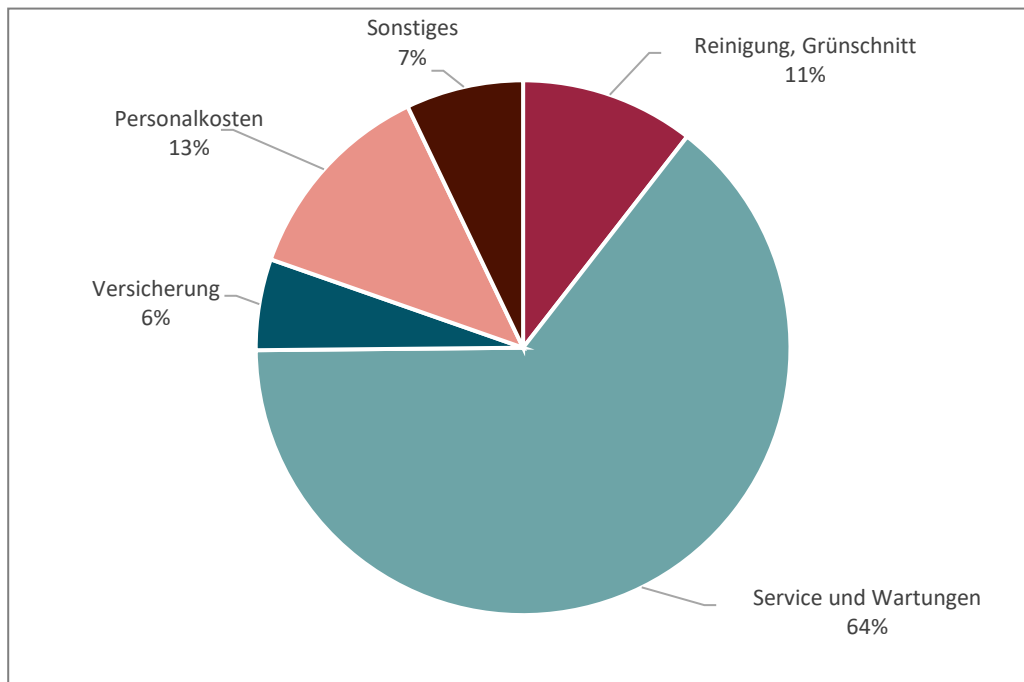
Die prozentuelle Verteilung der Betriebskosten ist in Abbildung 8 dargestellt. Für eine tabellarische Darstellung siehe Tabelle 21 im Anhang. Der größte Teil der Betriebskosten kann auf Ausgaben für Service und Wartungen zurückgeführt werden. Dabei sollte eine professionelle Wartung mindestens alle fünf Jahre durchgeführt werden. Zusätzlich wird zu einem regelmäßigen Monitoring geraten, um frühzeitig eine Fehlfunktion der PV-Anlage zu erkennen. Manche Wechselrichter enthalten bereits eine entsprechende Funktion, wodurch die Gebühren entfallen. Kosten für zuweilen anfallende Reparaturen werden ebenfalls dieser Kategorie zugeordnet. Auf Service und Wartungen entfallen gemeinsam etwa 64 Prozent der Betriebskosten.

Je nach Verschmutzungsgrad, beispielsweise durch Ablagerungen von Staub und Laub, wird eine regelmäßige Reinigung alle zwei Jahre (im städtischen Bereich) bzw. jährlich (landwirtschaftliche Anlagen) empfohlen, sofern Regen und die Neigung der Flächen nicht ausreichen, um den Schmutz zu entfernen. Bei Freiflächenanlagen können zudem Kosten für den Grünschnitt entstehen. Allenfalls anfallende Reinigungs- und Grünschnittkosten entsprechen etwa 10,5 Prozent der Betriebskosten. Auch ein etwaiger Personalaufwand wird berücksichtigt. Es ist anzunehmen, dass dieser gering ausfällt, da private Haushalte wohl selten Leistungen wie beispielsweise eine professionelle Reinigung in Anspruch nehmen. Die Personalkosten verursachen daher nur etwa 12,5 Prozent der durchschnittlichen Betriebskosten. Rund 6 Prozent entfallen auf Versicherungskosten. PV-Anlagen auf Gebäuden sind meist durch die Haushaltsversicherung gedeckt. 7 Prozent können sonstigen Betriebskosten, beispielsweise für die Zählermiete oder eine zu entrichtende Pacht, zugeteilt werden.

Das vorläufige EAG-Gutachten (Stand 15.11.2021) von Resch und KollegInnen (2021) kommt bei 1.050 jährlichen Volllaststunden auf durchschnittliche Betriebskosten in Höhe von 9,28 Euro pro Megawattstunde bei Photovoltaikanlagen auf Gebäuden. Bei diesem Wert handelt es sich um den gestutzten Mittelwert¹¹ aller Anlagengrößen. Erlöse für Herkunftsnachweise sind darin jeweils enthalten. Dazu kommen Netzentgelte für StromeinspeiserInnen, die ebenfalls Resch et al. (2021) entnommen wurden.

¹¹ Wie bei den Investitionskosten handelt es sich bei den durchschnittlichen Betriebskosten um den um insgesamt 20 Prozent gestutzten Mittelwert.

Abbildung 8: Struktur der Betriebskosten für Photovoltaikanlagen



Quelle: Resch et al. (2021); eigene Berechnung und Darstellung.

7.5 Zukunft des Sektors

Im Bereich der erneuerbaren Energien wird in den Photovoltaiksektor große Hoffnung gesetzt. Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) sieht vor, bis zum Jahr 2030 11 Terawattstunden und damit den größten Anteil der angepeilten 27 Terawattstunden durch Photovoltaik zu erzeugen. Um den geplanten Ausbau und in weiterer Folge die Energiewende umsetzen zu können, bedarf es der Zurverfügungstellung einer Vielzahl an Flächen. Dazu sollen laut §4(4) des EAG „eine Million Dächer“ mit PV-Anlagen ausgestattet werden.

Wenngleich die Befestigung auf Dächern mit Abstand den größten Anteil der PV-Anlagen in Österreich abdeckt, mangelt es keineswegs an Ideen, wo Solaranlagen künftig zu finden sein könnten. So könnte neben der Anbringung auf Dächern auch vermehrt auf Gebäudefassaden zurückgegriffen werden. Bereits bebaute Flächen stellen präferierte, aber im Vergleich zu Freiflächen häufig kostenintensivere Orte für PV-Anlagen dar, erklärt Andreas Bett vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in einem Zeitungsartikel (Pallinger, 2021). Beispiele dafür sind neben größeren Arealen wie Einkaufszentren und Industrieanlagen auch Parkplätze und Straßen. Das Konzept der Solar-Überdachung von Autobahnen, an dem derzeit das Austrian Institute of Technology (AIT) im Rahmen des Projektclusters „PV-SÜD“ forscht, könnte auch zusätzliche Funktionen, wie den Schutz

vor Regen und Schnee, erfüllen (siehe Austrian Institute of Technology, 2020; Pumhösel, 2020). Eine weitere Option stellt die Anbringung von Photovoltaikmodulen auf Gewässern dar. In Österreich arbeitet beispielsweise das Unternehmen SolOcean an der Produktion von Schwimmkörpern mit darauf installierten PV-Modulen. Auch in der Landwirtschaft kann Photovoltaik genutzt werden („Agri-PV-Fläche“) und wird durch das EAG abgedeckt.

Die tatsächliche Umsetzung der im EAG definierten Ziele wird nicht nur von der Verfügbarkeit von entsprechenden Flächen, sondern auch von der allgemeinen Preisentwicklung abhängen. Es ist nicht zu erwarten, so Immitzer (2021), dass die Preise für PV-Module und Wechselrichter weiter so wie in den letzten zehn Jahren sinken. Für diese beiden zentralen Hardware-Komponenten, die für mehr als die Hälfte der Gesamtkosten verantwortlich sind, sind kaum mehr spürbare Preisreduktionen zu erwarten, sofern keine technologische Innovation den Markt verändert. Laut Leonhartsberger et al. (2021) ist sogar ein Anstieg der Systempreise denkbar. Mögliche Gründe dafür sind die steigende Nachfrage, erhöhte Rohstoff- und Transportpreise, der Mangel an kostengünstigen Flächen sowie eine mögliche Netzzutrittspauschale.

8 Wasserkraft

8.1 Hintergrund

Die topografischen Bedingungen sind in Österreich sehr günstig für die Stromgewinnung aus Wasserkraft. Wasserkraft hat in Österreich eine lange Tradition und ist die bedeutendste Stromerzeugungstechnologie des Landes. Aufgrund der Wetterabhängigkeit schwankt ihr Anteil an der heimischen Stromerzeugung; im Jahr 2019 betrug dieser mit 44 Terawattstunden rund 60 Prozent (E-Control, 2020b). In Euro ausgedrückt lag die Gesamtproduktion der von Wasserkraftwerken erzeugten Elektrizität im Jahr 2019 gemäß Konjunkturstatistik der Statistik Austria (2020a) bei rund 1,7 Milliarden Euro. Der im EAG geplante Ausbau der Wasserkraft von 5 Terawattstunden entspricht einer Erhöhung der Leistung um rund 11 Prozent.

Insbesondere in den 1960er bis 1980er Jahren wurden große Potenziale der Großwasserkraft erschlossen (Bointner et. al., 2013). Im Jahr 2018 hat die Pöyry Austria GmbH (2018) das verbleibende Wasserkraftpotenzial für Österreich ermittelt. Die AutorInnen gehen bei ihrer Analyse von einem Kraftwerksbestand von 40,1 Terawattstunden aus. Den Ergebnissen zufolge lag 2018 das technisch und wirtschaftlich sinnvoll erschließbare Restpotenzial für Wasserkraft bei rund 16,0 Terawattstunden, wovon einige Standorte in sehr sensiblen Gebieten (Nationalparks und Welterbestätten) liegen, sodass das Restpotenzial für Wasserkraft außerhalb von sensiblen Gebieten mit 11,0 Terawattstunden beziffert wird. Davon entfallen 1,0 Terawattstunden auf Optimierungspotenzial sowie 10,0 Terawattstunden auf Neuerschließungspotenzial (Pöyry Austria GmbH, 2018). Das bedeutet, dass das Potenzial für Wasserkraft in Österreich – im Gegensatz zu anderen Technologien – weitestgehend erschöpft ist.

Für das Jahr 2020 zählt die E-Control (2021c) in ihrer Bestandsstatistik 2.990 Laufkraftwerke sowie 115 Speicherkraftwerke. Die Bruttoengpassleistung dieser Anlagen beläuft sich insgesamt auf 14.640 Megawatt. Der Großteil der Wasserkraftanlagen (95 Prozent im Jahr 2019) gehört zu den Kleinwasserkraftanlagen (bis 10 Megawatt), die 13,5 Prozent zur Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft beitragen. Somit sind Großwasserkraftanlagen (ab 10 Megawatt) für 86,5 Prozent der Bruttostromerzeugung aus Wasserkraft verantwortlich (E-Control, 2021d).

Kleinwasserkraft Österreich (2021a) schätzt die Anzahl von sich in Betrieb befindenden Kleinwasserkraftwerken unter 10 Megawatt auf rund 4.000. Gewährte Wasserrechte gibt es zwar noch für über 6.000 Anlagen, jedoch befinden sich einige davon nicht mehr in Betrieb.

Mitte 2020 gab es im Bereich Kleinwasserkraft insgesamt 1.876 Ökostromanlagen bis 10 Megawatt Engpassleistung, die in einem Vertragsverhältnis mit der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) standen und eine gesamte Engpassleistung von 368 Megawatt aufwiesen (E-Control, 2021a).¹² Die Einspeisemenge von Kleinwasserkraftwerken mit einem Vertrag mit der OeMAG betrug im Jahr 2020 insgesamt 1,5 Terawattstunden und die Durchschnittsvergütung lag bei 5,56 Cent pro Kilowattstunde (OeMAG, 2021).

Biermayr (2018) nennt für das Jahr 2019 insgesamt 3.132 Beschäftigte in Vollzeitäquivalenten für die Energiebereitstellung im Bereich Wasserkraft. Laut einer schriftlichen Auskunft von VERBUND – dem größten Wasserkrafterzeugungsunternehmen Österreichs – waren 2020 bei VERBUND in Österreich im Bereich Wasserkraft (Betrieb, Investitionen und kaufmännischer Bereich) 960 Personen beschäftigt. Die Ennskraft – das Unternehmen ist ausschließlich in der Erzeugung aus Wasserkraft tätig – gibt im Geschäftsbericht bei einer Erzeugung von 1.873 Gigawattstunden aus Wasserkraft im Jahr 2020 insgesamt einen Personalstand von 127 Personen an (Ennskraft, 2021). Hochgerechnet auf die gesamte Stromerzeugung aus Wasserkraft entspricht das rund 3.000 Beschäftigten. Diese Hochrechnung ist ungenau, da große Wasserkraftwerke weniger beschäftigungsintensiv als kleinere Wasserkraftwerke sind und die erzeugte Strommenge über die Jahre hinweg schwankt. Gleichzeitig sind nicht alle erzeugten Gigawattstunden aus Wasserkraft dem Energiesektor zuzuordnen, da kleine Wasserkraftwerke oft als Nebentätigkeit betrieben werden. Insgesamt erscheint die von Biermayr (2018) genannte Größenordnung (3.132 vollzeitäquivalente Beschäftigungsverhältnisse im Bereich Wasserkraft) plausibel zu sein.

8.2 Datenquellen

Für den Bereich Wasserkraft wurden verschiedene Datenquellen verwendet. Für die Erzeugung in Gigawattstunden wurden vor allem Berichte der E-Control (2021c; 2021d; 2020b) herangezogen; für den Produktionswert in Euro die Konjunkturstatistik (Statistik Austria, 2020a) sowie die Sonderauswertung der Input-Output-Tabellen (Statistik Austria, 2021b).

Für die Anzahl der Beschäftigten im Bereich Wasserkraft stellte ein Bericht von Biermayr (2018) die Grundlage dar. Zudem wurden Geschäftsberichte von Unternehmen (Ennskraft, 2018) sowie eine Auskunft von VERBUND (2021a) und TIWAG (2021) für eine Plausibilisierung der Beschäftigtenzahl verwendet. Zudem wurden auch Beschäftigungs- und Erzeugungsdaten aus anderen Ländern – wie beispielsweise Deutschland und den

¹² Großwasserkraft war von dieser Förderung ausgenommen.

USA – für einen Vergleich und eine Plausibilisierung der österreichischen Daten verwendet, jedoch hat sich diese Vorgehensweise als wenig zielführend erwiesen.

Für die Struktur der Investitionskosten und die Importquoten der Investitionskomponenten spielte ein Expertengespräch mit Thomas Buchsbaum-Regner (2021) von Kleinwasserkraft Österreich eine zentrale Rolle. Für die Höhe der Investitions- und Betriebskosten wurde das vorläufige Gutachten (Stand 15.11.2021) von Resch et al. (2021) als Quelle herangezogen.

Für eine Einordnung der Ergebnisse der Berechnungen wurden ähnliche Studien verwendet (zum Beispiel Schneider und Luptáčík, 2016; Fichtinger et al., 2018; Schnabl et al., 2018 sowie Goers et al., 2020).

8.3 Limitationen der verfügbaren Datenquellen

Da große Energieunternehmen häufig nicht nur in der Stromerzeugung, sondern auch im Vertrieb und Handel tätig sind, stellte sich eine Zuordnung der Beschäftigten nach Tätigkeitsbereichen als schwierig heraus. Es wurden vier große Unternehmen angeschrieben, die Wasserkraftanlagen in Österreich betreiben, wovon zwei Unternehmen speziell für die Erzeugung aus Wasserkraft Beschäftigtendaten zur Verfügung gestellt haben. In manchen Studien wird die Anzahl der Beschäftigten anhand der Umsätze oder geleisteten Gigawattstunden geschätzt. Da diese aufgrund von Preisbeziehungsweise Wetterschwankungen nicht stabil sind, erlaubt diese Herangehensweise nur eine Annäherung an die Beschäftigtenzahlen.

Da die Investitions- und Betriebskosten und deren Zusammensetzung je nach Standort und Spezifikationen stark variieren können, kann nur mit Durchschnittswerten gearbeitet werden.

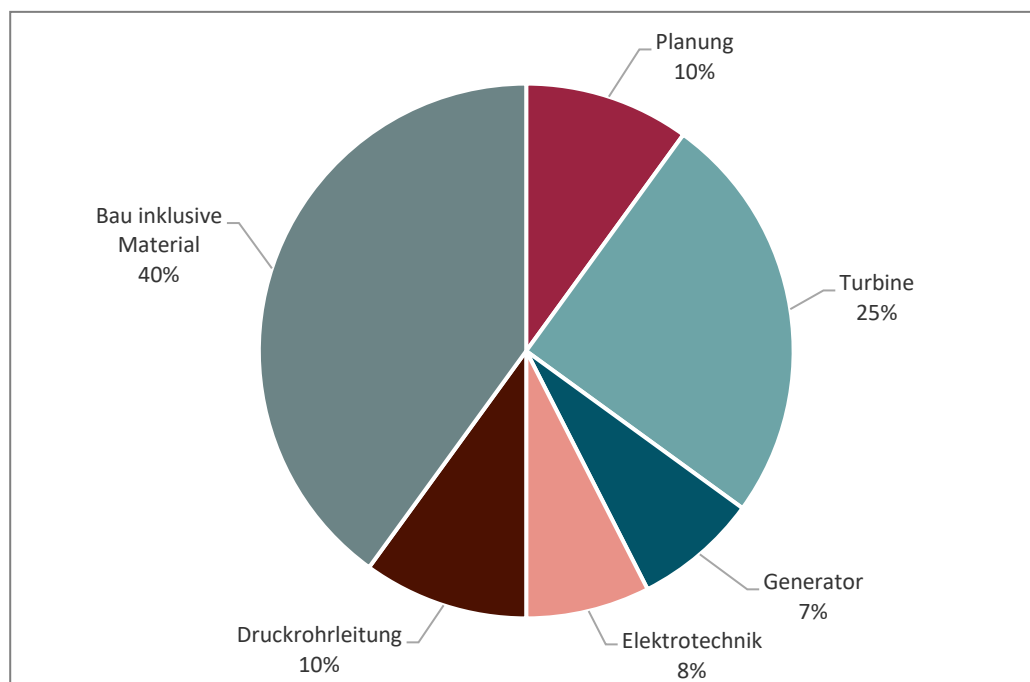
8.4 Struktur und Höhe der Investitions- und Betriebskosten

Die Höhe und Struktur der Investitions- und Betriebskosten für Wasserkraftanlagen hängen von vielen Faktoren ab und variieren unter anderem stark nach Art, Lage, Größe und Alter des Wasserkraftwerks, nach ökologischen Auflagen, nach Neu- oder Ausbau nach Revitalisierungsgrad sowie nach Nutzfallhöhe. Gieseck et al. (2016) geben einen Einblick in die Vielfalt von Wasserkraftanlagen und beleuchten verschiedene Gesichtspunkte ihrer Vielfalt. Wasserkraftanlagen zeichnen sich allgemein durch eine hohe durchschnittliche Lebens- und Nutzungsdauer aus (Haas et al., 2017).

In der Literatur wird bei der Höhe der Investitions- und Betriebskosten häufig zwischen der Anlagengröße unterschieden (siehe zum Beispiel Haas et al., 2017 und Resch et al., 2021). Aus einer Auswertung der Investitions- und Betriebskosten von Kleinwasserkraftanlagen von Proidl und Sorger (2017) ist ersichtlich, dass die durchschnittlichen Investitionskosten je Kilowattstunde installierter Leistung mit der Anlagengröße sinken. Dieses Ergebnis steht in Einklang mit den Daten von Resch et al. (2021). Die jährlichen Betriebskosten sind im Vergleich zu den Investitionskosten gering (Haas et al., 2017; Resch et al., 2021), weshalb keine hohen ökonomischen Effekte durch den Betrieb von Wasserkraftanlagen zu erwarten sind. Rödl et al. (2020) beziffern die jährlichen Betriebskosten mit einem bis zwei Prozent der Investitionskosten. Diese Größenordnung passt auch gut zu den Daten von Haas et al. (2017) und Resch et al. (2021).

In Abbildung 9 ist die durchschnittlich angenommene Struktur der Investitionskosten ersichtlich, die auf einem Experteninterview mit Thomas Buchsbaum-Regner (2021) von Kleinwasserkraft Österreich basiert. Eine tabellarische Darstellung befindet sich in Tabelle 22 im Anhang.

Abbildung 9: Struktur der Investitionskosten von Wasserkraftanlagen



Quelle: Buchsbaum-Regner (2021), eigene Darstellung.

Die Zahlen stellen eine Schätzung dar und beruhen auf keiner Datenerhebung. Wie bereits oben erwähnt, können sich die Strukturen je nach Wasserkraftwerk stark voneinander unterscheiden. Die angenommene durchschnittliche Struktur der

Investitionskosten ähnelt jener von Nachtnebel (2009), welche die Diskussionsgrundlage für das Interview bildete. Es wird angenommen, dass die Baukosten inklusive Materialkosten (unter anderem Zement, Schotter und Stahl) 40 Prozent der Kosten ausmachen. Der Anteil der Ausgaben für Turbinen wird mit 25 Prozent beziffert. Die Kosten für Planung und Druckrohrleitungen kommen auf jeweils 10 Prozent und die Kosten für den Generator und die Elektrotechnik belaufen sich anteilig auf jeweils 7,5 Prozent der gesamten Investitionskosten. Dabei wird angenommen, dass die Planung zu 100 Prozent von in Österreich angesiedelten Betrieben durchgeführt wird. Auch die Bauleistungen werden fast ausschließlich von österreichischen Betrieben durchgeführt, jedoch werden Roh- und Baustoffe auch aus dem Ausland importiert, sodass nicht alle indirekten Wertschöpfungseffekte der Bauleistungen in Österreich wirksam werden.

Für die Bauleistungen werden für die Importquoten der Materialien die durchschnittlichen Werte aus dem Input-Output-Modell des IHS verwendet. Die Turbinen kommen laut einer Schätzung von Buchsbaum-Regner (2021) zu 90 Prozent aus Österreich; die Generatoren sowie die Elektrotechnik jeweils zu 60 Prozent. Für Druckrohrleitungen wird ein heimischer Produktionsanteil von 50 Prozent angenommen. Damit weicht die vorliegende Studie von den Annahmen von Goers et al. (2020) ab, die in ihrer Studie von höheren Wertschöpfungsanteilen für Österreich ausgehen und beispielsweise für Technologiekomponenten einen durchschnittlichen inländischen Wertschöpfungsanteil von 95 Prozent ausweisen.

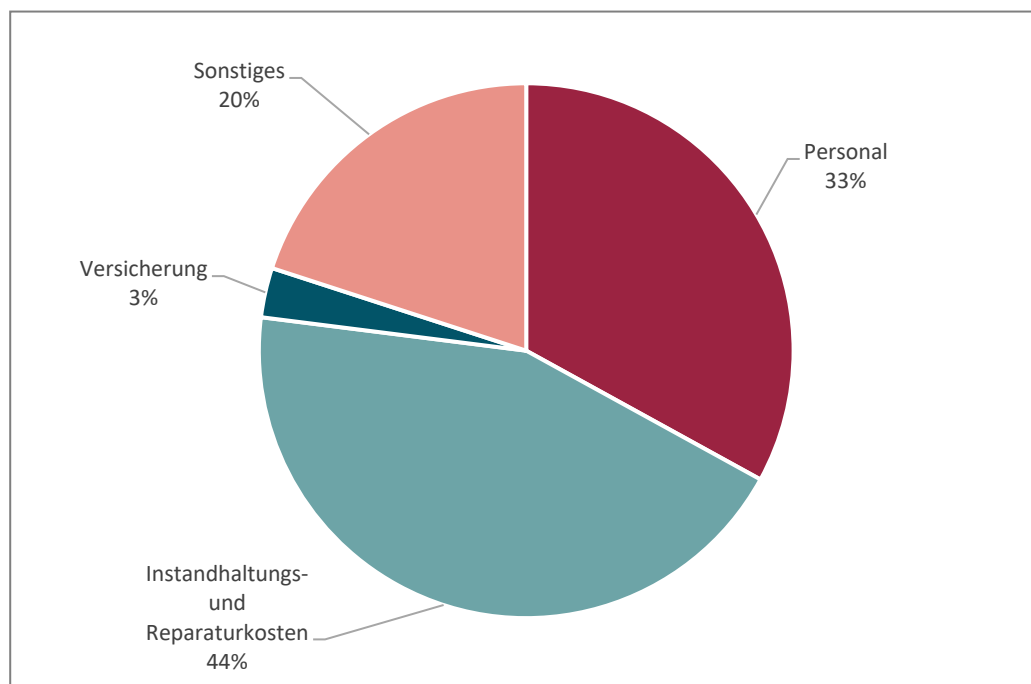
Basierend auf dem Gutachten (Stand 15.11.2021) von Resch et al. (2021) wurden für neuerrichtete Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung über 1 Megawatt (Stufe über 5.000 Megawattstunden) inklusive Netzanschluss Investitionskosten von durchschnittlich 5.102 Euro je Kilowatt angenommen; für neuerrichtete Anlagen unter 1 Megawatt (Stufe bis 1.000 Megawattstunden) wurden 6.781 Euro je Kilowatt angenommen. Für revitalisierte Wasserkraftwerke liegt der Wert für Anlagen über 1 Megawatt bei 4.811 Euro je Kilowatt (Stufe bis 25.000 Megawattstunden) beziehungsweise unter 1 Megawatt bei 7.757 Euro je Kilowatt (zusätzliche Engpassleistung von 53 Kilowatt_{revitalisiert}).¹³ Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Investitionskosten je Anlagenspezifikation stark schwanken und Resch et al. (2021) die Investitionskosten nach Größenklassen aufschlüsseln. Da uns die Größenverteilung der Anlagen nicht vorliegt, wurden repräsentative Wasserkraftanlagengrößen herangezogen. Insgesamt belaufen sich die angenommenen Investitionsausgaben bis 2032 auf 6,7 Milliarden Euro. Dieser Wert stimmt mit jenem von Goers et al. (2020) überein. Goers et al. (2020) beziffern – basierend auf Schätzungen von Kleinwasserkraft Österreich – die Investitionskosten für den Ausbau mit knapp 7 Milliarden Euro.

¹³ Bei Revitalisierung beziehen sich die hier angegebenen Kosten auf die zusätzliche Erzeugungskapazität.

Die Betriebskosten setzen sich vor allem aus Personal-, Instandhaltungs- und Wartungskosten zusammen. Zudem fallen Kosten für Versicherungen und Verwaltung sowie gegebenenfalls für Pacht an. Für Österreich konnten keine genauen Daten zur Struktur der Betriebskosten gefunden werden. Das liegt unter anderem daran, dass diese bei Kleinwasserkraftwerken in Umfragen häufig nicht richtig erfasst werden, da die BetreiberInnen ihre aufgewendete Zeit nicht als Personalkosten verbuchen und zum Beispiel Fahrten mit ihrem Auto zur Anlage nicht als Aufwand erfassen. Es liegen Studien aus anderen Ländern vor (siehe zum Beispiel Bölli, 2016 für die Schweiz sowie Ingenieurbüro Floecksmühle, 2015 für Deutschland); allerdings ist teilweise keine Vergleichbarkeit mit Österreich gegeben, da es beispielsweise in Österreich im Gegensatz zur Schweiz keine Wasserzinsen gibt. Da keine Daten für Österreich zur Verfügung stehen, wurde auf die Struktur der Tabellen der Sonderauswertung der Statistik Austria (2021b) zurückgegriffen und mit Informationen aus der deutschen Studie ergänzt. Da Wasserkraft die bedeutendste Stromerzeugungstechnologie Österreichs ist, stellen die Tabellen eine gute Annäherung dar.

In Abbildung 10 ist die angenommene Struktur der Betriebskosten ersichtlich. In Tabelle 23 im Anhang befindet sich eine Darstellung der Daten in tabellarischer Form.

Abbildung 10: Struktur der Betriebskosten von Wasserkraftanlagen



Quelle: Eigene Schätzung auf Basis von Statistik Austria (2021b) und Ingenieurbüro Floecksmühle (2015).

Demnach betragen die Personalkosten 33 Prozent der Betriebskosten. Die Instandhaltungs- und Reparaturkosten machen 44 Prozent der Kosten aus. Je nach

Unternehmen können diese mit intern oder extern Beschäftigten durchgeführt werden. Die Versicherungskosten belaufen sich auf rund 3 Prozent. Die sonstigen Kosten machen 20 Prozent aus und beinhalten unter anderem Ausgaben für das Grundstück.

Basierend auf dem vorläufigen Gutachten von Resch et al. (2021) werden folgende Betriebskosten angenommen: Für Neuerrichtungen über 1 Megawatt (Stufe über 5.000 Megawattstunden) werden 11,0 Euro je Megawattstunde angenommen und für Neuerrichtungen unter 1 Megawatt (Stufe bis 1.000 Megawattstunden) 14,8 Euro je Megawattstunde. Die angenommenen Betriebskosten für Revitalisierungen über 1 Megawatt (Stufe bis 25.000 Megawattstunden) betragen 12,2 Euro je Megawattstunde und für Revitalisierungen unter 1 Megawatt (zusätzliche Engpassleistung von 53 Kilowatt_{revitalisiert}) 15,8 Euro. Bei diesen Werten sind auch die Ausgaben für Drehstromzählung, das Systemdienstleistungsentgelt sowie Netzverlustentgelt (für die Anlagengrößen über 5 Megawatt) berücksichtigt. Die Erlöse für Herkunftsnachweise sind nicht enthalten.¹⁴

8.5 Zukunft des Sektors

Durch den Ausbau anderer erneuerbarer Energieträger wird die Bedeutung von Wasserkraft anteilig abnehmen, jedoch insgesamt weiterhin hoch bleiben. Auch wenn es immer wieder Innovationen gibt – wie beispielsweise innovative Fischaufstiegshilfen –, gelten die Technologien in der Wasserkraft als weitestgehend ausgereift. In den Berichten von Biermayr et al. (2021) zu innovativen Energietechnologien in Österreich ist der Bereich Wasserkraft dementsprechend nicht enthalten.

Da die Gewässerökologie immer mehr in den Fokus der Aufmerksamkeit rückt, sind Innovationen in diesem Bereich besonders relevant. Sie könnten auch die gesellschaftliche Akzeptanz für einen weiteren Ausbau von Wasserkraftanlagen erhöhen.

Österreich zählt jetzt schon weltweit zu den führenden Ländern im Bereich Wasserkraft und exportiert beispielsweise Komponenten von Wasserkraftwerken und Planungsdienstleistungen (Bointner et al., 2013). Kleinwasserkraft Österreich (2021b) bietet eine Übersicht von Unternehmen in Österreich, die in verschiedenen Bereichen der Wasserkraftbranche – wie beispielsweise Software, Turbinen, Fischaufstiegshilfen, Elektrotechnik und Stahlwasserbau – tätig sind. Die Zulieferbetriebe könnten sich in Zukunft noch mehr auf den Export konzentrieren, da in Österreich das derzeitige Potenzial für den Wasserkraftausbau bald schon ausgeschöpft sein wird.

¹⁴ Für Anlagen unter 1 Megawatt wurde von 4.000 Volllaststunden und für Anlagen über 1 Megawatt von 4.673 Volllaststunden ausgegangen.

Die besten und wirtschaftlichsten Standorte für Wasserkraft sind bereits ausgebaut, sodass mit einem Preisanstieg für den Neubau, den Ausbau sowie die Revitalisierung von Wasserkraftanlagen zu rechnen ist. Generell steigende Baukosten, die Verwendung von Druckrohrleitungen und gestiegene ökologische Anforderungen tragen auch zur Preissteigerung bei.

9 Windkraft

9.1 Hintergrund

Die erste Windkraftanlage Österreichs ging 1994 ans Netz, doch erst das Ökostromgesetz 2002 leitete den namhaften Ausbau der Windkraft ein, der fortan in Phasen erfolgte (IG Windkraft, 2021a). Ende 2020 erzeugten 1.295 Windkraftanlagen – primär in den Bundesländern Niederösterreich, Burgenland und Steiermark¹⁵ – mit einer Nennleistung von 3.105 Megawatt Strom (Biermayr et al., 2021). Diese Leistung ermöglichte eine durchschnittliche jährliche Stromproduktion – die entsprechend den veränderlichen Windverhältnissen Schwankungen unterliegt – von rund 7 Terawattstunden. Der Anteil der Windkraft an der heimischen Stromproduktion ist in den letzten Jahren stark gestiegen; von 2 Prozent im Jahr 2005 auf 10,5 Prozent im Jahr 2019 (BMK, 2020). Der Sektor Klein-Windkraftanlagen ist in Österreich noch sehr heterogen aufgestellt; 2018 waren insgesamt 359 Klein-Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1,7 Megawatt in Betrieb (Leonhartsberger et al., 2019).

Mitte 2020 gab es im Bereich Windkraft 460 Ökostromanlagen mit einem Vertragsverhältnis mit der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) (das sind rund 85 Prozent der Anlagen) und eine zugehörige Engpassleistung von 2.483 Megawatt (E-Control, 2021b). 2020 betrug die Einspeisemenge 5,6 Terawattstunden, die Durchschnittsvergütung 9,13 Cent pro Kilowattstunde (OeMAG, 2021). Rechnet man dazu den Anteil an Strom aus Windkraftanlagen, der außerhalb der OeMAG vermarktet wird (1,5 Terawattstunden), ergibt sich für 2020 eine gesamte Erzeugungsmenge von rund 7 Terawattstunden (Biermayr et al., 2021).

Zur österreichischen Windbranche zählen neben rund 55 WindkraftbetreiberInnen rund 180 Unternehmen des Zuliefer- und Dienstleistungssektors (Biermayr et al., 2021). Viele von ihnen sind in den Bereichen Steuerungen, Windkraftgeneratoren, Windkraftanlagen-Design und High-Tech-Werkstoffe tätig, aber auch Unternehmen wie Kran- und Transportfirmen, Planungsbüros oder Software-Design sind für die Windbranche – im In- und Ausland – verstärkt im Einsatz.

Ende 2020 waren in der österreichischen Windbranche 4.959 Personen beschäftigt (Moidl, 2021a); 2.609 in den Bereichen Errichtung, Rückbau, Wartung und Service, davon 481 bei BetreiberInnen von Windkraftanlagen. Aus der zuliefernden Industrie wurden

¹⁵ Die „Windrad-Landkarte“ der IG Windkraft gibt detaillierte Informationen zu den Standorten der Windkraftanlagen.

2.350 Beschäftigte gemeldet.¹⁶ Dem Sektor „Energie und Dienstleistungen der Energieversorgung“ zurechenbar sind auf jeden Fall alle Beschäftigten der WindkraftbetreiberInnen (Moidl, 2021b). Inwieweit noch andere Beschäftigte (zum Beispiel Wartungs- und ServicemitarbeiterInnen) diesem Sektor zuordenbar sind, kann nur abgeschätzt werden. Die Exportquote im Technologie-Produktionsbereich betrug 2020 90 Prozent (Biermayr et al., 2021).

9.2 Datenquellen

Zur Erstellung des Energiesatellitenkontos und der Aufgliederung des Windkraftsektors wurden – neben den vom BMK zur Verfügung gestellten beziehungsweise veröffentlichten Informationen – zahlreiche andere Datenquellen herangezogen. Primärdaten zur Stromproduktion aus Windkraft finden sich unter anderem in der Gesamtenergiebilanz bis 2019 (Statistik Austria, 2021a) und in der Statistik zur Ökostromeinspeisung (E-Control, 2021a).

Neben den Primärdaten wurden weitere Quellen für die ökonomische Betrachtung des Sektors miteinbezogen. Dabei handelt es sich um Studien, die sich mit volkswirtschaftlichen Effekten (wie Wertschöpfung und Beschäftigung) des zukünftigen Einsatzes erneuerbarer Energietechnologien auseinandersetzen und Prognosen für bestimmte Zeiträume erstellen (siehe zum Beispiel Haas et al., 2017; Schnabl et al., 2018; Helmenstein et al., 2020 sowie Goers et al., 2020). Die IG Windkraft (2020) stellt in ihrem „Outlook 2024“ mögliche Auswirkungen des Windkraftausbaus bis 2024 (beziehungsweise bis 2030) auf die Erzeugungskapazität, die Windstromerzeugung sowie auf die Wertschöpfung und die Beschäftigung (jeweils getrennt nach Errichtung sowie Wartung und Betrieb) dar. Eine zentrale Quelle stellen die jährlichen Berichte zur Marktentwicklung von innovativen Energietechnologien in Österreich von Biermayr et al. (2021; 2020; 2019) – insbesondere jene der letzten Jahre – dar, in welchen unter anderem der Umsatz und die Wertschöpfung sowie die Beschäftigung der unterschiedlichen erneuerbaren Energieträger abgeschätzt werden.

Zur Plausibilitätsprüfung von Kostenstrukturen, Beschäftigungseffekten etc. wurden auch internationale Quellen, wie zum Beispiel das Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, die International Energy Agency Wind sowie Publikationen in einschlägigen Fachzeitschriften herangezogen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Vergleichbarkeit nur bedingt gegeben ist.

¹⁶ Der starke Anstieg der Beschäftigten in der Zulieferindustrie gegenüber den Vorjahren wird unter anderem dadurch begründet, dass für das Jahr 2020 mehr Rückmeldungen von Unternehmen mit hoher Beschäftigungszahl einlangten. Der Umstieg auf den Online-Fragebogen sowie zusätzliche Telefoninterviews werden als weitere Gründe genannt.

Die aktuellste Datenquelle ist das vom BMK beauftragte vorläufige Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des EAG (Resch et al., 2021) das detaillierte Informationen zu den Investitions- und Betriebskosten beinhaltet. Das Gutachten wurde sowohl für die durchschnittlichen Investitions- als auch Betriebskosten herangezogen.

Im Zuge des Expertengesprächs mit Herrn Stefan Moidl (2021b), Geschäftsführer der IG Windkraft, und Herrn Josef Baumüller (2021), wissenschaftlicher Mitarbeiter der Wirtschaftsuniversität Wien, wurden Daten zur Windbranche, insbesondere die Struktur der Investitions- und Betriebskosten, diskutiert. Eine aktualisierte Version dieser Strukturen wurde dem IHS zur Verfügung gestellt (IG Windkraft, 2021b).

9.3 Limitationen der verfügbaren Datenquellen

Im Zuge der Datenrecherche zeigte sich, dass nicht alle benötigten Daten (in ausreichender Qualität) zur Verfügung stehen. Ein wichtiger Punkt diesbezüglich ist der Anteil der Importe. Obwohl ein Teil der Anlagenimporte in der Außenhandelsstatistik aufscheint (und zwar unter „Stromerzeugungsaggregate, windgetrieben“), steht ein weiterer Teil nur als Gesamtwert für mehrere Technologien zur Verfügung. So kann beispielsweise bei Gleichstrom- und Wechselstrommotoren nicht nach der Art der Erzeugung (mit Wasserkraft, Windkraft etc.) unterschieden werden; ausschlaggebend ist hierbei nur die Leistung in Kilowatt. Sowohl bei Investitions- als auch bei Betriebskosten mussten daher auf Basis der vorhandenen Literatur und der Einschätzung von ExpertInnen Annahmen zu den Importquoten getroffen werden, die zu Verzerrungen führen können.

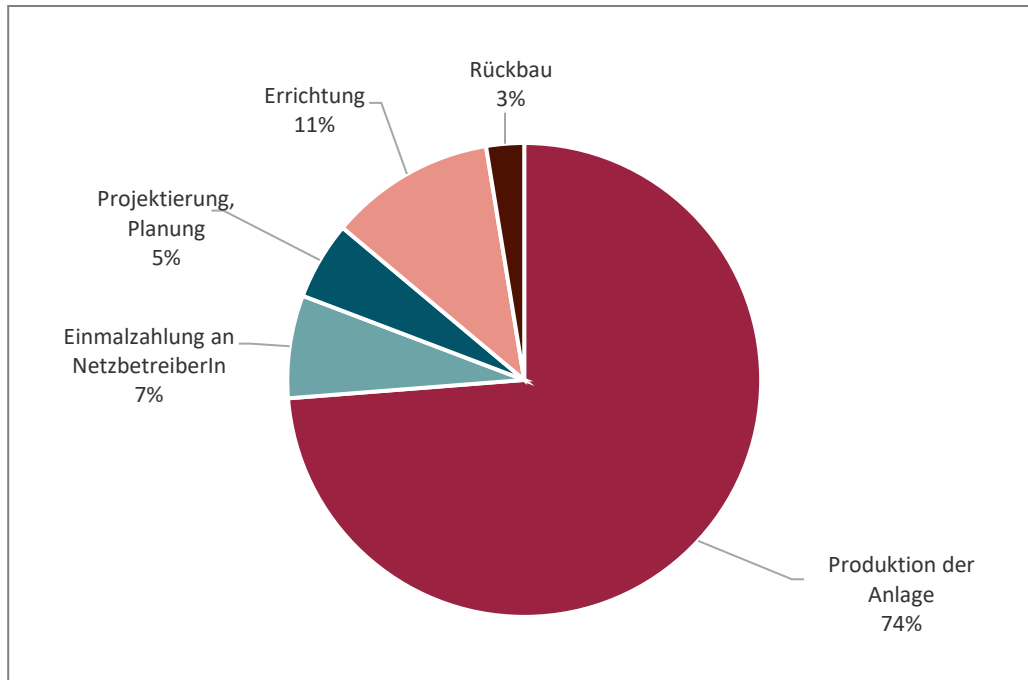
Ebenso schwierig ist die Quantifizierung der Beschäftigten, insbesondere bei Zuliefer- und Dienstleistungsbetrieben. Die angeführten Daten beruhen zwar auf einer Unternehmensbefragung (Windkraftanlagen-BetreiberInnen, DienstleisterInnen und ZulieferInnen), es wird jedoch berichtet, dass die Unternehmen Schwierigkeiten hätten, eine bestimmte Anzahl von Beschäftigten, die ja für verschiedene Branchen produzieren beziehungsweise Dienstleistungen erbringen, einer bestimmten Branche (wie zum Beispiel der Windbranche) zuzuordnen.

Bei internationalen Daten ist zu beachten, dass die Vergleichbarkeit nur sehr bedingt gegeben ist, sind doch die gesetzlichen Rahmenbedingungen, die Förderregimes, die Windpotenziale, die geforderten Naturschutzmaßnahmen etc. in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich.

9.4 Struktur und Höhe der Investitions- und Betriebskosten

In Abbildung 11 ist die Kostenstruktur von Investitionen in Windkraftanlagen abgebildet. Für eine Darstellung in Tabellenform siehe Tabelle 24 im Anhang.

Abbildung 11: Struktur der Investitionskosten von Windkraftanlagen



Quelle: IG Windkraft (2021b), eigene Darstellung.

Die Investitionskosten für Windkraftanlagen sind geprägt von hohen Technologiekosten (die Produktionskosten der „Anlage“ selbst bestehend aus Mast, Generator, Steuerung, Nabe, Rotorblättern etc.), die laut IG Windkraft (2021b) 74 Prozent¹⁷ der Gesamtkosten betragen. Weitere Investitionskosten fallen für die Errichtung (Fundament, Zuwegung, Kabelverlegung etc.) (11 Prozent), die Einmalzahlung an die NetzbetreiberIn (7 Prozent), die Projektierung und Planung (= beauftragte DienstleisterInnen) (5 Prozent) und den Rückbau der Anlage (3 Prozent) an.

Derzeit werden in Österreich keine Anlagen erzeugt, daher werden die Anlagen zu 100 Prozent importiert, zumeist von europäischen HerstellerInnen (Biermayr et al., 2021). Im Gegensatz dazu werden so gut wie alle weiteren Leistungen von heimischen

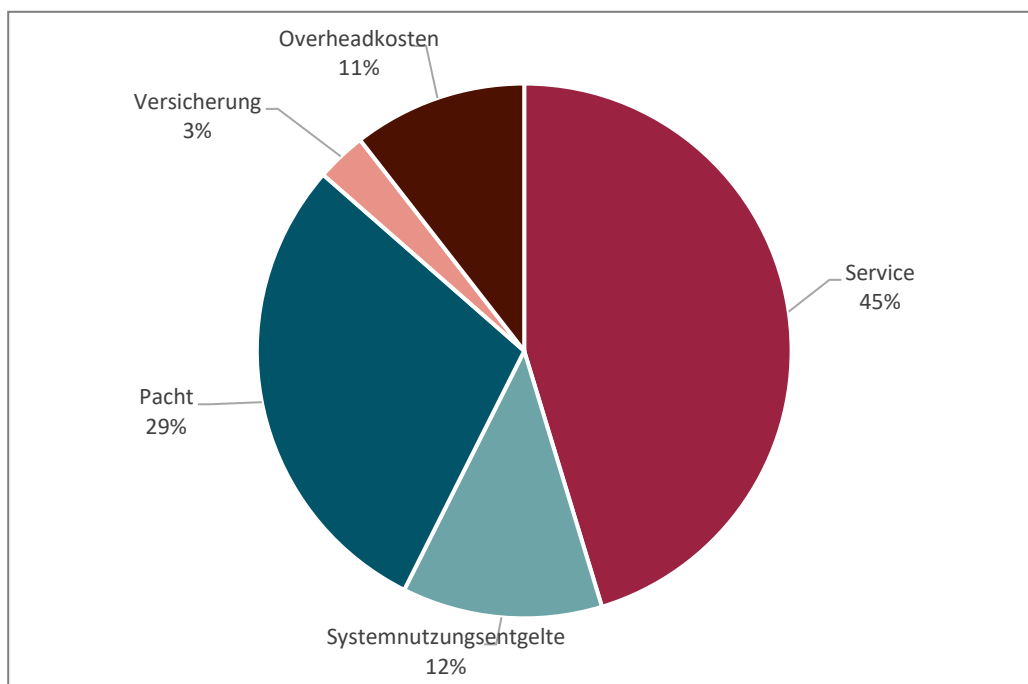
¹⁷ In der Studie von Schnabl et al. (2018) wird von einem ähnlichen Wert (77 Prozent) ausgegangen.

Unternehmen erbracht; in der vorliegenden Studie wird daher angenommen, dass der inländische Anteil aller weiteren Leistungen nahezu 100 Prozent beträgt.

Gemäß den Berechnungen der IG Windkraft (2021b) betragen die Investitionskosten in Österreich durchschnittlich 1.536 Euro pro Kilowatt. Dieser Wert entspricht in etwa jenen Investitionskosten, die in einer Studie für die International Energy Agency Wind (Hand, 2018) für Deutschland (1.520 Euro pro Kilowatt) für das Jahr 2016 errechnet wurden. Aus dem Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (Resch, et al., 2021) resultieren repräsentative mittlere Investitionskosten von 1.520 Euro pro Kilowatt (inklusive Netzanschluss). Dieser Wert wird für die Berechnung der ökonomischen Effekte verwendet.

In Abbildung 12 ist die Struktur der Betriebskosten für Windkraftanlagen ersichtlich. In Tabelle 25 im Anhang sind die Daten tabellarisch abgebildet.

Abbildung 12: Struktur der Betriebskosten von Windkraftanlagen



Quelle: IG Windkraft (2021b). Eigene Darstellung ohne Berücksichtigung der Zinskosten, die im Fall von Windkraft einen beträchtlichen Teil der Betriebskosten ausmachen.

Für den laufenden Betrieb einer Windkraftanlage fallen laut Auskunft der IG Windkraft (2021b) folgende Kosten an: Servicekosten (45 Prozent), Pachtkosten (29 Prozent), Systemnutzungsentgelte (12 Prozent), Overheadkosten (11 Prozent) und Versicherungskosten (3 Prozent). Diese Leistungen werden fast ausschließlich von heimischen Unternehmen erbracht; in der vorliegenden Studie wird daher angenommen,

dass der heimische Anteil dieser Leistungen – gemäß dem Durchschnittswert der Betriebskosten der betroffenen Sektoren – nahezu 100 Prozent beträgt.

Im Unterschied zu den Investitionskosten, die in den herangezogenen Studien in sehr ähnlicher Höhe angegeben werden, variieren die Angaben zur Höhe der Betriebskosten stärker.¹⁸ Aus diesem Grund wird der Wert des aktuellen Gutachtens zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des EAG (Resch et al., 2021) für die Berechnung der ökonomischen Effekte herangezogen; die mittleren Betriebskosten (inklusive Kosten für Ausgleichsenergie und ohne Erlöse aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen) belaufen sich in diesem Gutachten auf 21,5 Euro pro Megawattstunde.

9.5 Zukunft des Sektors

Die Bedeutung von Windkraft in Österreich wird aufgrund des im EAG definierten Ausbaus von 10 Terawattstunden bis zum Jahr 2030 und den dafür vorgesehenen Fördermitteln groß bleiben. Durch den zusätzlichen Ersatz von alten Windkraftanlagen ergibt sich in Summe ein (linearer) Ausbaubedarf bis 2030 von rund 12 Terawattstunden (Moidl, 2021b). Um die Windkraft in diesem Ausmaß auszubauen wird es jedoch erforderlich sein, auch in den westlichen Bundesländern bestehende Potenziale zu nutzen. Eine standortdifferenzierte Förderung könnte dazu einen Beitrag leisten.

Da die Nachfrage nach Windkraftanlagen weltweit steigt (2020 wurde so viel Windkraftleistung errichtet wie nie zuvor), ist mit einer Erhöhung der Kosten, insbesondere der Investitionskosten, zu rechnen (Biermayr et al., 2021). Die „low hanging fruits“ (Investitionen mit einem überdurchschnittlich hohen Kosten-Nutzen-Verhältnis) sind im Bereich Windkraft bereits geerntet. Der technologische Fortschritt wird sich zwar fortsetzen, aber in einem geringeren Ausmaß als bisher.

¹⁸ Ein Grund dafür könnte die (Nicht-)Berücksichtigung von Finanzierungskosten sein.

10 Fossile Energieträger

10.1 Hintergrund

Im Gegensatz zu erneuerbaren Energieträgern sind die Vorräte fossiler Brennstoffe in Österreich limitiert. Fossile Energieträger umfassen Erdöl, Erdgas und Kohle und werden in Wärmekraftwerken sowohl zur Stromproduktion als auch zur Erzeugung von Fernwärme verwendet. Neben fossilen Brennstoffen kommen in der Stromproduktion teilweise auch Derivate, also energetisch genutzte Kohleprodukte (Steinkohle- und Braunkohlekoks), beziehungsweise energetisch genutzte Erdölprodukte (Heizöle, Dieselöl, Flüssiggas etc.) zum Einsatz (E-Control, 2020b).

Im Jahr 2019 betrug die heimische Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen und Derivaten 15,4 Terawattstunden, wobei mit 11,4 Terawattstunden der Großteil davon aus Erdgas gewonnen wurde. Der Rest entfiel auf Steinkohle (1,4 Terawattstunden), Steinkohle- und Braunkohlekoks (1,9 Terawattstunden) und Erdölprodukte, wie Heizöle, Dieselöl und Flüssiggas (0,6 Terawattstunden). Nach der Wasserkraft hatten fossile Energieträger im Jahr 2019 damit den zweitgrößten Anteil an der österreichweiten Stromproduktion¹⁹ (E-Control, 2021c). Die inländische Erzeugung von Energie aus fossilen Energieträgern ist in der Periode von 2005–2019 gesunken (BMK, 2020). Mit dem Beschluss des EAGs soll der Anteil fossiler Brennstoffe noch weiter verringert werden.

Österreich verfügt über ein geringes Vorkommen an fossilen Brennstoffen, sodass die Primärenergieträger zum größten Teil importiert werden. Die Abhängigkeit Österreichs von Energieimporten gemessen am Anteil des Gesamtenergieverbrauchs des Landes, der durch Importe gedeckt wird,²⁰ ist für die fossilen Energieträger somit hoch. Sie belief sich im Jahr 2017 auf 99,9 Prozent für feste fossile Brennstoffe, 92,2 Prozent für Öl und auf 90,2 Prozent für Erdgas (Eurostat, 2021b). Die Weiterverarbeitung der Primärenergieträger zu Derivaten erfolgt zum Teil in Österreich.

Aus der Sonderauswertung der Statistik Austria geht hervor, dass im Jahr 2017 für den Sektor Elektrizitätsversorgung (35A) Kohle, Erdöl und Erdgas und Erze in Höhe von 251 Millionen Euro und Benzin, Diesel und andere Öle in der Höhe von 5,7 Millionen Euro als Vorleistung importiert wurden (Statistik Austria, 2021b). Insgesamt wurden 2017 274 Millionen Euro an Kohle, Erdöl, Erdgas und Erzen und 13,7 Millionen Euro an Benzin, Diesel und anderen Ölen als Vorleistung zu Herstellungspreisen verwendet. Da der

¹⁹ Öffentliches Netz und Eigenerzeugung (Unternehmen mit Eigenanlagen).

²⁰ „Der Indikator zeigt den Anteil des Gesamtenergieverbrauchs eines Landes an, der durch Importe aus anderen Ländern gedeckt wird. Er wird als Nettoimporte berechnet, geteilt durch die grobe verfügbare Energie. Energieabhängigkeit = (Importe – Exporte) / verfügbare Bruttoenergie“ (Eurostat, 2021b). Anmerkung: Hierbei handelt es sich nicht nur um die Elektrizitätserzeugung, sondern um die gesamte aus fossilen Energieträgern produzierte Energie.

Sektor 35A neben der Elektrizitätsproduktion auch noch die Elektrizitätsübertragung, die Elektrizitätsverteilung und den Elektrizitätshandel enthält, entfallen nicht 100 Prozent dieser Importe und Vorleistungen auf die fossile Stromproduktion. Es ist jedoch davon auszugehen, dass es sich beim Großteil davon um Brennstoffe handelt, die direkt zur Elektrizitätserzeugung verwendet wurden.

Laut Bestandsstatistik (E-Control, 2021c) gab es in Österreich im Jahr 2019 69 Wärmekraftwerke, die fossile Brennstoffe und Derivate verwenden für die gesamte Stromerzeugung (für das öffentliche Netz und die Eigenerzeugung). Diese haben insgesamt eine Engpassleistung von 5.605 Megawatt. In den meisten davon (56 Kraftwerken) wird Erdgas als Brennstoff verwendet. Zwei Kraftwerke verwenden Steinkohle, sechs Kohleerivate (etwa Steinkohle- und Braunkohlekoks) und fünf Erdölderivate (wie Heizöle, Dieselöl, Flüssiggas). Im Lauf der Zeit wurden die Kohlekraftwerke und die meisten Ölkraftwerke stillgelegt (Umweltbundesamt, 2021). Das letzte österreichische Kohlekraftwerk (Fernheizkraftwerk Mellach) wurde im April 2020 geschlossen (BMK, 2021c).

In den letzten Jahren wurden zeitgemäße und effiziente Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) gebaut, wie etwa das Gas-Kombikraftwerk in Mellach, das im Jahr 2011 durch die Verbund AG in Betrieb genommen wurde (APA, 2012). Dieses wird hauptsächlich bei witterungsbedingtem Ausfällen von Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen eingesetzt (VERBUND AG, 2021b). Auch andere fossile Wärmekraftwerke, wie das GuD-Kraftwerk Timelkam, fungieren als Netzreserve für die Versorgungssicherheit mit Strom (Energie AG, 2015). Fossile Brennstoffe werden zu Spitzenbedarfszeiten – meist in der Form von Erdgas – auch teilweise in Biomassekraftwerken eingesetzt (Höher et al., 2017).

Der Produktionswert der aus fossilen Energieträgern produzierten Elektrizität nur für das öffentliche Netz (ohne Eigenerzeugung) betrug 2017 rund 500 Millionen Euro (E-Control, 2021c; Statistik Austria, 2020a).

Was die Ermittlung der in der fossilen Stromproduktion Beschäftigten betrifft, stellte sich die Datenlage als schwierig dar. In der Sonderauswertung der Statistik Austria werden die Beschäftigten nicht auf die unterschiedlichen Technologien aufgegliedert. Daher wurde die Anzahl der Beschäftigten auf Basis der Studie von Fragkos und Paroussos (2018) geschätzt. In dieser Studie werden für unterschiedliche Energiequellen die Anzahl an Beschäftigten angegeben, die für jedes jährlich installierte Megawatt im Bereich Produktion und Instandhaltung anfallen: 0,14 Beschäftigte pro Megawatt jeweils für Gas und Öl und 0,18 Beschäftigte pro Megawatt für Kohle. Es ist zu beachten, dass es sich bei diesen Beschäftigungskoeffizienten um europäische Durchschnittswerte handelt, die je nach Art, Alter und Größe des Kraftwerks auch variieren können. Basierend auf Daten zur Bruttoengpassleistung und Ausnutzungsdauer für Wärmekraftwerke (E-Control, 2021c)

und der im Jahr 2017 erzeugten Menge an elektrischer Energie aus fossilen Energieträgern in GWh für das öffentliche Netz (Statistik Austria, 2021a) wurden die Beschäftigten in diesem Bereich auf 809 geschätzt.

10.2 Datenquellen

Für die Aufgliederung der Stromerzeugung aus fossilen Energiequellen wurden unterschiedliche Datenquellen verwendet. Daten zur erzeugten Menge an Strom aus fossilen Energieträgern liefern E-Control (2021c) sowie die Energiebilanzen der Statistik Austria (2021a).

Der Produktionswert der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen für das Jahr 2017 wurde für die gegenständliche Studie basierend auf Daten aus der Konjunkturstatistik für konventionelle thermische Energie der Statistik Austria (2020a), der Bestandsstatistik von E-Control (E-Control, 2021c) und den Energiebilanzen der Statistik Austria (2021a) berechnet.

Zur Schätzung der Beschäftigungseffekte wurden sowohl Informationen zu Beschäftigten in Betrieben nach ÖNACE 35.11 aus der Konjunkturstatistik (Statistik Austria, 2020a) als auch der Artikel von Fragkos und Paroussos (2018) herangezogen. In Letzterem werden Beschäftigungskoeffizienten geschätzt, die Auskunft über Arbeitsplätze geben, die in europäischen Ländern pro installiertem Megawatt für den Betrieb und die Wartung unterschiedlicher Kraftwerkstypen anfallen. Die Beschäftigungskoeffizienten dienen der Ermittlung der direkten Beschäftigungseffekte der fossilen Elektrizitätsproduktion (Fragkos und Paroussos, 2018).

Eine Sonderauswertung der Statistik Austria (2021b) liefert darüber hinaus Informationen über den Gesamtwert der in der Elektrizitätsversorgung eingesetzten Brennstoffe – Kohle, Öl, Erdgas und Derivate (wie Mineralölprodukte). Der Wert der Importe dieser Brennstoffe und Derivate als Vorleistung für die Elektrizitätsversorgung wurde ebenfalls basierend auf der Sonderauswertung ermittelt.

10.3 Limitationen der verfügbaren Datenquellen

Was die Datenverfügbarkeit betrifft, sind im Zuge der Recherche einige Limitationen aufgetreten. Vor allem in der aktuelleren Literatur wird oft ein Fokus auf erneuerbare Energieträger und nicht so stark auf fossile Energieträger gelegt. Da die Umsatz-, Beschäftigungs- und Wertschöpfungsdaten aus den Geschäftsberichten der Energieversorgungsunternehmen mehrere Geschäftsfelder (Stromerzeugung, -verteilung, -versorgung, -handel) umfassen und meist nicht getrennt für fossile und

erneuerbare Energiequellen ausgeschlüsselt sind, konnten auch diese nur bedingt als Datenquellen herangezogen werden.

Somit konnten die Beschäftigungsdaten nur auf Basis der Beschäftigten in Betrieben nach ÖNACE 35.11 aus der Konjunkturstatistik (Statistik Austria, 2020a), und den Schätzungen von Fragkos und Paroussos (2018) ermittelt werden. Auch die Daten zu Investitions- und Betriebskostenstruktur sind nicht gesondert für die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern vorhanden und wurden auf Basis anderer Studien ermittelt (Posch, 2010; Steden und Dalezios, 2008; Commission for Energy Regulation, 2005).

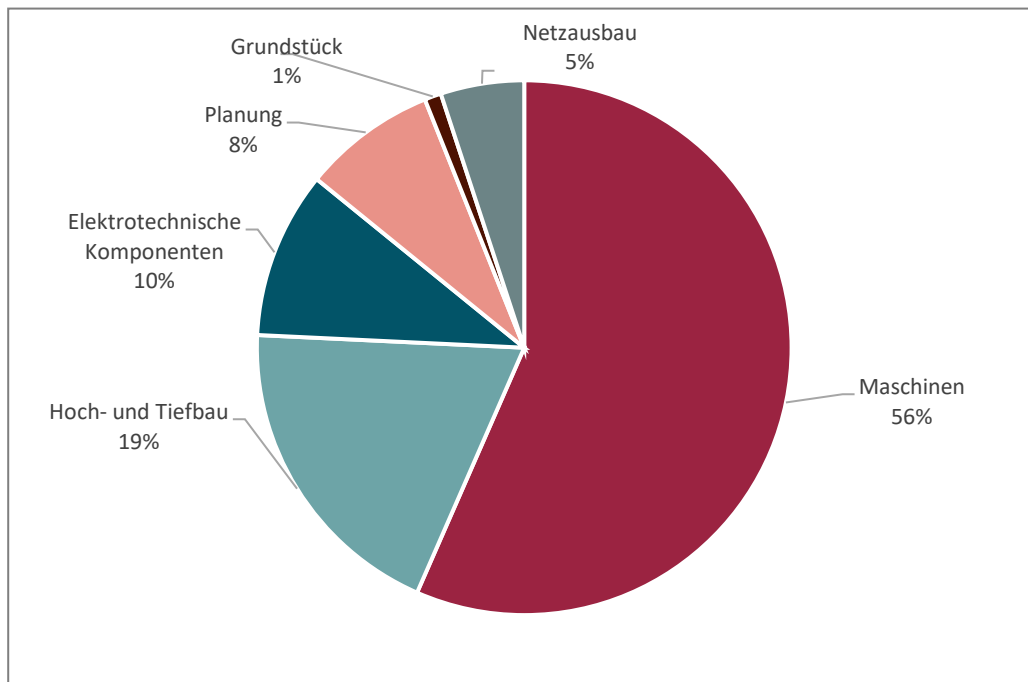
10.4 Struktur der Investitions- und Betriebskosten

Die Struktur der Investitions- und Betriebskosten von fossil-thermischen Kraftwerken kann sich je nach Kraftwerkstyp (etwa Gasturbinenkraftwerk, GuD-Kraftwerk oder Steinkohlekraftwerk) und Größe und Alter des Kraftwerks unterscheiden. Für das Energiesatellitenkonto von Interesse sind vor allem Betriebs-, Wartungs- und Brennstoffkosten sowie Kosten für Emissionszertifikate²¹. Das letzte Steinkohlekraftwerk Österreichs wurde im April 2020 eingestellt. Somit sind die Investitionskosten dafür in Zukunft nicht mehr relevant. Da GuD-Kraftwerke besonders effizient sind und mit den Kraftwerken in Timelkam (2008) und Mellach (2011) zwei der jüngst gebauten österreichischen fossil-thermischen Kraftwerke GuD-Kraftwerke sind, wird hier im Folgenden exemplarisch die Struktur der Investitionskosten für ein 400-Megawatt GuD-Kraftwerk dargestellt.

In Abbildung 13 geht hervor, dass mit 56 Prozent der Großteil der Investitionskosten auf die Maschinen entfällt; Kosten für Hoch- und Tiefbau betragen 19 Prozent und die elektrotechnischen Komponenten machen 10 Prozent der Gesamtinvestition aus. Auf den Netzausbau entfallen 5 Prozent der Gesamtinvestitionskosten. Diese setzen sich zu 70 Prozent aus bauwirtschaftlichen Kosten und zu 30 Prozent aus Kosten für elektrotechnische Geräte zusammen. Zu der Herkunft der Maschinen und elektrotechnischen Komponenten liegen uns keine Informationen vor (Posch, 2010; Steden und Dalezios, 2008). In Tabelle 26 im Anhang ist die Investitionskostenstruktur tabellarisch dargestellt.

²¹ Die Emissionszertifikate sind Berechtigungen für den Ausstoß von Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalenten (CO₂e) (Europäische Kommission, 2021b).

Abbildung 13: Struktur der Investitionskosten von Gas- und Dampfkraftwerken



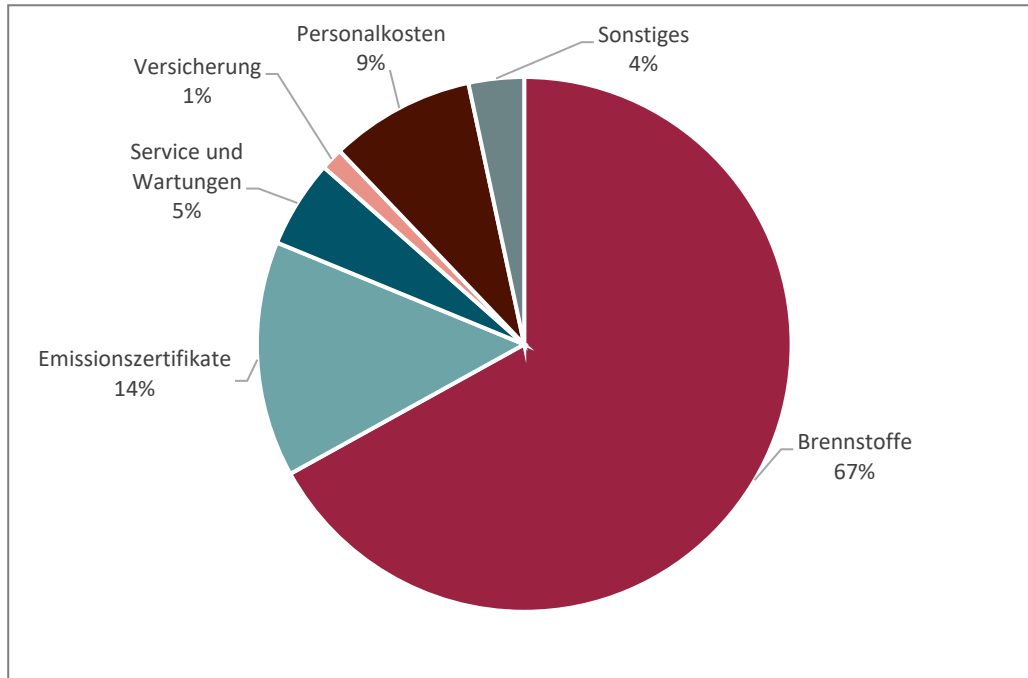
Quelle: Steden und Dalezios (2008) zitiert nach Posch (2010).

Für die Höhe der Investitionskosten wurden jene des modernen Gas-Kombikraftwerks Mellach angenommen. Sie belaufen sich auf 661.058 Euro je Megawatt (APA, 2012).

In Abbildung 14 wird die Struktur der durchschnittlichen Betriebs- und Wartungskosten von Wärmekraftwerken mit Einsatz von fossilen Brennstoffen dargestellt. Diese Daten sind in Tabelle 27 im Anhang nochmals tabellarisch abgebildet. Mit 67 Prozent entfällt der Großteil der Betriebs- und Wartungskosten auf Brennstoffe²². Die Kosten für Emissionszertifikate belaufen sich auf rund 14 Prozent. An der dritten Stelle sind die Personalkosten mit knapp 9 Prozent. Die Ausgaben für Service- und Wartungsverträge sowie für interne Routinewartungen machen 5 Prozent aus. Die restlichen Kosten (rund 5 Prozent) setzen sich aus Versicherungskosten (knapp über 1 Prozent) sowie sonstigen Ausgaben wie Administrationskosten und Forschung zusammen.

²² Hier werden die Durchschnittskosten für Kohle, Erdgas, Öl und Derivate angenommen. Da das ESK sich auf das Jahr 2017 bezieht, ist hier auch Kohle als Brennstoff enthalten, weil sie im Jahr 2017 noch verwendet wurde.

Abbildung 14: Struktur der Betriebs- und Wartungskosten von Wärmekraftwerken mit Einsatz von fossilen Brennstoffen



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Commission for Energy Regulation (2005), Statistik Austria (2021b; 2020a) sowie Resch et al. (2017).

Die Kosten für Emissionszertifikate sind den sonstigen Produktionsabgaben zugeordnet und sind somit in der Wertschöpfung enthalten (Statistik Austria, 2019; Eurostat, 2013). Für die Analyse wurden Betriebskosten, inklusive der Ausgaben für Brennstoff und Emissionszertifikate, in der Höhe von rund 46 Euro je Megawattstunde angenommen. Sie wurden basierend auf Daten aus Resch et al. (2017) berechnet.

10.5 Zukunft des Sektors

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) wurde beschlossen, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis 2030 um 27 Terawattstunden zu steigern. Bis 2030 soll der nationale Stromverbrauch bilanziell zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden.

Durch diesen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird die fossile Stromerzeugung langfristig an Relevanz verlieren. Da es sich um einen bilanziellen Umstieg zu 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien handelt, werden fossile Kraftwerke jedoch vorerst bestehen bleiben und vor allem zu Spitzenbedarfszeiten, oder um Versorgungssicherheit bei Ausfällen zu gewährleisten, weiterhin zum Einsatz kommen.

11 Szenarien

Ende August 2021 hat am Institut für Höhere Studien (IHS) ein Workshop mit ExpertInnen und StakeholderInnen aus den Bereichen Wirtschaft, Politik und Technik stattgefunden, um mögliche entscheidungsrelevante Szenarien zu erarbeiten, weiterzuentwickeln und zu validieren. Viele der geladenen TeilnehmerInnen brachten Expertise aus dem Umweltbereich oder auch speziell zum Thema erneuerbare Energien ein. Der Fokus lag dabei auf den Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenzialen für den Wirtschaftsstandort Österreich im Hinblick auf mögliche Veränderungen des Energiesektors bis 2030.

Dafür wurden seitens des Projektteams zwei Szenarien skizziert und gemeinsam mit den TeilnehmerInnen hinsichtlich technischer und politischer Umsetzbarkeit sowie insbesondere wirtschaftlicher Aspekte diskutiert und weiterentwickelt. Zudem wurden im Zuge des Workshops auch Einschätzungen zu den Stärken, Schwächen, Potenzialen und Gefahren des geplanten Ausbaus der erneuerbaren Energien gesammelt, aus denen Ideen für mögliche neue Szenarien und deren Annahmen abgeleitet wurden.

Die zwei im Workshop diskutierten Szenarien umfassten (1) „Erneuerbare Energien 100 % made in Austria“ und (2) einen Fokus auf Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG). Durch den im Workshop gewonnenen Input wurde das erste Szenario adaptiert, um nur die Photovoltaik-Technologie zu behandeln und das zweite Szenario gänzlich gestrichen, da sich die Berechnung eines Szenarios mit Fokus auf EEG als zu kleinteilig und aufgrund der aktuell unsicheren rechtlichen Lage als wenig zielführend herauskristallisiert hat. Im Zuge der Diskussionen mit den TeilnehmerInnen hat sich allerdings ein weiteres interessantes Szenario ergeben, das sich auf eine aktuelle Studie der Österreichischen Energieagentur (Baumann et al., 2021) bezieht und die vom Bund gemäß EAG gesteckten Ausbauziele mit den Bundesländerzielen vergleicht, wobei eine große Diskrepanz auf Seiten der Länderziele aufzeigt wurde.

Außerdem wurde in Anlehnung an eine ähnliche Studie zum Ausbau der erneuerbaren Energien von Haas et al. (2017) ein Referenzszenario ohne zusätzliche Fördermittel als drittes Szenario aufgenommen, um realistische Aussagen über die tatsächlich durch das EAG ausgelösten Effekte treffen zu können.

11.1 Annahmen

Die Berechnung der Szenarien geht von konstanten Preisen 2021 aus und berücksichtigt daher keine mögliche Steigerung oder Reduktion von Investitions- oder Betriebskosten für die jeweiligen Technologien über den Betrachtungszeitraum. Basis für die Stromnachfrage im Jahr 2030 und den Anteil der fossilen Energieträger an der

Stromerzeugung ist das WAM-NEKP-Szenario des Umweltbundesamtes (Krutzler, 2020). Da mit dem Erreichen der Ausbauziele des EAG laut Ausbaupfad des BMK erst 2032 zu rechnen ist, wurden diese Werte auch für das Jahr 2032 angenommen. Dabei werden nur die Anlagen mit Förderung über das EAG betrachtet. Zusätzlich errichtete Anlagen (beispielsweise nichtgeförderte Neuanlagen, oder auch Förderungen aus anderen Fördertöpfen und bestehenden Ökostromgesetz-Verträgen), mit denen ein Zubau von 27 Terawattstunden schon bis 2030 erreicht werden soll, werden dabei nicht berücksichtigt. In Tabelle 2 wird der Zubau der jeweiligen Energietechnologien in den drei Szenarien detailliert dargestellt. In den folgenden Unterkapiteln werden die Annahmen für die jeweiligen Technologien noch detaillierter beschrieben, in den folgenden Kapiteln die drei übergeordneten Szenarien.

Tabelle 2: Zubau der erneuerbaren Energietechnologien in den drei Szenarien, in Terawattstunden, Werte für das Jahr 2032

Energiequelle	Szenario 1, Zubau	Szenario 2, Zubau	Szenario 2, Zubau (netto)	Szenario 3, Zubau
Photovoltaik	0,00	11,00	11,00	2,80
Windkraft	3,72	10,00	6,28	4,80
Wasserkraft	1,65	5,00	3,35	2,80
Biomasse	1,04	1,00	-0,04	0,00
Biogas	0,03	0,11	0,07	0,00
Biomethan	0,00	4,85	4,85	0,00
Fossile	4,82	-3,25	-8,07	2,84
Stromerzeugung gesamt	80,47	93,07	keine Angabe	82,45
davon fossile Erzeugung	18,62	10,55	keine Angabe	16,64
Nettoimporte/-exporte	4,82	-7,78	keine Angabe	2,84

Anmerkungen: Die Werte für 2030 wurden für 2032 angenommen.

Szenario 2 Zubau (netto) bezieht sich auf den Ausbau, der tatsächlich durch das EAG ausgelöst wurde, also abzüglich des Ausbaus, der im Szenario 1 auch ohne Förderung passieren würde. Quelle für Zubau und Anteil Erneuerbare von 68,9 Prozent: Referenzszenario (REF) aus Haas et al. (2017). Quelle für Zubau Erneuerbare: Baumann et al. (2021).

Die Annahmen für die einzelnen Technologien gehen aus Tabelle 3 hervor.

Tabelle 3: Annahmen für die jeweiligen Energietechnologien für den Ausbau

Technologie	Beginn Investitionen	Beginn Betriebskosten	Aufteilung Ausbau	Ausbau	Sonstiges
Photovoltaik	Ab erstem Jahr, bis zum vorletzten Jahr	Ab zweitem Jahr	Schätzung auf Basis von Förderung durch Marktprämien versus Investitionszuschüsse: Bis 10 kWp-Anlagen: rund 8 Prozent der gesamten neu installierten Leistung >10 bis 20 kWp-Anlagen: rund 31 Prozent der gesamten neu installierten Leistung >20 bis 100 kWp-Anlagen: rund 31 Prozent der gesamten neu installierten Leistung >100 kWp-Anlagen: rund 31 Prozent der gesamten neu installierten Leistung	Linear, letzter Zubau 2031; 11 Terawattstunden Zubau, jährlich neu installierte Leistung von 1.048 Megawatt, 1.050 Volllaststunden	Ein Jahr bis Fertigstellung
Windkraft	Im ersten Jahr nur Projektierungs- und Planungskosten (=5 Prozent der gesamten Investitionskosten, ab dem zweiten Jahr jährliche Investitionskosten abzüglich Projektierungs- und Planungskosten)	Ab drittem Jahr	Keine Spezifizierung	Linear, 10 Terawattstunden Zubau, 4.000 Megawatt Leistung	Dauer Kontrahierung bis Fertigstellung: 2 Jahre
Wasserkraft	1 Jahr Planung, 2 Jahre Investitionskosten, 50:50 aufgeteilt	Ab viertem Jahr	Wasserkraftanlagen unter 1 Megawatt: 0,5 Terawattstunden Zubau und 1,2 Terawattstunden Revitalisierung	Linear, 5 Terawattstunden	Bei Revitalisierung Kosten nur auf zusätzliche

Technologie	Beginn Investitionen	Beginn Betriebskosten	Aufteilung Ausbau	Ausbau	Sonstiges
			Wasserkraft über 1 Megawatt: 2,3 Terawattstunden Zubau und 1,0 Terawattstunde Revitalisierung	Zubau, 1.130 Megawatt Leistung	Erzeugungskapazität umgelegt
Biomasse fest	Ab zweitem Jahr, im ersten Jahr nur Planungskosten	Ab drittem Jahr	Zubau eins zu eins aufgeteilt auf Anlagen unter 500 Kilowatt und Anlagen über 500 Kilowatt	Linear, 1 Terawattstunde, 150 Megawatt	Dauer Kontrahierung bis Fertigstellung 2 Jahre
Biogas	Ab zweitem Jahr, im ersten Jahr nur Planungskosten	Ab drittem Jahr	Zubau von Anlagen mit 250 Kilowatt Leistung	Linear, 0,105 Terawattstunden, 15 Megawatt	Dauer Kontrahierung bis Fertigstellung 2 Jahre
Biomethan	Ab zweitem Jahr, im ersten Jahr nur Planungskosten	Ab drittem Jahr	Zubau aufgeteilt auf 40 Prozent Umrüstung bestehender Biogasanlagen und 60 Prozent Neuerrichtung	Linear, 4,85 Terawattstunden, 348 Megawatt	Dauer Kontrahierung bis Fertigstellung 2 Jahre
Fossile	Investitionskosten von modernen Gaskraftwerken als Basis	Keine Spezifizierung	Eins zu eins aufgeteilt auf Zubau von Fossilien und Importe	Linear, Reduktion von 13,80 Terawattstunden im Jahr 2020 auf 10,55 Terawattstunden	Energiequellen Steinkohle, Erdgas, Erdöl und Derivate, ab 2021 kein Einsatz von Kohle

Quelle: IHS (2022).

11.2 Szenario 1: Referenzszenario ohne EAG

Um realistische Aussagen über die durch das EAG ausgelösten wirtschaftlichen Effekte treffen zu können, ist es notwendig, ein Referenzszenario zu berechnen, in dem der zukünftige Ausbau ohne EAG (d. h. ohne neue Förderungen) dargestellt wird. Ausgebaut würde dann also nur, was unabhängig von den Förderungen des EAG ohnehin ausgebaut werden würde. Das Szenario 1 orientiert sich dabei an dem Referenzszenario (REF) bzw. „No Policy“-Szenario von Haas et al. (2017), bei dem ein konservatives Bild der Entwicklung der Stromproduktion aus Erneuerbaren gezeichnet wird. Dabei heben Haas et al. (2017) hervor, dass dieses Szenario keinerlei Anspruch auf Realitätsbezug erhebt und lediglich als Referenz für die Bewertung der alternativen Szenarien dient. Unterstellt wird in ihrem Szenario das Auslaufen aller Förderungen für Strom aus neu errichteten erneuerbaren Energieanlagen nach 2020. Nach den Berechnungen von Haas et al. (2017) ergibt sich ein nur sehr geringer Ausbau der Erneuerbaren bis 2030, welcher vor allem durch Windkraft (+ 3,72 Terawattstunden), Wasserkraft (+ 1,65 Terawattstunden) und feste Biomasse (+ 1,04 Terawattstunden) vorangetrieben wird. Photovoltaik wird nicht weiter ausgebaut, ebenso wenig wie Biomethan, das von Haas et al. (2017) nicht berücksichtigt wurde.²³ Im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 gibt es laut den Berechnungen des Referenzszenarios (REF) von Haas et al. (2017) nur einen jährlichen Zubau von rund 206 Megawatt (bzw. Investitionen in Höhe von rund 325 Millionen Euro) und der Anteil der Erneuerbaren an der Stromnachfrage beträgt 68,9 Prozent im Jahr 2030.

Diese Ergebnisse wurden als Basis für das vorliegende Szenario 1 herangezogen. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, die restlichen 31,1 Prozent der Stromnachfrage durch fossile Energieträger und höhere Stromimporte abzudecken. Daher wird in Szenario 1 davon ausgegangen, dass die fossilen Energieträger nicht rückgebaut werden, sondern es noch zu einer Steigerung der Stromgewinnung aus Fossilen kommt. Die Diskrepanz der Deckung des Strombedarfs aus Erneuerbaren plus der Stromerzeugung aus Fossilen auf dem Level des Jahres 2021 (9,63 Terawattstunden) wird im Verhältnis 50:50 auf den Zubau der Fossilen und höhere Importe aufgeteilt (also jeweils 4,82 Terawattstunden).

11.3 Szenario 2: EAG-Ausbaupfad laut BMK

Das Szenario 2 stellt das Basisszenario für die Berechnung der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung zur Ökostrommilliarde dar und geht davon aus, dass der Ausbau der

²³ In der vorliegenden Studie wird davon ausgegangen, dass es ohne EAG zu keinem nennenswerten Ausbau der Biomethanproduktion kommen würde.

erneuerbaren Energien gemäß dem vom BMK übermittelten Ausbaupfad²⁴ realisiert wird. Es wird angenommen, dass der Ausbau von 27 Terawattstunden (plus 4,85 Terawattstunden Biomethan und 0,105 Terawattstunden direkt verstromtes Biogas) bis 2032 in Summe und pro Technologie (Photovoltaik 11 Terawattstunden, Windkraft 10 Terawattstunden, Wasserkraft 5 Terawattstunden) linear erfolgt und der Zeitraum von der Kontrahierung bis zur Fertigstellung zwei Jahre beträgt. Die Photovoltaik stellt hier eine Ausnahme mit einer kürzeren Dauer von nur einem Jahr bis zur Fertigstellung dar.

Für die einzelnen Technologien werden im Szenario 2 die jeweiligen Importanteile der vier Technologien auf Basis der Ist-Situation des Energiesatellitenkontos 2017 fortgeschrieben, welche in den jeweiligen Kapiteln zu den Technologien dargestellt werden, um eine möglichst realistische Annäherung an die realen Gegebenheiten der Importabhängigkeiten als zugrundeliegende Annahme dieses Szenarios zu integrieren. Die bestehende Abhängigkeit von fossilen Energieträgern für die Stromerzeugung im Jahr 2032 orientiert sich an der Evaluierung des WAM-NEKP-Szenarios des Umweltbundesamtes (Krutzler, 2020) und wird mit 10,55 Terawattstunden angenommen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien von 27 Terawattstunden und die zwar gesunkene, aber noch vorhandene Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ergibt sich eine gesamte Stromaufbringung von 93,07 Terawattstunden. Diese deutlich höhere Stromaufbringung als der Strombedarf im Jahr 2030 (85,29 Terawattstunden) ist notwendig, um das EAG-Ziel von 100 Prozent Strom aus Erneuerbaren bilanziell zu erreichen, da die Verwendung von fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung durch Exporte von Strom aus Erneuerbaren ausgeglichen werden muss.

Um bei der Berechnung dieses Szenarios nur die tatsächlich durch das EAG ausgelösten Effekte der Ökostrommilliarde zu quantifizieren, werden die berechneten volkswirtschaftlichen Effekte des Referenzszenarios 1 von den hier errechneten Effekten abgezogen. Das Resultat sind die direkt mit dem EAG verbundenen Ausbaueffekte.

11.3.1 Variante Reduktion Importanteil PV

Für die Stromproduktion mittels der Photovoltaik-Technologie gibt es einerseits ein sehr hohes Ausbauziel mit 11 Terawattstunden laut EAG, andererseits bietet sich laut Einschätzung der ExpertInnen bei Photovoltaik die höchste Wahrscheinlichkeit, die Produktion von Modulen und Wechselrichtern stärker nach Österreich zu verlagern.²⁵ In dieser Variante des Szenarios 2 wird daher davon ausgegangen, dass der Importanteil der Investitionskosten von Photovoltaik-Modulen und Wechselrichtern um die Hälfte reduziert wird (PV-Module von 85 auf 42,5 Prozent und Wechselrichter von 60 auf

²⁴ Siehe: Geplante Ausbaupfade für die einzelnen Technologien. Übermittelt per E-Mail am 24.06.2021.

²⁵ Diese Einschätzung ist ein Ergebnis der ExpertInnengespräche.

30 Prozent). Im Szenario betragen die entsprechenden Importanteile demnach 42,5 Prozent bzw. 30 Prozent), um die realen Importabhängigkeiten und das Potenzial der Verlagerung der Produktion nach Österreich zu berücksichtigen. Vorleistungen, die im Inland nicht oder nur schwer produziert werden können, würden weiterhin aus dem Ausland bezogen werden. Auch mit der Errichtung von mit neuen Anlagen verbundenen Dienstleistungen wie Planung und Installation würden von heimischen Unternehmen durchgeführt werden. Für die Umsetzung wäre denkbar, Förderungen an diese Voraussetzung zu koppeln. Das Szenario beschäftigt sich mit der Frage, welche wirtschaftlichen Potenziale dabei für Österreich entstehen würden.

Mittels dieser Variante soll aufgezeigt werden, wie der Hebel „Importanteil“ wirken würde, also welche (positiven) Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung sich daraus im Vergleich zur Basisvariante des Szenarios 2 ergeben würden. Sie kann daher als wertvolle Basis gesehen werden, um Empfehlungen für weitere Investitionsentscheidungen und den Aufbau von Produktionskapazitäten zu geben.

11.4 Szenario 3: EAG-Ausbau gemäß Bundesländerzielen

Zur Umsetzung der Ausbauziele gemäß EAG spielen die Länder eine tragende Rolle, da sie für den tatsächlichen Ausbau zuständig sind. Das Szenario 3 geht daher von den in der Studie „Klima- und Energiestrategien der Länder“ der Österreichischen Energieagentur (Baumann et al., 2021) dargestellten Ausbauzielen der Bundesländer 2030 je Technologie aus, welche deutlich unter den Zielen des Bundes liegen. Der vorgesehene Ausbau um 27 Terawattstunden bis 2030 wird um den „Zielanpassungsbedarf“ der Bundesländer bis 2030 von 16,7 Terawattstunden (Photovoltaik: 8,2 Terawattstunden, Wasserkraft: 2,2 Terawattstunden, Wärmekraft/Biomasse: 1,1 Terawattstunden, Windkraft: 5,2 Terawattstunden) reduziert.

Durch den geringeren Ausbau der erneuerbaren Energien von nur 10,4 Terawattstunden besteht in diesem Szenario ebenso wie im Referenzszenario eine Diskrepanz zwischen dem notwendigen Strombedarf und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Analog zum Referenzszenario wird daher auch in diesem Szenario der restliche Strombedarf durch fossile Energieträger und höhere Stromimporte abgedeckt. Die Diskrepanz der Deckung des Strombedarfs aus Erneuerbaren plus der Stromerzeugung aus Fossilen auf dem Level des Jahres 2021 (5,68 Terawattstunden) wird auch in diesem Szenario im Verhältnis 50:50 auf den Zubau der Fossilen und höhere Importe aufgeteilt (also jeweils 2,84 Terawattstunden).

Dieses Szenario 3 baut besonders auf dem Input aus dem Szenarien-Workshop auf, bei welchem die Relevanz der Länder für den Ausbau der Erneuerbaren hervorgehoben und die tatsächliche Realisierung der Ausbauziele des EAGs kritisch hinterfragt wurden. Ein

mögliches Resultat dieses Szenarios ist die Erkenntnis, dass noch einiges getan werden müsste, um die (positiven) volkswirtschaftlichen Effekte der Ökostrommilliarde aus dem Szenario 2 voll auszuschöpfen und das Ausweichen auf den Ausbau der Fossilen und gesteigerte Stromimporte zu verhindern.

Um die Relevanz der Bundesländer beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu verdeutlichen, werden bei diesem Szenario die Effekte des Ausbaus laut Bundesländerzielen mit dem Szenario 2 und dem Ausbau gemäß EAG verglichen.

12 Ergebnisse

Auf den folgenden Seiten werden die Ergebnisse der Berechnungen für die Jahre 2021–2032 präsentiert. Die Ergebnisse beinhalten direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte. Im Gegensatz zu anderen Studien sind steuerinduzierte Effekte nicht in den Ergebnissen enthalten. Alle Ergebnisse werden zu konstanten Preisen 2021 ausgewiesen.

Da die Energiepreise stark schwanken, wurden bei den Energieerzeugungsunternehmen keine direkten Gewinne bzw. Verluste durch die Stromerzeugung angenommen. Diese sind Teil der direkten Wertschöpfung und führen durch Reinvestitionen der Gewinne zu höheren induzierten Effekten, sodass die ausgewiesenen Effekte bei hohen Energiepreisen höher wären.

Für eine Beschreibung der Effektkarten, wie Wertschöpfung und Beschäftigung in Vollzeitäquivalenten, siehe Kapitel 2 und für die Beschreibung der Szenarien siehe Kapitel 11.

12.1 Szenario 1: Referenzszenario ohne EAG

Im Folgenden werden die Ergebnisse für das Referenzszenario ohne EAG, also ohne neue Förderungen, dargestellt. Es beruht auf der Annahme, dass nur Energieträger ausgebaut werden, die unabhängig von den Förderungen des EAG ohnehin ausgebaut werden würden und orientiert sich an dem „No Policy“-Szenario von Haas et al. (2017). Der zusätzliche Energiebedarf wird in diesem Szenario nur zu geringem Maße über den Ausbau der erneuerbaren Energien gedeckt. Stattdessen wird angenommen, dass es anstatt eines Rückbaus der fossilen Energieträger zu einer Steigerung der Stromgewinnung aus Fossilen kommt.

12.1.1 Investitionseffekte

In Tabelle 4 werden die kumulierten Investitionen (in Summe 6,0 Milliarden Euro) sowie Wertschöpfungs-, Beschäftigungs- und Fiskaleffekte dargestellt, die sich österreichweit durch die Investitionen im Zeitraum von 2021–2032 ergeben, wobei die Beschäftigungseffekte selbständig und unselbständig Beschäftigte enthalten und in Vollzeitäquivalenten ausgewiesen werden. Die Effekte beinhalten direkte, indirekte sowie induzierte Wirkungen.

Demnach kommt es in den Bereichen Wind- und Wasserkraft zu den höchsten Investitionen. Die höchsten Effekte werden mit heimischen Wertschöpfungseffekten von 1,8 Milliarden Euro und Beschäftigungseffekten von mehr als 19.000 Vollzeitäquivalenten im Bereich Wasserkraft erzielt. Die heimische Wertschöpfung

kumuliert über den Gesamtzeitraum und die einzelnen Technologien und liegt bei 3,2 Milliarden Euro. Zudem werden über die insgesamt getätigten Investitionen rund 34.000 vollzeitäquivalente Beschäftigungsverhältnisse gesichert. Die Fiskaleffekte kumulieren sich auf rund 1,3 Milliarden Euro. Das entspricht bei einer zehnjährigen Investitionsperiode im Durchschnitt jährlichen Investitionseffekten von 324 Millionen Euro an Wertschöpfung, rund 3.400 gesicherten Vollzeitäquivalenten und 126 Millionen Euro an fiskalischen Effekten.

Tabelle 4: Referenzszenario – Kumulierte Investitionseffekte 2021–2032 in Österreich

Technologie	Investitionen in Millionen Euro	Wertschöpfung in Millionen Euro	Beschäftigung in Vollzeit- äquivalenten	Fiskaleffekte in Millionen Euro
Biomasse und Biogas	976,5	558,0	5.229	205,7
Biomethan	0,0	0,0	0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0	0,0
Wasserkraft	2.209,5	1.825,5	19.440	722,4
Windkraft	2.261,8	536,3	5.902	216,2
Fossile	531,4	318,0	3.122	120,0
Gesamt	5.979,1	3.237,8	33.692	1.264,3

Anmerkung: Die Ergebnisse beinhalten direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte.

Quelle: IHS (2022).

12.1.2 Betriebseffekte

In Tabelle 5 werden die kumulierten Betriebseffekte dargestellt, die sich aus dem Betrieb der zusätzlich geschaffenen Anlagen ohne EAG ergeben. Über den gesamten Zeitraum hinweg kommt es kumuliert über die Technologien zu heimischen Wertschöpfungseffekten von rund 2,6 Milliarden Euro. Darüber hinaus werden Beschäftigungseffekte von 23.000 Vollzeitäquivalenten erzielt, wobei der Großteil auf den Betrieb von Biomasse- und Biogasanlagen, beziehungsweise fossile Energieproduktion zurückzuführen ist. Im Gegensatz zu anderen Technologien benötigen diese Brennstoffe, wodurch indirekt mehr Beschäftigung entsteht. Es ist keine Aussage dazu möglich, ob es sich dabei um neu geschaffene oder gesicherte Arbeitsplätze handelt. Die Fiskaleffekte von insgesamt 1,2 Milliarden Euro ergeben sich aus den Durchschnittswerten des Input-Output-Modells des IHS. Für die Fossilen beinhalten sie auch die Kosten für CO₂-Zertifikate, allerdings fließt gleichzeitig der größere Teil der Betriebskosten (fossile Brennstoffe) ins Ausland ab.

Tabelle 5: Referenzszenario – Kumulierte Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich

Technologie	Betriebskosten in Millionen Euro	Wertschöpfung in Millionen Euro	Beschäftigung in Vollzeit- äquivalenten	Fiskaleffekte in Millionen Euro
Biomasse und Biogas	811,8	759,5	9.850	270,8
Biomethan	0,0	0,0	0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0	0,0
Wasserkraft	108,0	107,9	1.116	48,1
Windkraft	439,9	464,9	4.093	180,9
Fossile	2.225,7	1.221,9	7.940	698,4
Gesamt	3.585,3	2.554,1	23.000	1.198,2

Anmerkungen: Die Ergebnisse beinhalten direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte. Die Betriebseffekte der fossilen Stromerzeugung ergeben sich aus dem Betrieb neu gebauter Anlagen sowie dem Fortbetrieb bestehender Anlagen, die in Szenario 2: EAG-Ausbaupfad laut BMK nicht mehr benötigt werden würden.
Quelle: IHS (2022).

12.2 Szenario 2: EAG-Ausbaupfad laut BMK

In diesem Unterkapitel werden nun die Effekte dargestellt, die sich durch die im EAG vorgesehenen Maßnahmen ergeben. Alle Ergebnisse beinhalten direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Wirkungen.

12.2.1 Investitionseffekte

Wie in Tabelle 6 ersichtlich, sind insgesamt mit den laut EAG geplanten Maßnahmen Investitionen von rund 28,4 Milliarden Euro verbunden, die primär in Photovoltaik (11,5 Milliarden Euro), Wasserkraft (6,7 Milliarden Euro) und Windkraft (6,1 Milliarden Euro) fließen. In den Bereichen Biomasse/Biogas und Biomethan betragen die Investitionen in Summe rund 4,1 Milliarden Euro. Im Gegensatz zu den Betriebseffekten werden die Investitionseffekte nur über einen Zeitraum von zehn Jahren wirksam. Diese Investitionen führen zu heimischen Wertschöpfungseffekten von rund 15,3 Milliarden Euro – kumuliert über die Jahre 2021–2032, wobei Effekte des Betriebs der Anlagen noch nicht berücksichtigt sind. Verteilt man diese Investitionseffekte über zehn Jahre, so ergibt sich ein jährlicher BIP-Beitrag, der rund 0,4 Prozent des Bruttoinlandsprodukts von 2021 entspricht. Die kumulierten Beschäftigungseffekte belaufen sich auf rund 165.000 Beschäftigte in Vollzeitäquivalenten. Über 70 Prozent der gesicherten Arbeitsplätze werden dabei von Männern innegehalten. Rund 6,0 Milliarden Euro fließen in Form von Steuern und Abgaben an die öffentliche Hand zurück, wovon nach Finanzausgleich 2,4 Milliarden Euro an die Sozialversicherungen, 2,2 Milliarden Euro an den Bund, 0,7 Milliarden Euro an die Länder sowie 0,5 Milliarden Euro an die Gemeinden gehen. Der

Rest verteilt sich auf Sozialfonds, die Europäische Union sowie allgemeine Güter- und Produktionssubventionen, wobei letztere gegengerechnet werden.

Tabelle 6: Basisszenario – kumulierte Investitionseffekte 2021–2032 in Österreich

Technologie	Investitionen in Millionen Euro	Wertschöpfung in Millionen Euro	Beschäftigung in Vollzeit- äquivalenten	Fiskaleffekte in Millionen Euro
Biomasse und Biogas	1.006,6	575,2	5.390	212,0
Biomethan	3.097,3	2.228,4	22.031	839,1
Photovoltaik	11.540,7	5.533,9	63.225	2.143,5
Wasserkraft	6.695,4	5.531,8	58.909	2.189,1
Windkraft	6.080,0	1.441,7	15.866	581,3
Gesamt	28.420,0	15.310,9	165.419	5.965,0

Anmerkungen: Die Ergebnisse beinhalten direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte. Die fiskalischen Effekte beinhalten keine Gegenrechnung der Förderungen im Rahmen des EAG. Quelle: IHS (2022).

Dementsprechend führt im Durchschnitt eine Million Euro Investitionen in erneuerbare Energien zu rund 0,54 Millionen Euro Wertschöpfung in Österreich, etwa 5,8 Vollzeitäquivalenten und zu steuerlichen Rückflüssen von 0,21 Millionen Euro. Allerdings unterscheiden sich diese Werte je nach Technologie relativ stark.

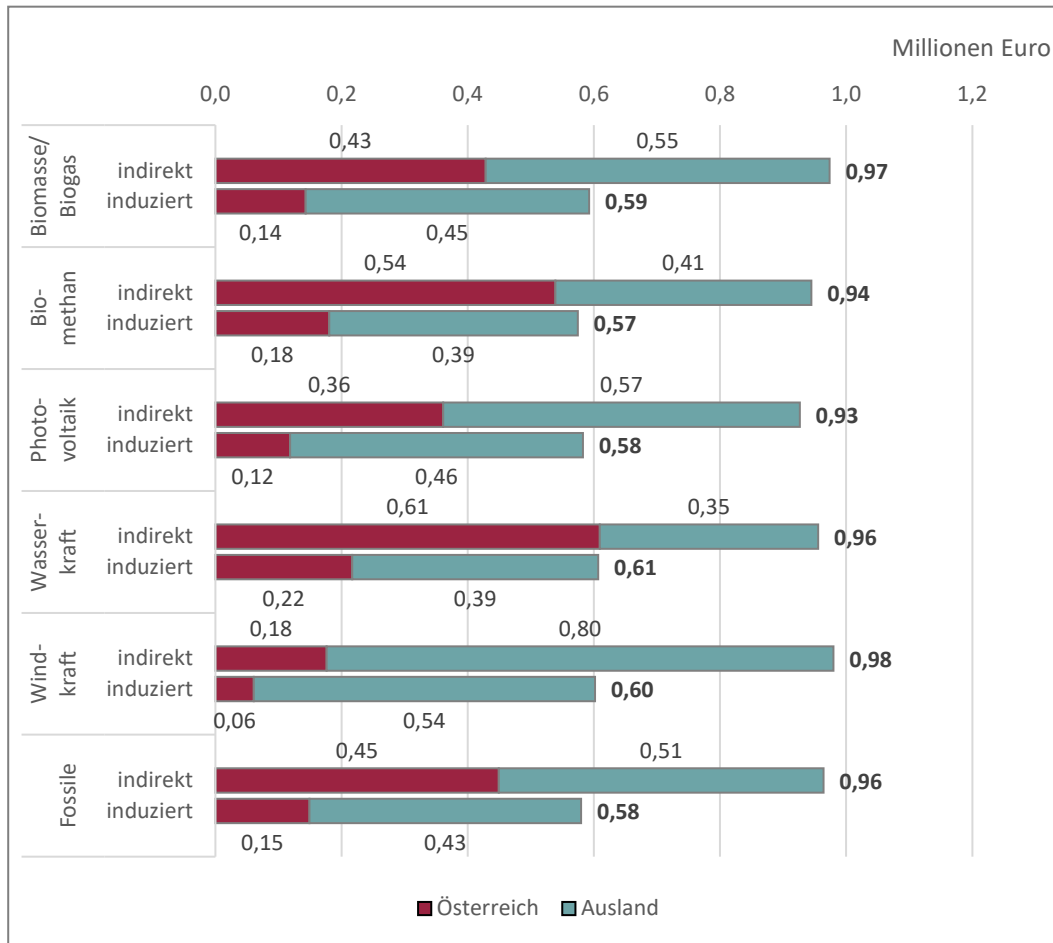
Abbildung 15 stellt die heimischen und gesamten Wertschöpfungseffekte je Million Euro Investition für die einzelnen betrachteten Technologien dar und differenziert zusätzlich zwischen indirekten Effekten und induzierten Effekten.²⁶ Die Daten sind in Tabellenform in Tabelle 28 im Anhang dargestellt. Während die gesamten, weltweiten Wertschöpfungseffekte für alle Technologien eine sehr ähnliche Größenordnung aufweisen, gibt es doch deutliche Unterschiede hinsichtlich des Anteils, der in Österreich wirksam wird.

In der Wasserkraft ist der heimische Anteil an der gesamten indirekten Wertschöpfung mit über 60 Prozent sehr hoch. Investitionen in Wasserkraftwerke benötigen vor allem Planungs- und Bauleistungen, die primär von heimischen Unternehmen erbracht werden. Auch die Turbinen stammen überwiegend aus österreichischer Produktion.

²⁶ Direkte Effekte (=Effekte bei den AnlagenbetreiberInnen) fallen definitionsgemäß bei Investitionen nicht an. Indirekte Effekte entstehen durch die Nachfrage nach Vorleistungsgütern, so werden zur Produktion eines Wasserkraftwerks beispielsweise Bauleistungen und Turbinen benötigt, die zu Wertschöpfung und Beschäftigung bei Bauunternehmen und TurbinenherstellerInnen führen. Der/die TurbinenherstellerIn bezieht in weiterer Folge beispielsweise Stahl oder elektronische Bauelemente usw., sodass umfassende Vorleistungsketten mit indirekten Wirkungen in verschiedensten Branchen entstehen. Induzierte Effekte dagegen entstehen dadurch, dass direkte Beschäftigte ihr Einkommen für Konsum verwenden bzw. beteiligte Unternehmen ihre Gewinne zum Teil investieren. Eine ausführlichere Erklärung ist in Kapitel 2.2 zu finden.

Dementsprechend fließt nur ein geringer Teil der Wertschöpfung in das Ausland ab. Ganz anders ist die Situation bei der Windkraft. Rund drei Viertel der Investitionskosten macht hier die Produktion der Windkraftanlagen aus, die vollständig importiert werden. Das hat zur Folge, dass ein Großteil der generierten Wertschöpfung ins Ausland abfließt.

Abbildung 15: Heimische und ausländische Wertschöpfungseffekte je Million Euro Investitionen nach Technologie

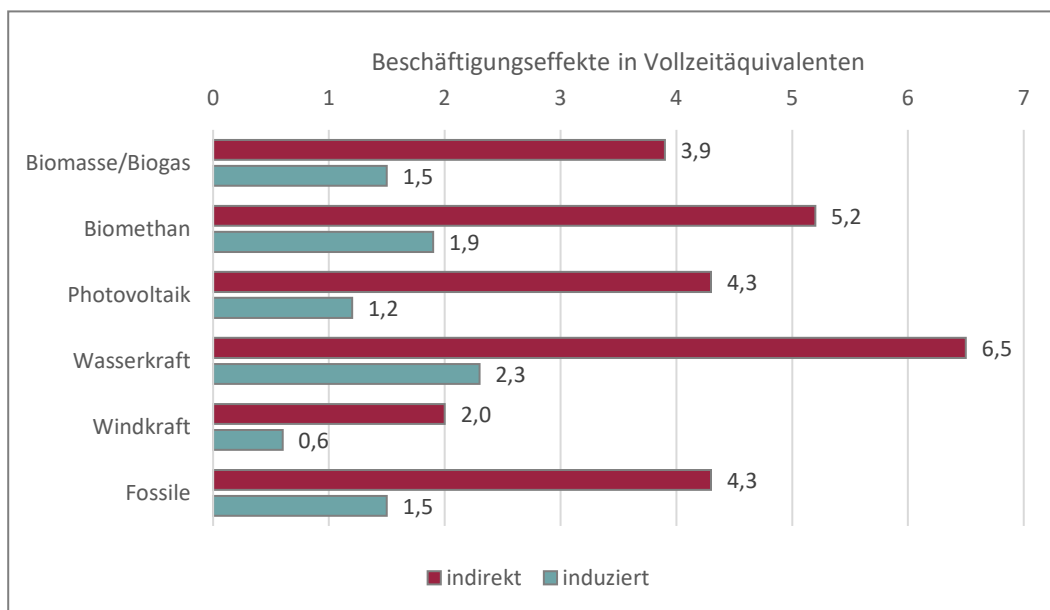


Quelle: IHS (2022).

Der hohe Wertschöpfungsabfluss ins Ausland ist kein alleiniges Charakteristikum der erneuerbaren Energieträger. Bei Investitionen fließen generell hohe Wertschöpfungsanteile ins Ausland ab, da diese häufig importiert werden (beispielsweise elektronische Geräte und Autos). Geringere Unterschiede gibt es bei den induzierten Effekten. Der heimische Wertschöpfungsanteil liegt hier durchgehend unter einem Drittel, da sowohl Konsumgüter als auch Investitionsgüter hohe Importquoten aufweisen. Am höchsten ist er bei jenen Technologien, die auch schon zu vergleichsweise hohen indirekten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten in Österreich führen.

Analog dazu stellt Abbildung 16 die heimischen Beschäftigungseffekte in Vollzeitäquivalenten je Million Euro Investitionen dar. Eine Übersicht in Tabellenform befindet sich im Anhang in Tabelle 29. Auch diese sind bei Investitionen in Wasserkraft am höchsten, da Wasserkraftwerke einen hohen Anteil an Bauleistungen aufweisen, die traditionell sehr beschäftigungsintensiv sind und zu einem großen Teil von heimischen Unternehmen erbracht werden. Sehr gering sind sie dagegen für Technologien wie Windkraft, bei denen die Anlagen bzw. Komponenten größtenteils im Ausland produziert und in Österreich nur montiert werden.

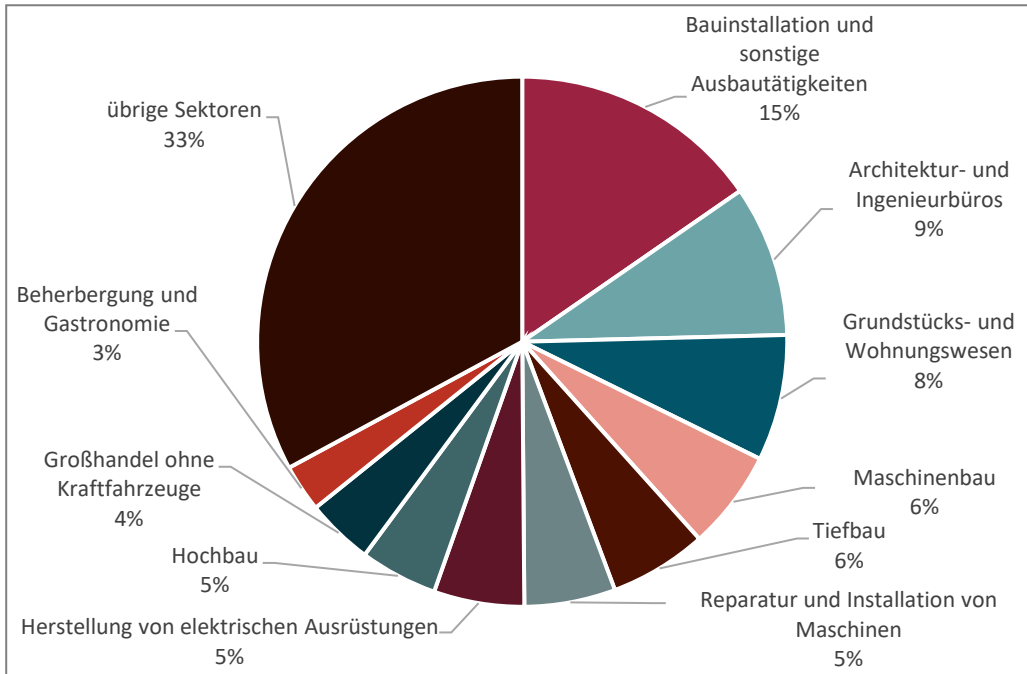
Abbildung 16: Heimische Beschäftigungseffekte in Vollzeitäquivalenten je Million Euro Investitionen nach Technologie



Quelle: IHS (2022).

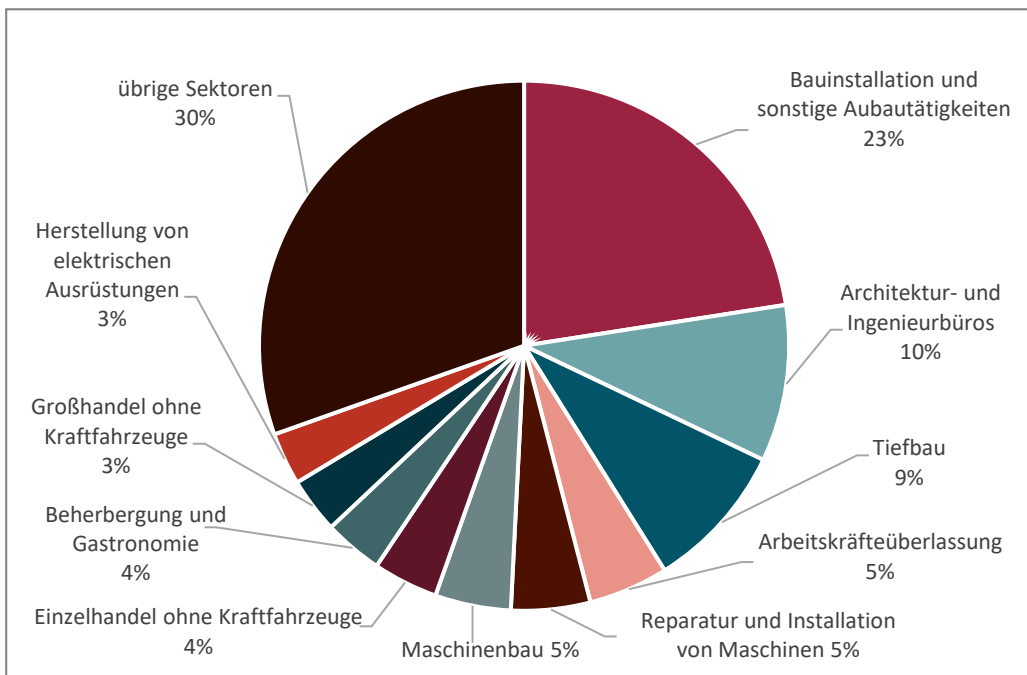
Betrachtet man die sektorale Verteilung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte (Abbildung 17 und Abbildung 18; die sektorale Aufteilung ist zusätzlich in Tabelle 30 und Tabelle 31 im Anhang dargestellt), die aus den Investitionen in erneuerbare Energien laut EAG folgen, so treten die höchsten Effekte wenig überraschend zumeist in den Sektoren auf, die die höchsten Anteile an den Investitionskosten aufweisen. Dazu gehören die Sektoren des *Bauwesens*, die *Herstellung von elektrischen Ausrüstungen* (produziert unter anderem Generatoren, Transformatoren und Wechselrichter), der *Maschinenbau* (stellt unter anderem Turbinen her), die *Dienstleistungen von Architektur- und Ingenieurbüros* sowie die *Reparatur und Installation von Maschinen*. Daneben finden sich auch etliche Branchen, die vor allem durch (einkommens-)induzierte Effekte profitieren, wie der *Einzel- und Großhandel* und das *Grundstücks- und Wohnungswesen*.

Abbildung 17: Sektorale Verteilung der heimischen Wertschöpfungseffekte (Investitionen)



Quelle: IHS (2022).

Abbildung 18: Sektorale Verteilung der heimischen Beschäftigungseffekte (Investitionen)



Quelle: IHS (2022).

12.2.2 Betriebseffekte

Nicht nur die Investitionen in erneuerbare Energien, sondern auch der Betrieb der Anlagen hat ökonomische Effekte. Tabelle 7 fasst diese in Summe für den Zeitraum 2021–2032 kumuliert zusammen. Unter Annahme eines linearen Ausbaus der im EAG vorgesehenen Kapazitäten summieren sich die Betriebskosten auf 6,5 Milliarden Euro bis 2032. Dabei weisen die verschiedenen Technologien aber starke Unterschiede auf. Während zur Elektrizitätserzeugung auf Basis von Biogas und Biomasse sowie zur Produktion von Biomethan für den Betrieb Feedstock bzw. Brennstoffe nötig sind, ist das bei den weiteren Technologien nicht der Fall. Die absolut betrachtet höchsten Betriebskosten fallen mit etwa 3,6 Milliarden Euro für die Biomethanproduktion an, gefolgt von Windkraft (1,2 Milliarden Euro). Vergleichsweise gering sind dagegen die Betriebskosten für Photovoltaik und Wasserkraft mit 0,63 bzw. 0,33 Milliarden Euro, obwohl diese mit 11 bzw. 5 Terawattstunden vergleichsweise hohe Ausbauziele aufweisen.

Tabelle 7: Basisszenario – kumulierte Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich

Technologie	Betriebskosten in Millionen Euro	Wertschöpfung in Millionen Euro	Beschäftigung in Vollzeit- äquivalenten	Fiskaleffekte in Millionen Euro
Biomasse und Biogas	836,8	782,9	10.153	279,1
Biomethan	3.554,7	3.327,5	50.986	997,5
Photovoltaik	632,6	565,1	13.507	231,5
Wasserkraft	327,1	326,9	3.383	145,9
Windkraft	1.182,5	1.249,6	11.004	486,3
Gesamt	6.533,7	6.252,0	89.033	2.140,3

Anmerkung: Beinhaltet direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte. Nicht inkludiert sind direkte Wertschöpfungseffekte durch Abschreibungen und Gewinne der Elektrizitätserzeugungsunternehmen.

Quelle: IHS (2022).

Die durch den Betrieb in Österreich bewirkten Wertschöpfungseffekte belaufen sich auf kumuliert 6,3 Milliarden Euro²⁷. Rund 89.000 Arbeitsplätze in Vollzeitäquivalenten sowie fiskalische Effekte in Höhe von 2,1 Milliarden Euro²⁸ stehen damit in Zusammenhang. Nach Finanzausgleich erhält der Bund mit 959 Millionen Euro den größten Anteil davon,

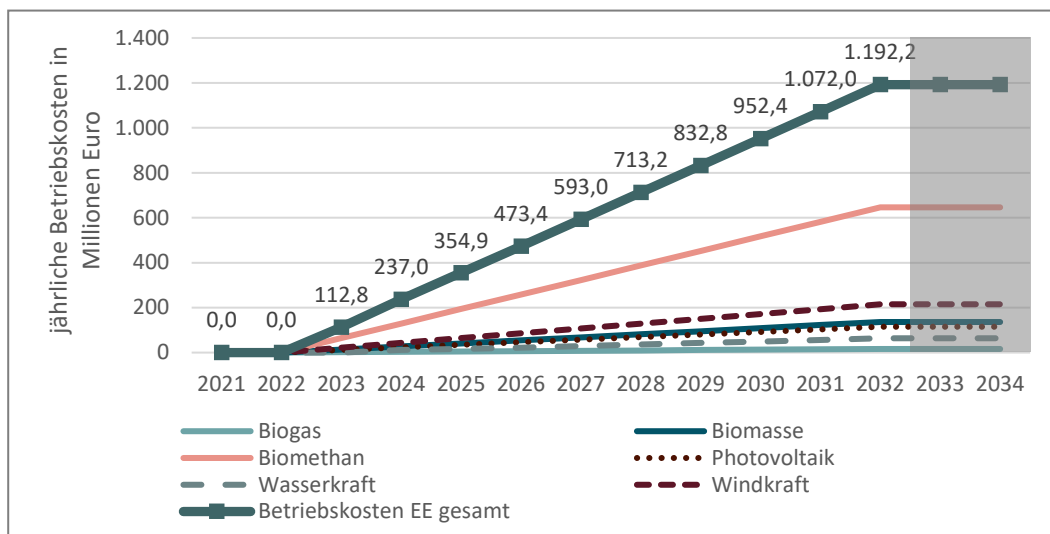
²⁷ Nicht darin enthalten sind direkt bei den Elektrizitäts- bzw. MethanproduzentInnen anfallende Abschreibungen sowie etwaige Betriebsüberschüsse oder -verluste der Elektrizitäts- und BiomethanerzeugerInnen sowie daraus induzierte Effekte. Abschreibungen würden bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Investitionseffekten zu Doppelzählungen führen, während die Betriebsüberschüsse der EnergieerzeugerInnen stark von (Strom-)Preisschwankungen abhängen und daher kaum auf längere Sicht geschätzt werden können.

²⁸ Nicht gegengerechnet wurden Investitionsförderungen und Marktprämien, die im Rahmen des EAG gewährt werden.

gefolgt von den Sozialversicherungen mit 879 Millionen Euro, den Ländern mit 318 Millionen Euro sowie den Gemeinden mit 229 Millionen Euro. Die Betriebseffekte werden dominiert durch die Biomethanherzeugung, auf die mehr als die Hälfte der generierten heimischen Wertschöpfung und Beschäftigung (3,3 Milliarden Euro bzw. 51.000 Vollzeitäquivalente) entfallen.

Durch den weitgehend linearen Ausbaupfad entwickeln sich auch die Betriebskosten im Wesentlichen linear (siehe Abbildung 19; eine tabellarische Darstellung der Entwicklung der Betriebskosten findet sich im Anhang in Tabelle 32), wobei die letzten im Rahmen des EAG geförderten Anlagen 2032 in Betrieb gehen. In diesem Jahr werden somit auch die maximalen jährlichen Betriebseffekte erreicht, die in den Jahren danach mehr oder weniger unverändert fortbestehen. Darauf wird am Ende dieses Unterkapitels noch kurz eingegangen. In den bis dahin genannten kumulierten Zahlen sind allerdings nur die Betriebseffekte bis inklusive 2032 enthalten; Effekte des Betriebs darüber hinaus (in Abbildung 19 grau hinterlegt) sind darin nicht inkludiert.

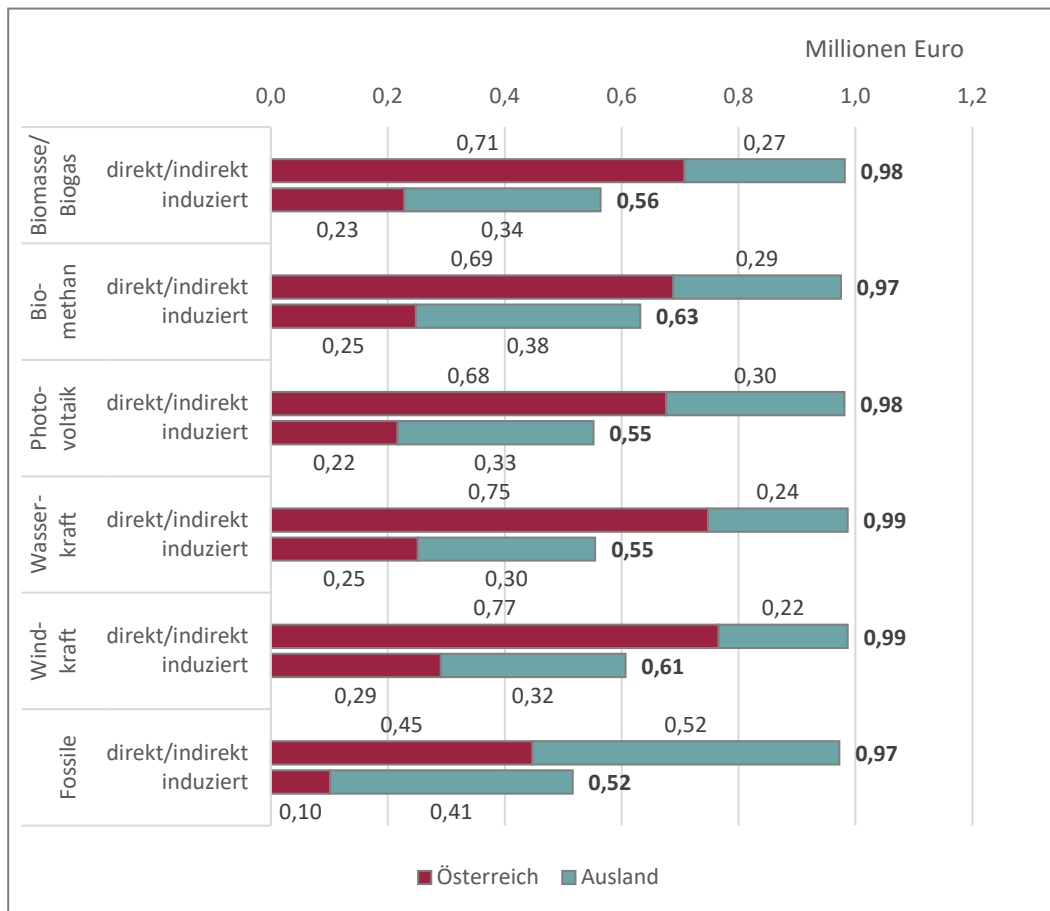
Abbildung 19: Entwicklung der jährlichen Betriebskosten 2021–2032



Anmerkung: EE steht für erneuerbare Energien. Quelle: IHS (2022).

Betrachtet man die Wertschöpfungseffekte je Million Euro Betriebskosten (Abbildung 20; die Daten sind in tabellarischer Form im Anhang in Tabelle 33 dargestellt), so sind diese weltweit betrachtet für alle Technologien sehr ähnlich. Allerdings fließt auch hier in unterschiedlichem Ausmaß Wertschöpfung ins Ausland ab. Sehr stark fällt das bei der Stromerzeugung aus fossilen Quellen ins Gewicht, bei der die Brennstoffe (vor allem Gas) beinahe ausschließlich importiert werden. Dass dennoch immerhin fast die Hälfte der direkten bzw. indirekten Wertschöpfung in Österreich verbleibt, liegt vor allem auch an CO₂-Abgaben, die als Produktionsabgaben heimische Wertschöpfung darstellen.

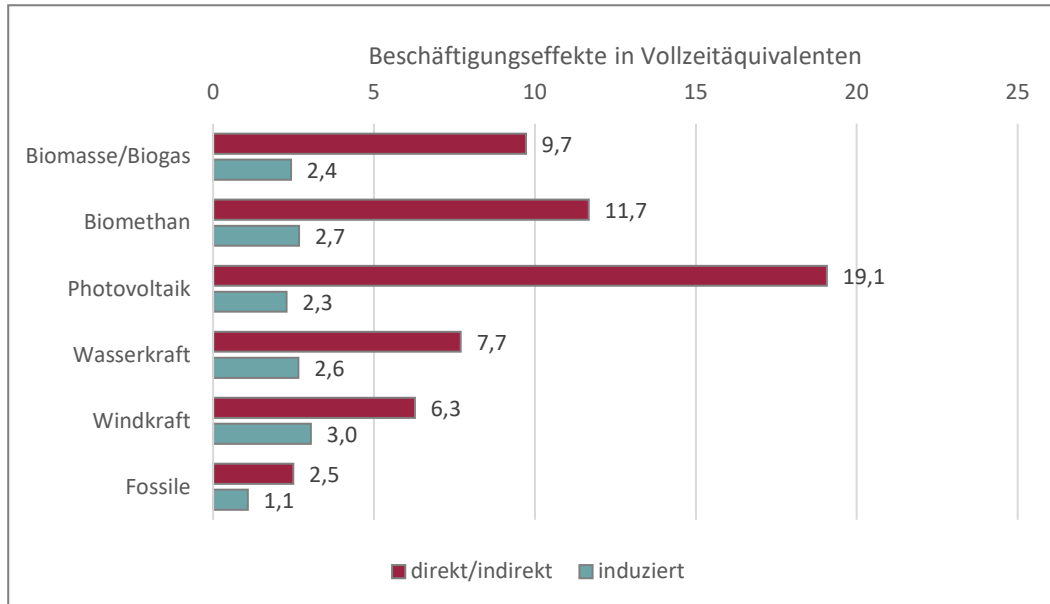
Abbildung 20: Wertschöpfungseffekte je Million Euro Betriebskosten nach Technologie



Anmerkung: Bei den fossilen Energieträgern sind Ausgaben für CO₂-Zertifikate in der direkten Wertschöpfung inkludiert.
Quelle: IHS (2022).

Die Beschäftigungseffekte je Million Euro Betriebskosten (Abbildung 21; in Tabelle 34 im Anhang tabellarisch dargestellt) schwanken zwischen den einzelnen erneuerbaren Technologien relativ stark. Tendenziell höher sind sie bei Biogas, Biomethan und Biomasse, die wesentliche Vorleistungen aus der heimischen Land- bzw. Forstwirtschaft benötigen. Auffallend ist der hohe Wert der Photovoltaik; dieser hängt vor allem damit zusammen, dass dieser Bereich laut Annahme viele selbständig Beschäftigte beinhaltet, da viele Anlagen von privaten Haushalten betrieben werden.

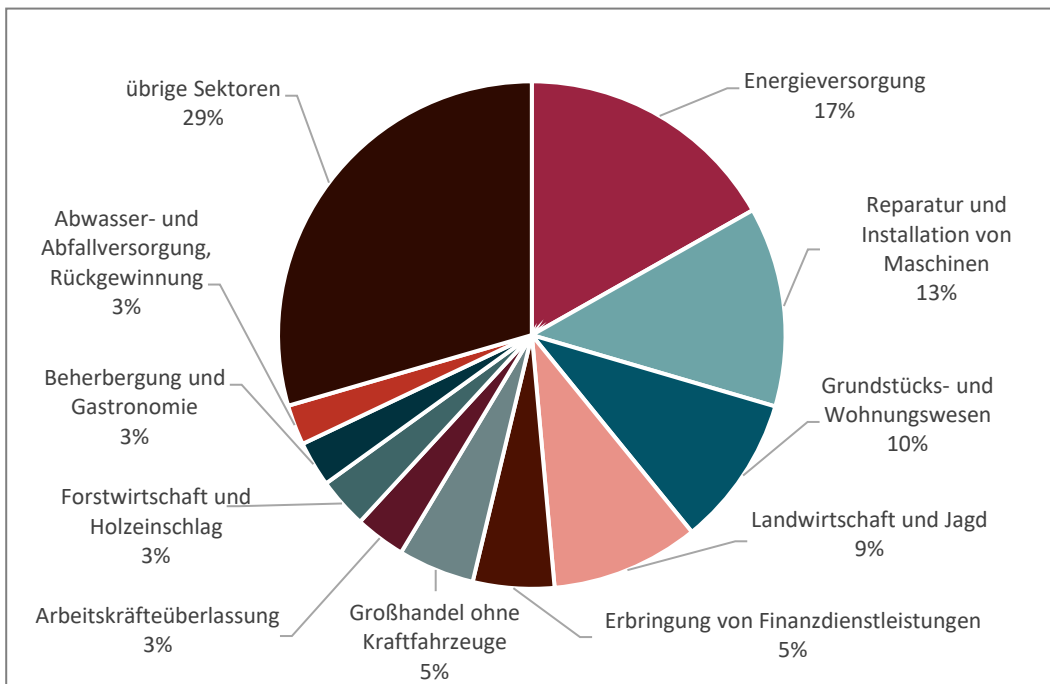
Abbildung 21: Heimische Beschäftigungseffekte in Vollzeitäquivalenten je Million Euro Betriebskosten nach Technologie



Quelle: IHS (2022).

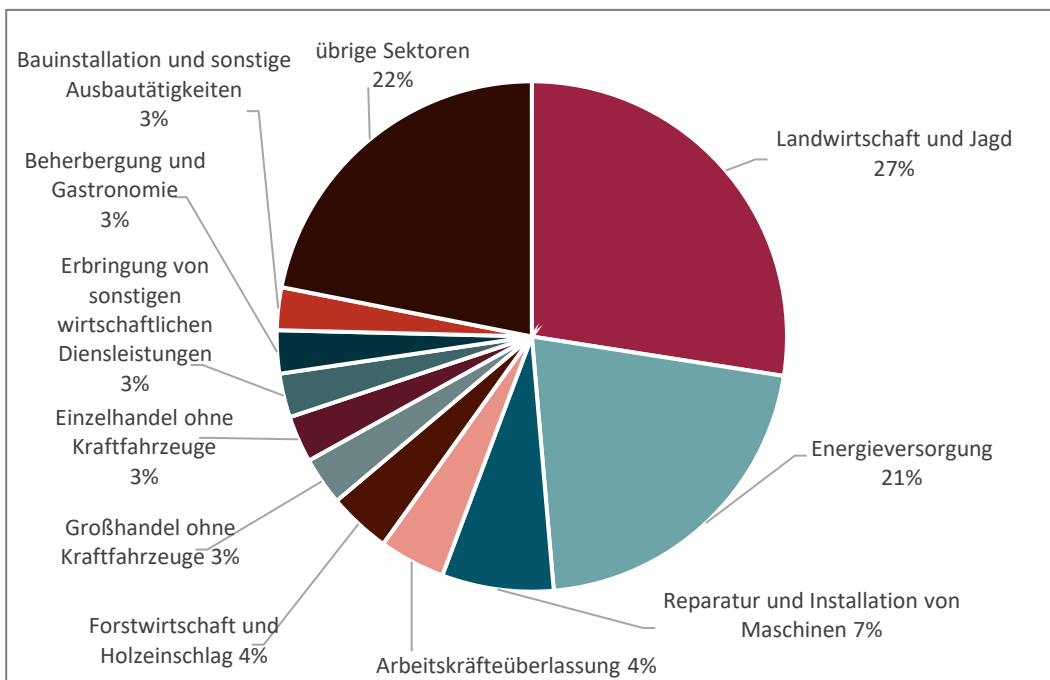
Betrachtet man die sektorale Verteilung der Effekte (kumuliert für alle Technologien in Summe; Abbildung 22 und Abbildung 23; die Darstellung in tabellarischer Form befindet sich in Tabelle 35 und Tabelle 36 im Anhang), so ist wenig überraschend der *Energiesektor* (17 Prozent) selbst der Sektor mit den höchsten Wertschöpfungseffekten. Würde man Abschreibungen der Anlagen und etwaige Betriebsüberschüsse ergänzen, wäre sein Anteil nochmals deutlich höher. An zweiter Stelle folgt der Sektor *Reparatur und Installation von Maschinen* mit 13 Prozent der Wertschöpfungseffekte. Etwa 9 Prozent der Wertschöpfung entfallen auf die *Landwirtschaft*, die Feedstock für die Stromerzeugung aus Biogas sowie die Biomethanherzeugung liefert. Die hohen Anteile von *Grundstücks- und Wohnungswesen* sowie *Handel* sind dagegen vor allem auch durch induzierte Effekte begründet. Die Beschäftigungseffekte durch den Betrieb sind in der *Landwirtschaft* am größten, wo die Einkommen vergleichsweise niedrig sind, gefolgt von der *Energieversorgung*.

Abbildung 22: Sektorale Verteilung der Wertschöpfungseffekte (Betrieb)



Quelle: IHS (2022).

Abbildung 23: Sektorale Verteilung der Beschäftigungseffekte (Betrieb)



Quelle: IHS (2022).

Im Gegensatz zu den in Kapitel 12.2.1 beschriebenen Investitionseffekten, die nur einmal im Zuge der jeweiligen Investition auftreten und daher bis 2032 quasi „abgeschlossen“ sind, läuft der Betrieb der Anlagen weiter und führt auch nach 2032 zu ökonomischen Effekten. Diese jährlichen Betriebseffekte sind in Tabelle 8 dargestellt. Sie fallen in etwa in dieser Höhe an, bis die ersten Anlagen wieder außer Betrieb gehen. Da je nach Technologie mit durchschnittlichen Lebensdauern von 20 Jahren und mehr zu rechnen ist (siehe z. B. Haas et al., 2017), sollte das nicht vor 2043 der Fall sein.

Die jährlichen Betriebseffekte belaufen sich ab 2032 summiert über alle Technologien auf rund 1,1 Milliarden Euro heimische Wertschöpfung sowie mehr als 16.000 Vollzeitäquivalente. Zusätzlich fließen aus dem Betrieb jährlich rund 390 Millionen Euro in Form von Steuern und Abgaben an die öffentliche Hand zurück. Über 3.000 Vollzeitäquivalente davon können direkt der Elektrizitätserzeugung zugeordnet werden. Das entspricht mehr als einem Drittel der 2020 im Elektrizitätserzeugungssektor Beschäftigten in Vollzeitäquivalenten (Statistik Austria, 2021e; 2020a).

Tabelle 8: Basisszenario – jährliche Betriebseffekte ab 2032 in Österreich

Technologie	Betriebskosten in Millionen Euro	Wertschöpfung in Millionen Euro	Beschäftigung in Vollzeit- äquivalenten	Fiskaleffekte in Millionen Euro
Biomasse und Biogas	152,1	142,3	1.846	50,8
Biomethan	646,3	605,0	9.270	181,4
Photovoltaik	115,0	102,8	2.456	42,1
Wasserkraft	63,7	63,7	659	28,4
Windkraft	215,0	227,2	2.001	88,4
Gesamt	1.192,2	1.141,0	16.232	391,0

Anmerkung: Die Ergebnisse beinhalten direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte. Nicht inkludiert sind direkte Wertschöpfungseffekte durch Abschreibungen und Gewinne der Elektrizitätserzeugungsunternehmen. Quelle: IHS (2022).

12.2.3 Nettoeffekte des EAG-Ausbaupfades laut Bundeszielen

Auf Basis des EAG-Ausbaupfades des Bundes und des in Kapitel 12.1 beschriebenen Referenzszenarios lassen sich nun Nettoeffekte der Ausbauziele des EAG ermitteln. Sie ergeben sich aus der Differenz zwischen den Effekten der beiden Szenarien und sind in Tabelle 9 zusammengefasst.

Tabelle 9: Kumulierte Netto-Investitionseffekte 2021–2032 in Österreich

Technologie	Δ Investition in Millionen Euro	Δ Wertschöpfung in Millionen Euro	Δ Beschäftigung in Vollzeit- äquivalenten	Δ Fiskaleffekte in Millionen Euro
Biomasse und Biogas	30,1	17,2	161	6,3
Biomethan	3.097,3	2.228,4	22.031	839,1
Photovoltaik	11.540,7	5.533,9	63.225	2.143,5
Wasserkraft	4.485,9	3.706,3	39.469	1.466,7
Windkraft	3.818,2	905,4	9.964	365,1
Fossile	-531,4	-318,0	-3.122	-120,0
Gesamt	22.440,9	12.073,2	131.727	4.700,7

Anmerkungen: Beinhaltet direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte. Die Werte ergeben sich als Differenz zwischen den Effekten laut EAG-Ausbaupfad (Tabelle 6) und jenen des Referenzszenarios (Tabelle 4).

Quelle: IHS (2022).

Im Vergleich zum Referenzszenario werden gemäß EAG-Zielen rund 23,0 Milliarden Euro mehr in Erneuerbare-Energien-Technologien investiert, primär in Photovoltaikanlagen (+11,5 Milliarden Euro), Wasserkraft (+4,5 Milliarden Euro) und Windkraft (+3,8 Milliarden Euro). Gleichzeitig werden dadurch zusätzliche Investitionen in die fossile Stromerzeugung obsolet, sodass netto über alle Technologien hinweg 22,4 Milliarden Euro mehr investiert werden.²⁹

Allein schon aufgrund dieser deutlich höheren Investitionen sind die Nettoeffekte des EAG auf die heimische Wertschöpfung und Beschäftigung klar positiv. Die zusätzlich generierte Wertschöpfung beläuft sich über den betrachteten Zeitraum auf rund 12,1 Milliarden Euro, wobei nicht ganz die Hälfte aus zusätzlichen Investitionen in Photovoltaikanlagen stammt und mehr als 30 Prozent aus Wasserkraft. Rund 132.000 Arbeitsplätze in Vollzeitäquivalenten werden durch den verstärkten Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen zusätzlich geschaffen oder gesichert, die zusätzlichen Rückflüsse an die öffentliche Hand belaufen sich auf etwa 4,7 Milliarden Euro – alles jeweils im Vergleich zum Referenzszenario. Der vermiedene Ausbau von Gaskraftwerken fällt dabei kaum ins Gewicht.

Ein etwas anderes Bild ergibt sich bei Betrachtung der Netto-Betriebseffekte (Tabelle 10).

²⁹ Dieser Ausbau von Gaskraftwerken wäre zusätzlich zu einem Weiterbetrieb bestehender fossiler Kraftwerke, die laut EAG-Basisszenario zum Teil vom Netz genommen werden, und höheren Strom- und Gasimporten erforderlich. Genauere Informationen zu den zugrundeliegenden Annahmen sind in Kapitel 11.2 zu finden.

Tabelle 10: Kumulierte Netto-Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich

Technologie	Δ Betriebskosten in Millionen Euro	Δ Wertschöpfung in Millionen Euro	Δ Beschäftigung in Vollzeit- äquivalenten	Δ Fiskaleffekte in Millionen Euro
Biomasse und Biogas	25,0	23,4	303	8,3
Biomethan	3.554,7	3.327,5	50.986	997,5
Photovoltaik	632,6	565,1	13.507	231,5
Wasserkraft	219,2	219,0	2.267	97,7
Windkraft	742,6	784,8	6.910	305,4
Fossile	-2.225,7	-1.221,9	-7.940	-698,4
Gesamt	2.948,4	3.697,9	66.033	942,1

Anmerkung: Beinhaltet direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte. Nicht inkludiert sind direkte Wertschöpfungseffekte durch Abschreibungen und Gewinne der Elektrizitätserzeugungsunternehmen.

Quelle: IHS (2022).

5,2 Milliarden Betriebskosten durch erneuerbare Energien stehen hier 2,2 Milliarden vermiedenen Betriebskosten von fossilen Kraftwerken sowie zusätzlichen, hier nicht bewerteten, Stromimporten gegenüber. Da allerdings fossile Brennstoffe beinahe ausschließlich importiert werden, fließt ein großer Teil der Effekte ins Ausland ab. Dadurch sind auch hier die Nettoeffekte mit +3,7 Milliarden Euro heimischer Wertschöpfung und +66.000 Arbeitsplätzen in Vollzeitäquivalenten klar positiv, wobei allerdings der Großteil der Nettoeffekte auf die Biomethanerzeugung zurückzuführen ist. Betrachtet man nur die Nettoeffekte der Stromerzeugung (Biomasse und Biogas, Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft), so ergeben sich netto rund 370 Millionen Euro Wertschöpfung und 15.000 Vollzeitäquivalente. Dagegen sind die Fiskaleffekte ohne Berücksichtigung von Biomethan negativ, da CO₂-Zertifikate für die fossile Erzeugung eine Rolle spielen, die bei erneuerbarer Stromerzeugung wegfallen.³⁰

Ab 2032 belaufen sich die jährlichen Netto-Betriebseffekte in Österreich summiert über alle Technologien auf rund 694 Millionen Euro Wertschöpfung sowie mehr als 12.000 Vollzeitäquivalente. Zusätzlich kann die öffentliche Hand aus dem Betrieb jährlich rund 183 Millionen Euro in Form von Steuern und Abgaben einnehmen. Auch hier dominiert die Biomethanerzeugung die Effekte. Lässt man die Biomethanerzeugung außer Acht, so belaufen sich die jährlichen Betriebseffekte ab 2032 netto auf 89 Millionen Euro Wertschöpfung und rund 2.900 vollzeitäquivalente Beschäftigungsverhältnisse.

³⁰ Förderungen im Rahmen des EAG sind nicht berücksichtigt.

12.2.4 Variante Reduktion Importanteil PV

In dieser Variante wurde angenommen, dass die heimischen Produktionskapazitäten für Module und Wechselrichter massiv ausgebaut werden, sodass die Importanteile auf die Hälfte der im Satellitenkonto für 2017 hinterlegten Werte sinken (PV-Module von 85 auf 42,5 Prozent und Wechselrichter von 60 auf 30 Prozent). Anzumerken ist allerdings, dass angesichts der enormen geplanten Investitionen in Photovoltaik zwischen 2021 und 2031 auch schon eine substantielle Steigerung der heimischen Produktionskapazitäten erforderlich ist, um die Importquoten bloß stabil zu halten. Um dieses Szenario umzusetzen, würde es Anreize für österreichische Unternehmen benötigen, damit diese die Produktionskapazitäten erheblich ausbauen.

Tabelle 11 Variante Reduktion Importanteil PV – Zusätzliche kumulierte Effekte 2021–2032 in Österreich

Photovoltaik	Zusätzliche Wertschöpfung in Millionen Euro	Zusätzliche Beschäftigung in Vollzeit-äquivalenten	Zusätzliche Fiskaleffekte in Millionen Euro
Module	903,8	6.988	285,9
Wechselrichter	529,8	4.182	164,6
Gesamt	1.433,6	11.170	450,5

Quelle: IHS (2022).

In Tabelle 11 werden die Wertschöpfungs-, Beschäftigungs- und Fiskaleffekte dargestellt, die sich über den Zeitraum von 2021–2032 laut den Berechnungen in Österreich durch eine Senkung des Importanteils ergeben. Demnach könnten bei einer Steigerung der heimischen Produktion von Modulen und Wechselrichtern insgesamt rund 11.200 vollzeitäquivalente Beschäftigungsverhältnisse gesichert werden. Die heimische Wertschöpfung würde sich um rund 1,4 Milliarden Euro erhöhen. Durchschnittlich entspricht das in der zehnjährigen Investitionsperiode mehr als 1.100 zusätzlichen Vollzeitäquivalenten und 143 Millionen Euro Wertschöpfung pro Jahr.

Betrachtet man die Effekte nach Sektoren, so zeigt sich, dass sowohl was die Wertschöpfungs- als auch die Beschäftigungseffekte betrifft, der Sektor *Datenverarbeitungsgeräte, elektronische und optische Erzeugnisse* und der Sektor *Elektrische Ausrüstungen* am meisten vom Ausbau der heimischen Produktionskapazität profitieren würden. Das ist wenig überraschend, da diese Photovoltaik-Module bzw. Wechselrichter produzieren.

12.3 Szenario 3: EAG-Ausbau gemäß Bundesländerzielen

Dieses Szenario geht von einem deutlich geringeren Ausbau der erneuerbaren Energien von nur 10,4 Terawattstunden – anstatt der in Szenario 2 vorgesehenen 27 Terawattstunden (zuzüglich 4,85 Terawattstunden Biomethanproduktion) – aus. Der Ausbau von Photovoltaik, Windkraft und Wasserkraft bleibt dabei deutlich hinter den Zielen laut EAG zurück, in den Bereichen Elektrizitätserzeugung aus Biomasse/Biogas sowie Biomethaneinspeisung findet überhaupt kein Ausbau statt. Als Ausgleich dafür sind eine höhere Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern sowie zusätzliche Stromimporte erforderlich. Detailliertere Informationen zu diesem Szenario sind in Kapitel 11.4 zu finden.

Tabelle 12 und Tabelle 13 fassen die ökonomischen Effekte dieses Szenarios zusammen. Im Vergleich zum laut EAG vorgesehenen Ausbau sinken die Investitionen im Zeitraum 2021–2032 um rund zwei Drittel auf 9,9 Milliarden Euro. Die höchsten absoluten Differenzen sind bei Photovoltaikanlagen zu finden (-8,6 Milliarden Euro), allerdings sind bei allen Erneuerbare-Energien-Technologien geringere Investitionen zu verzeichnen.

Tabelle 12: Bundesländerziele – Kumulierte Investitionseffekte 2021–2032 in Österreich

Technologie	Investition in Millionen Euro	Wertschöpfung in Millionen Euro	Beschäftigung in Vollzeit-äquivalenten	Fiskaleffekte in Millionen Euro
Biomasse und Biogas	0,0	0,0	0	0,0
Biomethan	0,0	0,0	0	0,0
Photovoltaik	2.937,6	1.408,6	16.094	545,6
Wasserkraft	3.749,4	3.097,8	32.989	1.225,9
Windkraft	2.918,4	692,0	7.616	279,0
Fossile	313,2	187,4	1.840	70,7
Gesamt	9.918,7	5.385,8	58.538	2.121,2

Quelle: IHS (2022).

Dementsprechend ist in diesem Szenario auch mit deutlich geringeren ökonomischen Effekten zu rechnen. Die kumulierten Wertschöpfungseffekte im Zeitraum 2021–2032 betragen in Österreich 5,4 Milliarden Euro. Rund 59.000 Arbeitsplätze in Vollzeitäquivalenten werden geschaffen oder gesichert und 2,1 Milliarden Euro fließen in Form von Steuern und Abgaben an die öffentliche Hand (inklusive SozialversicherungsträgerInnen) zurück.

Die Betriebsausgaben liegen kumuliert im Betrachtungszeitraum etwa 60 Prozent unter jenen von Szenario 2 (EAG-Ziele), was primär dadurch begründet ist, dass laut Annahme die Hälfte des fehlenden Strombedarfs importiert wird und der gesamte Ausbau der Biomethanproduktion entfällt. Noch deutlicher ist diese Differenz bei den ökonomischen Effekten. Die heimische Wertschöpfung beträgt hier kumuliert nunmehr 1,8 Milliarden Euro (siehe Tabelle 13). Dabei fällt vor allem ins Gewicht, dass fossile Brennstoffe importiert werden müssen, wodurch ein bedeutender Teil der Wertschöpfung ins Ausland abfließt. Aus dem Betrieb ergeben sich kumuliert über die Jahre 2021–2032 rund 17.000 Arbeitsplätze in Vollzeitäquivalenten; gegenüber Szenario 2 sind die Effekte deutlich geringer, da die großteils heimischen und relativ beschäftigungsintensiven Vorleistungsketten von Biomasse/Biogas bzw. Biomethan fehlen.

Tabelle 13: Bundesländerziele – Kumulierte Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich

Technologie	Betriebskosten in Millionen Euro	Wertschöpfung in Millionen Euro	Beschäftigung in Vollzeit- äquivalenten	Fiskaleffekte in Millionen Euro
Biomasse und Biogas	0,0	0,0	0	0,0
Biomethan	0,0	0,0	0	0,0
Photovoltaik	161,0	143,9	3.438	58,9
Wasserkraft	183,2	183,1	1.894	81,9
Windkraft	567,6	599,8	5.282	233,4
Fossile	1.680,1	922,4	5.993	527,2
Gesamt	2.591,9	1.849,1	16.608	901,2

Anmerkungen: Beinhaltet direkte, indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte.

Die Betriebseffekte der fossilen Stromerzeugung ergeben sich aus dem Betrieb neu gebauter Anlagen (siehe Investitionseffekte) sowie dem Fortbetrieb bestehender Anlagen, die in Szenario 2: EAG-Ausbaupfad laut BMK nicht mehr benötigt werden würden. Quelle: IHS (2022).

Betrachtet man Investitions- und Betriebseffekte gemeinsam, so liegt die generierte Wertschöpfung um rund zwei Drittel unter jener von Szenario 2 (EAG-Ziele), die Beschäftigung um rund 70 Prozent.

13 Exkurs: Berufsfelder und Qualifikationsanforderungen

Der Umbau der österreichischen Wirtschaft hin zu einer nachhaltigeren Wirtschaftsweise bringt einen tiefgreifenden Strukturwandel mit sich, welcher auch auf dem Arbeitsmarkt wirkt (Großmann et al., 2020). Verbunden ist damit, dass sich die Qualifikationsanforderungen an die Beschäftigten ändern werden.

Generell ist im Bereich erneuerbarer Energien der Anteil qualifizierter Arbeitskräfte hoch, sowohl mit abgeschlossener Berufsausbildung als auch mit Fach- bzw. Hochschulabschluss (Helmrich et al., 2016). Demnach wird durch den im EAG geplanten massiven Ausbau der erneuerbaren Energien feste Biomasse, Biogas, Biomethan, Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft die Nachfrage nach qualifiziertem Personal in diesen Bereichen in Zukunft steigen. Weniger klar ist, welcher konkreten Art die Qualifikationsanforderungen – die sich in entsprechenden Aus- und Weiterbildungsangeboten widerspiegeln sollten – in den einzelnen Bereichen sein werden. In der Studie „Die Auswirkungen von klimapolitischen Maßnahmen auf den österreichischen Arbeitsmarkt“ von Großmann et al. (2020) werden die erneuerbaren Energien „nur“ gesamthaft betrachtet. Ihren Ergebnissen zufolge kann jedoch angenommen werden, dass technische Qualifikationen im Zusammenhang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien eine bedeutende Rolle spielen werden.³¹

Mangels aktueller öffentlich zugänglicher Studien zum österreichischen Bedarf technischer Ausbildungsabschlüsse in Wirtschaftszweigen der erneuerbaren Energien wird exemplarisch die deutsche Studie „Technische Ausbildungsberufe im Bereich Erneuerbare Energien“ von Spangenberger et al. (2016), die Stellenanzeigen³² zur Identifizierung technischer Arbeitsfelder, Ausbildungsberufe und Qualifikationsanforderungen aus Unternehmenssicht für 2014/2015 analysiert, kurz vorgestellt. Dieser Studie zufolge war der am häufigsten gesuchte technische Ausbildungsabschluss Elektronik (42 Prozent), gefolgt von Anlagenmechanik für Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik (17 Prozent), Mechatronik (16 Prozent), Elektroanlagenmontage (12 Prozent) und Mechanik (11 Prozent). In 23 Prozent der Stellenanzeigen wurde ein technischer Ausbildungsabschluss ohne weitere Berufsbildspezialisierung gefordert; in einem geringeren Ausmaß wurden auch gezielt Fachkräfte mit einem Weiterbildungsabschluss wie z. B. Wind- und Solartechnik gesucht. Als Zusatzanforderung wurde bei etwa 60 Prozent der ausgeschriebenen Stellen

³¹ Explizit genannt wurde eine starke Nachfrage nach NaturwissenschaftlerInnen, MathematikerInnen, IngenieurInnen und Ingenieurtechnischen Fachkräften (Großmann et al., 2020).

³² Es wurden über 20.000 Stellenanzeigen gesichtet, 1.686 davon flossen in die Analyse ein.

„Berufserfahrung“ angeführt. Ebenfalls als wichtig eingeschätzt wurden „soft facts“ wie z. B. Teamfähigkeit und Selbstständigkeit. Die Beobachtung, dass in 22 Prozent der Stellenanzeigen ein Abschluss als „MeisterIn“ in einem technischen Ausbildungsberuf gefordert wurde und in 15 Prozent der Stellenanzeigen zusätzlich oder alternativ ein technisches Studium gewünscht war, weist darauf hin, dass es sich bei den technischen Tätigkeiten im Bereich der erneuerbaren Energien oft um anspruchsvolle Tätigkeiten handelt.

Nachfolgend werden Ergebnisse der Studie von Spangenberg et al. (2016) hinsichtlich nachgefragter Ausbildungsberufe der ausgewählten Wirtschaftszweige Biogas/Biomasse, Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft³³ dargestellt und um weitere Literaturverweise, Umfrageergebnisse sowie Einschätzungen von ExpertInnen zum zukünftigen Bedarf an Fachkräften in Österreich ergänzt. Hingewiesen sei an dieser Stelle darauf, dass es sich hier um einen Exkurs und keine ausführliche Analyse handelt und dass diesbezüglich weiterer Forschungsbedarf besteht.

13.1 Biogas/Biomasse

Der Studie von Spangenberg et al. (2016) zufolge wurden im Wirtschaftszweig Biogas/Biomasse folgende Ausbildungsberufe gesucht: AnlagenmechanikerInnen für Sanitär, Heizungs- und Klimatechnik, ChemielaborantInnen, ElektroanlagenmonteurInnen, ElektronikerInnen, FachinformatikerInnen, FachlageristInnen, Land- oder ForstwirtInnen, MechanikerInnen, MechatronikerInnen, MetallbauerInnen und Technische ZeichnerInnen. Laut Einschätzung eines Experten im Rahmen des Szenarien-Workshops im August 2021 wird es im Bereich der Holzkraft eher weniger um zusätzliche Fachkräfte gehen als um Zusatzausbildungen für bereits bestehende Angestellte und neue Inhalte oder ergänzende Module für vorhandene Lehrausbildungen.

13.2 Photovoltaik

Nach Sawadogo et al. (2011) sind die Ausbildungsberufe „ElektronikerIn für Betriebstechnik“, „ElektronikerIn Fachrichtung Energie und Gebäudetechnik“, „ElektroanlagenmonteurIn“ und „MechatronikerIn“ für den Wirtschaftszweig Photovoltaik gut geeignet. Das Projekt „Masterplan zur Sicherstellung der Humanressourcen im Bereich ‚Erneuerbare Energie‘“ kommt zum Ergebnis, dass bei einem forcierten Ausbau von Photovoltaik insbesondere Beschäftigte in Planung und Installation nachgefragt werden würden, im Hinblick auf die Qualifikation wären es die

³³ Neben diesen vier Wirtschaftszweigen wurden in der Studie von Spangenberg et al. (2016) folgende Wirtschaftszweige analysiert: Elektromobilität, Energieversorgung, Erneuerbare Energien (allgemein), Gebäudesanierung, Gebäudetechnik, Geothermie, Kraft-Wärme-Kopplung, Netztechnologie, Solarthermie, Speichertechnologie.

technischen Berufe mit Lehrausbildung (inkl. Werkmeister) (Fechner, et al., 2013). In der Studie von Spangenberg et al. (2016) zeigte sich, dass im Wirtschaftszweig Photovoltaik AnlagenmechanikerInnen für Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik, Bauberufe, DachdeckerInnen, ElektroanlagenmonteurInnen, ElektronikerInnen, FachinformatikerInnen, FachlageristInnen, MechanikerInnen, MechatronikerInnen, MetallbauerInnen, SolartechnikerInnen und Technische ZeichnerInnen nachgefragt wurden.

13.3 Wasserkraft

Im Wirtschaftszweig Wasserkraft gab es in der Studie von Spangenberg et al. (2016) nur einige wenige Stellenanzeigen. Der einzige darin gesuchte Ausbildungsberuf war ElektronikerIn. Laut Einschätzung eines Experten aus dem Bereich Wasserkraft werden generell vor allem MaschinenbauerInnen, SchlosserInnen, MechatronikerInnen, ElektrotechnikerInnen, Tief- und HochbauerInnen sowie PlanerInnen benötigt. Bei UmweltingenieurInnen könnte es seiner Einschätzung nach in Zukunft eventuell zu einem Mangel kommen.

13.4 Windkraft

Laut Sawadogo et al. (2011) sind folgende Ausbildungsberufe für den Bereich Windenergie geeignet: AnlagenmechanikerIn, IndustriemechanikerIn, KonstruktionsmechanikerIn, MechatronikerIn, ElektronikerIn für Maschinen- und Antriebstechnik, MetallbauerIn (Fachrichtung Konstruktionstechnik). Der Studie von Spangenberg et al. (2016) zufolge waren in den Stellenanzeigen für den Wirtschaftszweig Windkraft folgende Ausbildungsberufe gesucht: AnlagenmechanikerInnen für Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik, Bauberufe, ElektroanlagenmonteurInnen, ElektronikerInnen, FachinformatikerInnen, FachlageristInnen, MechanikerInnen, MechatronikerInnen, MetallbauerInnen, Technische ZeichnerInnen, VerfahrensmechanikerInnen und WindenergietechnikerInnen.

Um mehr über die in Zukunft besonders gefragten Fachkräfte und Berufsfelder in der Windkraft zu erfahren, wurde von der IG Windkraft im Herbst 2021 eine kurze Online-Umfrage mit dem Titel „Fachkräfte in der Windkraft“ unter den zehn größten WindkraftbetreiberInnen Österreichs – die rund 75 Prozent der installierten Windkraftleistung widerspiegeln – durchgeführt (Rücklaufquote: 50 Prozent, was einer Abdeckung von mindestens 26 Prozent der installierten Windkraftleistung entspricht) (IG Windkraft, 2021c). Abgefragt wurden dabei die besonders gefragten Berufsfelder in der Windkraft, wobei die Basis ausgewählte Berufsfelder aus der Liste der Mangelberufe in Österreich waren (Bundesministerium für Arbeit; Bundesministerium für Inneres, 2021).

Folgende Berufsfelder wurden hinsichtlich Relevanz für den Unternehmenserfolg bewertet:

1. TechnikerInnen mit höherer Ausbildung (DI oder Ing.) für Starkstromtechnik³⁴
2. TechnikerInnen mit höherer Ausbildung (DI oder Ing.) für Datenverarbeitung³⁵
3. TechnikerInnen mit höherer Ausbildung (DI oder Ing.) für Maschinenbau³⁶
4. DachdeckerInnen³⁷
5. BetonbauerInnen³⁸
6. ElektroinstallateurInnen, ElektromonteurInnen³⁹
7. SpenglerInnen⁴⁰
8. SchweißerInnen⁴¹
9. TechnikerInnen mit höherer Ausbildung (DI oder Ing.) für Bauwesen⁴²
10. SchlosserInnen⁴³

Die zentrale Frage „Welche der genannten Berufsfelder sind relevant oder nicht relevant für den Erfolg Ihres Unternehmens?“ zeigte auf einer vierstufigen Skala („nicht relevant“, „weniger relevant“, „relevant“ und „sehr relevant“) nachfolgende Ergebnisse. Für eine Darstellung in Tabellenform siehe Tabelle 37 im Anhang.

³⁴ z. B. ElektrotechnikerIn, StarkstromtechnikerIn, HTL-AbsolventIn für Elektrotechnik

³⁵ z. B. ProgrammiererIn, InformatikerIn, NetzwerktechnikerIn, WartungstechnikerIn EDV, Data Scientist, HardwaretechnikerIn

³⁶ z. B. MaschinenbautechnikerIn, WerkzeugkonstrukteurIn, MechatronikerIn, AnlagentechnikerIn, AntriebstechnikerIn, CAM-TechnikerIn, HTL-AbsolventIn für Maschineningenieurwesen

³⁷ z. B. DachdeckerIn, SteigerIn (DachdeckerIn), DachdeckermeisterIn

³⁸ z. B. BetonarbeiterIn, BetonbauerIn, BetoniererIn, PolierIn (Betonbau), SchalerIn, SchalungsbauerIn, StahlbetonbauerIn

³⁹ z. B. ElektrikerIn, ElektrotechnikerIn

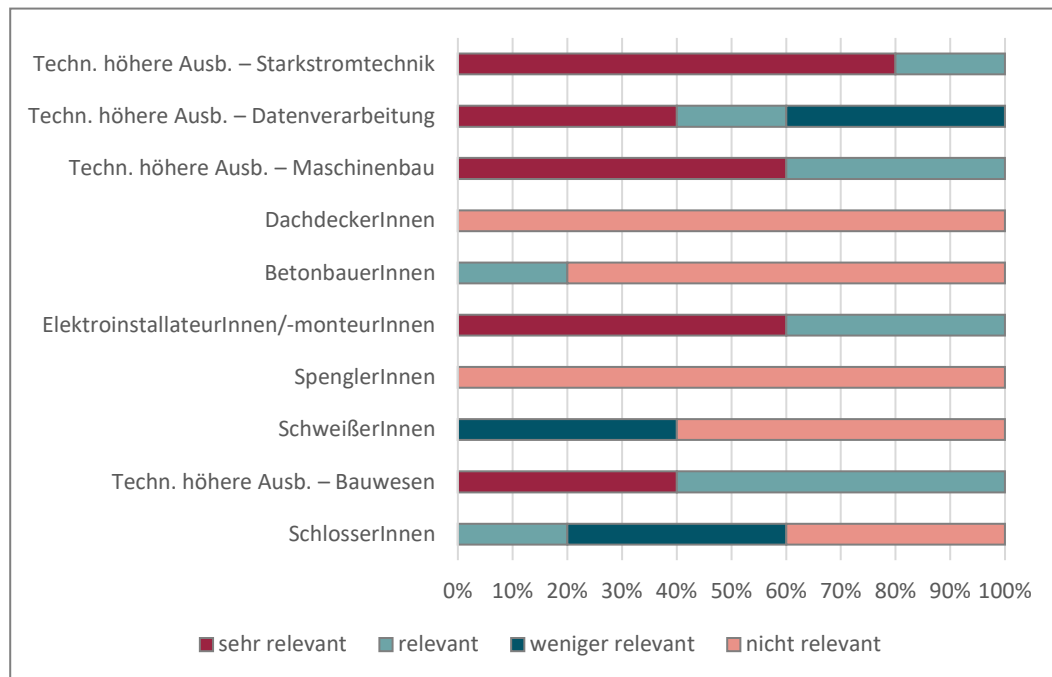
⁴⁰ z. B. DreherIn, WerkzeugdreherIn, CNC-FacharbeiterIn, ZerspanungstechnikerIn, CNC-DreherIn, MetalltechnikerIn – Zerspanungstechnik

⁴¹ z. B. UniversalschweißerIn, MetalltechnikerIn – SchweißtechnikerIn

⁴² z. B. BauführerIn (Ing.), BauleiterIn, BaumeisterIn, BautechnikerIn

⁴³ z. B. BetriebsschlosserIn, KontrollschlosserIn, ModellschlosserIn, ReparaturschlosserIn, SchlossermeisterIn, AllgemeinschlosserIn

Abbildung 24: Windkraft – Relevanz von Berufsfeldern für den Unternehmenserfolg



Quelle: IG Windkraft (2021c).

Zusammengefasst zeigen sich dieser Umfrage zufolge TechnikerInnen mit höherer Ausbildung für Starkstromtechnik, für Maschinenbau und für Bauwesen sowie ElektroinstallateurInnen und -monteurInnen als (sehr) relevante Berufsfelder. Auch das Berufsfeld TechnikerInnen mit höherer Ausbildung für Datenverarbeitung zeigt eine relativ hohe Relevanz. Als nicht bzw. weniger relevant werden DachdeckerInnen, SpenglerInnen, SchweißerInnen, BetonbauerInnen und SchlosserInnen eingestuft.

Auf die Frage: „Fallen Ihnen noch nicht erwähnte sehr relevante Berufsfelder ein?“ wurden MechanikerInnen und MechatronikerInnen genannt. Der Beruf „WindenergietechnikerIn“ wurde von den Befragten nicht explizit erwähnt.

13.5 Fazit

Die Ergebnisse von Spangenberg et al. (2016) zeigen, dass sich einige technische Ausbildungsberufe nur für bestimmte Wirtschaftszweige eignen, wie z. B. Land- und ForstwirtIn, der nur im Bereich Biogas gesucht wurde. Andere Ausbildungsberufe, wie AnlagenmechanikerIn für Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik oder ElektronikerIn sind vielseitig in verschiedenen Wirtschaftszweigen der erneuerbaren Energien einsetzbar. Ein Abschluss zum/zur ElektronikerIn qualifiziert grundsätzlich für Stellen in allen genannten Wirtschaftszweigen. Dadurch ist der Beruf ElektronikerIn ein sehr gefragter und vielfältig einsetzbarer Abschluss im Bereich erneuerbare Energien insgesamt.

Sowohl die Aussagen von ExpertInnen im Szenarien-Workshop als auch im Rahmen von ExpertInneninterviews weisen darauf hin, dass kein Fachkräftemangel hinsichtlich „neuer“ Berufe besteht, sondern dass bestehende Berufe wie InstallateurIn oder ElektrotechnikerIn – im Idealfall ergänzt um Spezialwissen im Bereich erneuerbarer Energien,⁴⁴ das on-the-job oder im Rahmen einer externen Weiterbildung⁴⁵ angeeignet wird – gefragt sind. Unterstützt wird diese Annahme durch das Ergebnis der Umfrage der IG Windkraft, bei der das Berufsfeld „WindenergietechnikerIn“ erst gar nicht erwähnt wurde.

Um (weiteren) Fachkräfteengpässen durch den steigenden Bedarf an qualifizierten MitarbeiterInnen in den wachsenden Branchen der erneuerbaren Energien entgegenzuwirken, sind sowohl Anstrengungen auf individueller Ebene (z. B. Berufsorientierung), betrieblicher Ebene (z. B. Engagement in der Ausbildung des Nachwuchses) und institutioneller/staatlicher Ebene (z. B. Lehrlingsoffensive, (Re-)Integration von Arbeitslosen in den Arbeitsmarkt,⁴⁶ Sensibilisierung von Mädchen für das Ergreifen technischer Berufe⁴⁷ etc.) erforderlich.

⁴⁴ Beispielsweise hinsichtlich Umweltauflagen, die kontinuierlich gestiegen sind.

⁴⁵ Für den Bereich Photovoltaik könnten das z. B. Lehrgänge wie „Zertifizierte/r PhotovoltaikerIn“ des TÜV Austria in Kooperation mit Photovoltaic Austria oder „Zertifizierte/r Photovoltaik-TechnikerIn“ des WIFI Niederösterreich und des Austrian Institute of Technology sein.

⁴⁶ Um dem Fachkräftemangel im Bereich Elektrotechnik kurzfristig entgegenzusteuern, wurde beispielsweise das Berufsbild „ElektropraktikerIn“ geschaffen. Dabei können Arbeitslose und BerufswechslerInnen nach zweimonatiger Schulung Tätigkeiten im Bereich erneuerbarer Energie – wie z. B. die Montage von Photovoltaik-Modulen – fachgerecht ausführen (APA, 2020).

⁴⁷ Laut Lenz et al. (2017) ist der Anteil von Frauen an allen Beschäftigten in der Windenergieindustrie sehr gering. OECD und Cedefop (2014) bestätigen diesen Befund – aufgrund des allgemein niedrigen Anteils von Frauen in MINT-Berufen – generell für erneuerbare Energien bzw. die „Green Economy“.

14 Zusammenfassung

Der im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) anvisierte Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien im Ausmaß von 27 Terawattstunden (zuzüglich erneuerbarem Gas) bis 2030 soll nicht nur dazu beitragen, den nationalen Stromverbrauch bilanziell zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energieträgern zu decken, sondern auch mit positiven Beschäftigungs- und Wertschöpfungsimpulsen für den Wirtschaftsstandort Österreich einhergehen. Bei der sogenannten Ökostrommilliarde sollen bis 2030 die Förderungen von Ökostromanlagen im dreijährigen Mittel eine Milliarde Euro pro Jahr nicht übersteigen.

Um die kurz- und mittelfristigen ökonomischen Effekte dieser Förderungen und der damit verbundenen Investitions- und Betriebstätigkeit in den Bereichen Biomasse, Photovoltaik, Wasserkraft sowie Windkraft berechnen zu können, wurde vom IHS ein **Energiesatellitenkonto** konstruiert. Dieses bildet die Produktionsstrukturen und wirtschaftlichen Verflechtungen der einzelnen erneuerbaren Energieträger sowie fossiler Energieträger mit dem In- und Ausland ab. Dadurch ermöglicht es detaillierte Analysen für die einzelnen Technologien.

Mithilfe einer **Input-Output-Analyse** wurden die direkten, indirekten sowie konsum- und investitionsinduzierten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte ermittelt. Als **Datengrundlage** dienten Literatur- und Datenrecherchen sowie ExpertInnengespräche. Zudem flossen die Ergebnisse eines Workshops mit ExpertInnen aus den Bereichen Wirtschaft, Politik und Technik mit in die Szenarienentwicklung ein.

Der Fokus der vorliegenden Studie liegt auf der **Stromerzeugung** und beinhaltet keine volkswirtschaftlichen Effekte durch den Netzausbau. Effekte durch den Ausbau des Wärmebereichs sind ebenfalls weitgehend ausgeklammert.

Tabelle 14 gibt einen Überblick über die **Investitions- und Betriebseffekte**, die auf Basis der Modellberechnungen mit den im EAG geplanten Ausbauzielen in Verbindung stehen. Alle Ergebnisse werden zu Preisen 2021 ausgewiesen. Etwaige Änderungen von Preisen wurden nicht berücksichtigt.

Bei einem **Gesamtinvestitionsvolumen** von rund 28,4 Milliarden Euro ergeben sich bis 2032 **heimische Investitionseffekte** von kumuliert 15,3 Milliarden Euro Wertschöpfung. Verteilt man diese Investitionseffekte über zehn Jahre, so ergibt sich ein jährlicher BIP-Beitrag, der rund 0,4 Prozent des Bruttoinlandsprodukts von 2021 entspricht. Zudem stehen über den Betrachtungszeitraum hinweg kumuliert 165.000 Beschäftigungsverhältnisse in Vollzeitäquivalenten im Zusammenhang mit den betrachteten Investitionen, wobei selbständig und unselbständig Beschäftigte enthalten sind. Über 70 Prozent dieser Arbeitsplätze werden dabei von Männern innegehalten. Das

verwendete Modell lässt dabei keine Aussagen darüber zu, ob die Arbeitsplätze gesichert oder neu geschaffen werden. Im Rahmen der Investitionen fließen über den ganzen Betrachtungszeitraum hinweg 6,0 Milliarden Euro in Form von Steuern und Abgaben an die öffentliche Hand zurück, wovon nach Finanzausgleich 2,4 Milliarden Euro an die Sozialversicherungen, 2,2 Milliarden Euro an den Bund, 0,7 Milliarden Euro an die Länder sowie 0,5 Milliarden Euro an die Gemeinden gehen. Der Rest verteilt sich auf Sozialfonds, die Europäische Union sowie allgemeine Güter- und Produktionssubventionen, wobei letztere gegengerechnet werden.

Tabelle 14: Kumulierte Investitions- und Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich

Technologie	Investitionseffekte			Betriebseffekte		
	Investitionen in Millionen Euro	Wertschöpfung in Millionen Euro	Beschäftigung in Vollzeitäquivalenten	Betriebskosten in Millionen Euro	Wertschöpfung in Millionen Euro	Beschäftigung in Vollzeitäquivalenten
Biomasse und Biogas	1.006,6	575,2	5.390	836,8	782,9	10.153
Biomethan	3.097,3	2.228,4	22.031	3.554,7	3.327,5	50.986
Photovoltaik	11.540,7	5.533,9	63.225	632,6	565,1	13.507
Wasserkraft	6.695,4	5.531,8	58.909	327,1	326,9	3.383
Windkraft	6.080,0	1.441,7	15.866	1.182,5	1.249,6	11.004
Gesamt	28.420,0	15.310,9	165.419	6.533,7	6.252,0	89.033

Anmerkungen: Effekte inkludieren direkte und indirekte sowie konsum- und investitionsinduzierte Effekte in Österreich. In den Beschäftigungseffekten sind selbständig und unselbständig Beschäftigte erfasst. Bei Betriebseffekten nicht berücksichtigt sind direkte Abschreibungen sowie etwaige Betriebsüberschüsse der AnlagenbetreiberInnen. Die Zahlen stellen nicht die jährlichen Effekte dar, sondern die Summe über den gesamten Analysezeitraum 2021–2032. Quelle: IHS (2022).

Die **Betriebskosten** der neugebauten bzw. revitalisierten Anlagen betragen kumuliert bis 2032 insgesamt 6,5 Milliarden Euro. Die durch den Betrieb in Österreich bewirkten Wertschöpfungseffekte belaufen sich auf 6,3 Milliarden Euro. Rund 89.000 Arbeitsplätze in Vollzeitäquivalenten sowie fiskalische Effekte in Höhe von 2,1 Milliarden Euro stehen mit den Betriebsausgaben in Zusammenhang. Nach Finanzausgleich erhält der Bund mit 959 Millionen Euro den größten Anteil davon, gefolgt von den Sozialversicherungen mit 879 Millionen Euro, den Ländern mit 318 Millionen Euro sowie den Gemeinden mit 229 Millionen Euro. Die **Betriebseffekte** werden durch die Biomethanerzeugung dominiert, da diese – im Gegensatz zur Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik – Feedstock für den Betrieb benötigt. Die Betriebseffekte erreichen im Jahr 2032, wenn alle

geförderten Anlagen den Betrieb aufgenommen haben, ihr Maximum mit jährlich rund 1,1 Milliarden Euro heimischer Wertschöpfung und 16.000 Vollzeitäquivalenten, davon mehr als 3.000 direkt in der Elektrizitätserzeugung. Diese 3.000 Vollzeitäquivalente entsprechen mehr als einem Drittel der 2020 im Elektrizitätserzeugungssektor Beschäftigten in Vollzeitäquivalenten. Diese Betriebseffekte fallen auch nach 2032 weiterhin in etwa dieser Höhe an, bis die ersten Anlagen wieder außer Betrieb gehen. Zum Vergleich: Die jährlichen Betriebseffekte entsprechen dann rund 0,3 Prozent des österreichischen Bruttoinlandsprodukts von 2021.

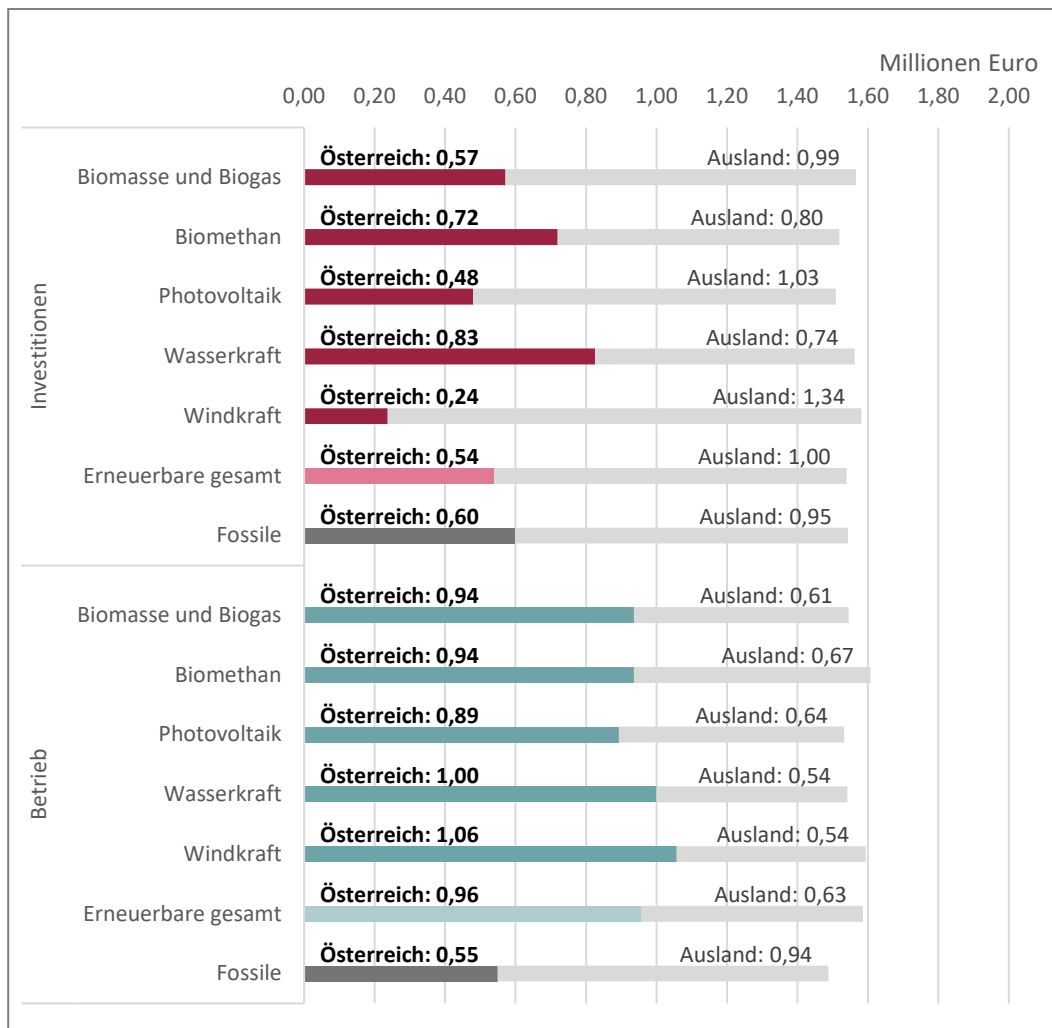
Die **Gesamteffekte** durch Investitionen und Betrieb lassen sich somit kumuliert für die Jahre 2021–2032 wie folgt beziffern: 21,6 Milliarden Euro heimische Wertschöpfung sind mit den Ausbauzielen des EAG verbunden und rund 254.000 vollzeitäquivalente Beschäftigungsverhältnisse werden brutto geschaffen oder gesichert. Die Rückflüsse an die öffentliche Hand betragen in Summe 8,1 Milliarden Euro, die primär den Sozialversicherungen (3,3 Milliarden Euro) sowie dem Bund (3,1 Milliarden Euro) zufließen.

Die einzelnen Technologien weisen dabei große Unterschiede bei den Investitions- und Betriebseffekten **je investierter Million Euro** auf (siehe Abbildung 25; für eine tabellarische Darstellung siehe Tabelle 38 im Anhang). Durch die Berücksichtigung der induzierten Effekte können die Wertschöpfungseffekte die Ausgaben übersteigen. Investitionen in Wasserkraftwerke bewirken eine vergleichsweise hohe heimische Wertschöpfung von etwa 0,83 Millionen Euro je investierter Million, da diese einen hohen Anteil an Bauleistungen beinhalten und auch Anlagenteile wie Turbinen primär aus heimischer Produktion stammen. Umgekehrt verhält es sich bei Windkraft: Hier kommen die Anlagen beinahe ausschließlich aus dem Ausland und werden in Österreich nur montiert. Da die Anlagenproduktion gleichzeitig rund drei Viertel der Investitionskosten ausmacht, fließt bei Investitionen in Windkraftanlagen der Großteil der Wertschöpfung ins Ausland ab. Umgekehrt verbleiben in der Betriebsphase bei allen Erneuerbaren-Energie-Anlagen vergleichsweise hohe Wertschöpfungsanteile in Österreich, während bei Fossilen aufgrund der notwendigen Importe von Brennstoffen fast zwei Drittel der generierten Wertschöpfung im Ausland wirksam werden.

Die Ergebnisse zeigen daher, dass die einzelnen Technologien verschiedene Beschäftigungs- und Wertschöpfungspotenziale für Österreich haben. Während beispielsweise die Technologien in der Wasserkraft weitestgehend ausgereift sind und Österreich auch schon jetzt bei der Anlagenproduktion zu den weltweit führenden Ländern in diesem Bereich zählt, bietet der Bereich Photovoltaik noch **Wachstumspotenziale** für die heimische Wirtschaft. In einer Variante wurde daher berechnet, welche Effekte es hätte, wenn PV-Module und Wechselrichter vermehrt in

Österreich produziert würden. Eine Reduktion der Importanteile um jeweils die Hälfte⁴⁸ würde demnach – kumuliert über den Analysezeitraum 2021 bis 2032 – die heimischen Wertschöpfungseffekte durch den Ausbau von Photovoltaikanlagen gemäß EAG-Zielen um 1,4 Milliarden Euro erhöhen und rund 11.200 zusätzliche Vollzeitäquivalente bringen. Die mit Investitionen in PV-Anlagen verbundene heimische Wertschöpfung würde somit um rund 29 Prozent steigen, die Beschäftigung um rund 20 Prozent.

Abbildung 25: Heimische und ausländische Wertschöpfungseffekte je einer Million Euro Investitions- bzw. Betriebskosten



Anmerkungen: Die Ergebnisse inkludieren direkte, indirekte und induzierte Wertschöpfungseffekte in Österreich. Bei Betriebseffekten nicht berücksichtigt sind direkte Abschreibungen sowie etwaige Betriebsüberschüsse der AnlagenbetreiberInnen. Bei den fossilen Energieträgern sind Ausgaben für CO₂-Zertifikate in der direkten Wertschöpfung inkludiert. Durch die induzierten Effekte können die Wertschöpfungseffekte die Ausgaben übersteigen.
Quelle: IHS (2022).

⁴⁸ Im Satellitenkonto wurde angenommen, dass aktuell 85 Prozent der PV-Module und 60 Prozent der Wechselrichter importiert werden. Im Szenario betragen die entsprechenden Importanteile demnach 42,5 Prozent bzw. 30 Prozent.

Bisher wurden die ökonomischen Bruttoeffekte betrachtet, die aus den EAG-Zielen in Investitions- und Betriebsphase resultieren (für Betrieb und Investitionen in Summe 21,6 Milliarden Euro Wertschöpfung bzw. 254.000 Vollzeitäquivalente). Berücksichtigt man aber, dass auch ohne EAG gewisse Investitionen in erneuerbare Elektrizitätsproduktion erfolgen würden und dass fehlende Strommengen fossil erzeugt oder importiert werden müssten,⁴⁹ so lassen sich auch **Nettoeffekte** des EAG berechnen. Diese belaufen sich im Zeitraum 2021–2032 auf rund 15,8 Milliarden Euro Wertschöpfung (davon 12,1 Milliarden Euro aus Investitions- und 3,7 Milliarden Euro aus Betriebseffekten) und 198.000 vollzeitäquivalente Beschäftigungsverhältnisse (davon 132.000 aus Investitions- und 66.000 aus Betriebseffekten) in Österreich. Zudem fließen netto 5,6 Milliarden Euro an Steuern und Abgaben an die öffentliche Hand. Davon gehen 2,4 Milliarden Euro an die Sozialversicherungen, 2,2 Milliarden Euro an den Bund, 0,7 Milliarden Euro an die Länder sowie 0,5 Milliarden Euro an die Gemeinden. Allgemeine Güter- und Produktionssubventionen werden dabei gegengerechnet. Die Netto-Betriebseffekte sind dabei zum größten Teil auf den Bereich Biomethan zurückzuführen, bei den Netto-Investitionseffekten stammen die größten Beiträge aus den Bereichen Photovoltaik und Wasserkraft.

Sowohl die Aussagen von ExpertInnen im Workshop als auch im Rahmen von ExpertInneninterviews weisen darauf hin, dass weniger ein Fachkräftemangel hinsichtlich „neuer“ Berufe besteht, sondern dass vielmehr bestehende Berufe wie InstallateurIn oder ElektrotechnikerIn mit Spezialwissen im Bereich erneuerbarer Energien gefragt sind, welches sie sich on-the-job oder im Rahmen einer externen Weiterbildung aneignen.

Die Ergebnisse der vorliegenden Analyse weichen teilweise erheblich von anderen Studien ab. Das lässt sich unter anderem auf verschiedene methodische Herangehensweisen, Abgrenzung der Studieninhalte, betrachtete Effekte, getroffene Annahmen und verwendete Datenquellen zurückführen. In einigen Bereichen sind die zur Verfügung stehenden Daten auch noch nicht ausreichend, um gesicherte Aussagen treffen zu können. Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere hinsichtlich Beschäftigung im Betrieb von Photovoltaikanlagen.

⁴⁹ Als Basis dafür dient das Referenzszenario (REF) bzw. „No Policy“-Szenario von Haas et al. (2017).

15 Verzeichnisse

15.1 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anzahl der Anlagen mit Ökostromvertrag im Jahr 2018	24
Tabelle 2: Zubau der erneuerbaren Energietechnologien in den drei Szenarien, in Terawattstunden, Werte für das Jahr 2032.....	60
Tabelle 3: Annahmen für die jeweiligen Energietechnologien für den Ausbau	61
Tabelle 4: Referenzszenario – Kumulierte Investitionseffekte 2021–2032 in Österreich	68
Tabelle 5: Referenzszenario – Kumulierte Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich.....	69
Tabelle 6: Basisszenario – kumulierte Investitionseffekte 2021–2032 in Österreich	70
Tabelle 7: Basisszenario – kumulierte Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich	74
Tabelle 8: Basisszenario – jährliche Betriebseffekte ab 2032 in Österreich	79
Tabelle 9: Kumulierte Netto-Investitionseffekte 2021–2032 in Österreich	80
Tabelle 10: Kumulierte Netto-Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich.....	81
Tabelle 11 Variante Reduktion Importanteil PV – Zusätzliche kumulierte Effekte 2021–2032 in Österreich	82
Tabelle 12: Bundesländerziele – Kumulierte Investitionseffekte 2021–2032 in Österreich.....	83
Tabelle 13: Bundesländerziele – Kumulierte Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich.....	84
Tabelle 14: Kumulierte Investitions- und Betriebseffekte 2021–2032 in Österreich	92
Tabelle 15: Übersicht Gütersektoren (ÖCPA-2015-Klassifikation).....	107
Tabelle 16: Struktur der österreichischen Bruttostromerzeugung 2019 in Gigawattstunden	110
Tabelle 17: Ausbaupfade für die einzelnen Technologien 2022–2032, kumulierte Gigawattstunden gerundet	111
Tabelle 18: Struktur der Investitionskosten von Biogasanlagen.....	111
Tabelle 19: Struktur der Betriebskosten von Biogasanlagen.....	112
Tabelle 20: Struktur der Investitionskosten von Photovoltaikanlagen.....	112
Tabelle 21: Struktur der Betriebskosten von Photovoltaikanlagen	112
Tabelle 22: Struktur der Investitionskosten von Wasserkraftanlagen.....	113

Tabelle 23: Struktur der Betriebskosten von Wasserkraftanlagen.....	113
Tabelle 24: Struktur der Investitionskosten von Windkraftanlagen.....	113
Tabelle 25: Struktur der Betriebskosten von Windkraftanlagen.....	114
Tabelle 26: Struktur der Investitionskosten von Gas- und Dampfkraftwerken.....	114
Tabelle 27: Struktur der Betriebs- und Wartungskosten von Wärmekraftwerken mit Einsatz von fossilen Brennstoffen.....	114
Tabelle 28: Basisszenario – Wertschöpfungseffekte je Million Euro Investitionen nach Technologie in Millionen Euro.....	115
Tabelle 29: Basisszenario – Heimische Beschäftigungseffekte in Vollzeitäquivalenten je Million Euro Investitionen nach Technologie.....	115
Tabelle 30: Basisszenario – Sektorale Verteilung der heimischen Wertschöpfungseffekte (Investitionen) in Prozent.....	116
Tabelle 31: Basisszenario – Sektorale Verteilung der heimischen Beschäftigungseffekte (Investitionen) in Prozent.....	116
Tabelle 32: Basisszenario – Entwicklung der jährlichen Betriebskosten 2021–2032.....	117
Tabelle 33: Basisszenario – Heimische und ausländische Wertschöpfungseffekte je Million Euro Betriebskosten nach Technologie in Millionen Euro.....	117
Tabelle 34: Basisszenario – Heimische Beschäftigungseffekte je Million Euro Betriebskosten nach Technologie.....	118
Tabelle 35: Basisszenario – Sektorale Verteilung der heimischen Wertschöpfungseffekte (Betrieb) in Prozent.....	118
Tabelle 36: Basisszenario – Sektorale Verteilung der heimischen Beschäftigungseffekte (Betrieb) in Prozent.....	119
Tabelle 37: Windkraft – Relevanz von Berufsfeldern für den Unternehmenserfolg.....	119
Tabelle 38: Basisszenario – Heimische und ausländische Wertschöpfungseffekte (direkt, indirekt und induziert) je einer Million Euro Investitions- bzw. Betriebskosten.....	120
Tabelle 39: Übersicht Abkürzungen.....	121

15.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grundstruktur einer Input-Output-Tabelle.....	5
Abbildung 2: Disaggregation des Energiesektors am Beispiel der Input-Output-Tabelle.....	14

Abbildung 3: Struktur der österreichischen Bruttostromerzeugung in Prozent der erzeugten Gigawattstunden, 2019	20
Abbildung 4: Ausbaupfade (gerundet) für die einzelnen Technologien kumuliert in Gigawattstunden, 2022–2032	21
Abbildung 5: Struktur der Investitionskosten von Biogasanlagen	27
Abbildung 6: Struktur der Betriebskosten von Biogasanlagen	29
Abbildung 7: Struktur der Investitionskosten für Photovoltaikanlagen	35
Abbildung 8: Struktur der Betriebskosten für Photovoltaikanlagen.....	37
Abbildung 9: Struktur der Investitionskosten von Wasserkraftanlagen	42
Abbildung 10: Struktur der Betriebskosten von Wasserkraftanlagen	44
Abbildung 11: Struktur der Investitionskosten von Windkraftanlagen	50
Abbildung 12: Struktur der Betriebskosten von Windkraftanlagen	51
Abbildung 13: Struktur der Investitionskosten von Gas- und Dampfkraftwerken	57
Abbildung 14: Struktur der Betriebs- und Wartungskosten von Wärmekraftwerken mit Einsatz von fossilen Brennstoffen.....	58
Abbildung 15: Heimische und ausländische Wertschöpfungseffekte je Million Euro Investitionen nach Technologie.....	71
Abbildung 16: Heimische Beschäftigungseffekte in Vollzeitäquivalenten je Million Euro Investitionen nach Technologie.....	72
Abbildung 17: Sektorale Verteilung der heimischen Wertschöpfungseffekte (Investitionen).....	73
Abbildung 18: Sektorale Verteilung der heimischen Beschäftigungseffekte (Investitionen)	73
Abbildung 19: Entwicklung der jährlichen Betriebskosten 2021–2032	75
Abbildung 20: Wertschöpfungseffekte je Million Euro Betriebskosten nach Technologie	76
Abbildung 21: Heimische Beschäftigungseffekte in Vollzeitäquivalenten je Million Euro Betriebskosten nach Technologie.....	77
Abbildung 22: Sektorale Verteilung der Wertschöpfungseffekte (Betrieb).....	78
Abbildung 23: Sektorale Verteilung der Beschäftigungseffekte (Betrieb).....	78
Abbildung 24: Windkraft – Relevanz von Berufsfeldern für den Unternehmenserfolg	89
Abbildung 25: Heimische und ausländische Wertschöpfungseffekte je einer Million Euro Investitions- bzw. Betriebskosten.....	94

15.3 Quellenverzeichnis

- Allan, G. J.; Conolly, K. und McIntyre, S. G. (2020). Developing an electricity satellite account (ELSA): an application to Scotland, UK. Economic Systems Research.
- Allan, G. J.; McGregor, P.; Swales, J. K. und Turner, K. (2007). Impact of alternative electricity generation technologies on the Scottish economy: An illustrative input-output analysis. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part A. Journal of Power and Energy, 243–254.
- Antal, M.; Concas, G.; Despotou, E.; Gammal, A.; Fraile Montoro, D.; Latour, M.; Llamas, P.; Lenoir Gaetan Masson, S.; Vanbuggenhout, P.; Teske, S.; Rolland, S. und Short, R. (2010). Solar Generation 6. Executive Summary. Brussels/Amsterdam: Greenpeace; European Photovoltaic Association.
- APA. (2012). Hocheffizientes Hightech-Kraftwerk von Siemens eröffnet. Abgerufen am 14.07.2021 von https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20120622_OTS0182/hocheffizientes-hightech-kraftwerk-von-siemens-eroeffnet-bild
- APA. (2020). Bundesinnungsmeister Wirth begrüßt Ausweitung der Photovoltaik-Förderung. Abgerufen am 14.07.2021 von https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20201211_OTS0067/bundesinnungsmeister-wirth-begruesst-ausweitung-der-photovoltaik-foerderung
- Austrian Institute of Technology. (2020). Photovoltaik-Überdachung für die Autobahn: Internationales Pilotprojekt gestartet. Pressemitteilung. Wien.
- Baumann, M., Dolna-Gruber, C., Goritschnig, W., Pauritsch, G., & Rohrer, M. (2021). Klima- und Energiestrategien der Länder. Energie, Treibhausgasemissionen und die Kongruenz von Länder- und Bundeszielen. Wien: Österreichische Energieagentur.
- Baumüller, J. (2021). Experteninterview „Windkraft“. (B. Angleitner, Interviewerin)
- BGB. (2021). Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket.
- Biermayr, P. (2018). Erneuerbare Energie in Zahlen 2018. Entwicklung in Österreich. Datenbasis 2017. Wien: Zentrum für Energiewirtschaft und Umwelt e-think.
- Biermayr, P.; Dißbauer, C.; Eberl, M.; Enigl, M.; Fechner, H.; Fürnsinn, B.; Jaksch-Fliegenschnee, M.; Leonhartsberger, K.; Moidl, S.; Prem, E.; Schmidl, C.; Strasser, C.; Weiss, W.; Wittmann, M.; Wonisch, P. und Wopienka, E. (2021). Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2020.
- Biermayr, P.; Dißbauer, C.; Eberl, M.; Enigl, M.; Fechner, H. F.; Fürnsinn, B.; Leonhartsberger, K.; Moidl, S.; Schmidl, C.; Strasser, C.; Weiss, W.; Wonisch, P. und Wopienka, E. (2019). Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2018.

Biermayr, P.; Dißauer, C.; Eberl, M.; Enigl, M.; Fechner, H.; Fürnsinn, B.; Jaksch-Fliegenschnee, M.; Leonhartsberger, K.; Moidl, S.; Prem, E.; Schmidl, C.; Strasser, C.; Weiss, W.; Wittmann, M.; Wonisch, P. und Wopienka, E. (2020). Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2019.

BMK. (2020). Energie in Österreich. Zahlen, Daten, Fakten. Wien.

BMK. (2021a). Geplante Ausbaupfade für die einzelnen Technologien. Übermittelt per E-Mail am 24.06.2021.

BMK. (2021b). Regierungsvorlage Gesetzestext: Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG). Abgerufen am 17.03.2021 von https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/I/I_00733/index.shtml

BMK. (2021c). Historisch: Österreichs letztes Kohlekraftwerk vom Betrieb genommen. Abgerufen am 09.07.2021 von <https://infothek.bmk.gv.at/historisch-oesterreichs-letztes-kohlekraftwerk-vom-betrieb-genommen/>

Bointner, R.; Biermayr, P.; Goers, S.; Streit-Maier, J. und Tichler, R. (2013). Wirtschaftskraft Erneuerbare Energie in Österreich und Erneuerbare Energie in Zahlen. Wien: Klima- und Energiefonds.

Böllli, M. (2016). Umfrage Betriebs- und Unterhaltskosten Kleinwasserkraft. St. Gallen: Interessenverband Schweizer Kleinkraftwerk-Besitzer ISKB.

Buchsbaum-Regner, T. (13.07.2021). Experteninterview „Wasserkraft“. (S. Lappöhn, Interviewerin)

Bundesamt für Statistik Schweiz. (2021). Umweltgesamtrechnung: Energie. Abgerufen am 26.04.2021 von <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/raum-umwelt/umweltgesamtrechnung/energie.html>

Bundesministerium für Arbeit; Bundesministerium für Inneres. (2021). Abgerufen am 10.01.2022 von <https://www.migration.gv.at/de/formen-der-zuwanderung/dauerhafte-zuwanderung/bundesweite-mangelberufe/>

Bureau of Economic Analysis. (2015). Budget Estimates: Fiscal Year 2016. Congressional Submission. Washington D. C.

Commission for Energy Regulation. (2005). Best New Entrant Price 2006 – A Consultation Paper by the Commission of Energy Regulation.

Czypionka, T.; Schnabl, A.; Sigl, C.; Zucker, B. und Warmuth, J. R. (2013). Gesundheitswirtschaft in Österreich. Ein Gesundheitssatellitenkonto für Österreich (ÖGSK). Wien: Institut für Höhere Studien (IHS).

Economica GmbH. (2018). Pressekonferenz: Der Ökonomische Fußabdruck® der Elektrizitätswirtschaft, Volkswirtschaftliche Effekte in Österreich. Studie der Economica GmbH im Auftrag von Österreichs Energie. Wien.

E-Control. (2020a). Ökostrombericht 2020. Wien: E-Control.

E-Control. (2020b). Statistikbroschüre 2020. Unsere Energie in Zahlen gemessen.

E-Control. (2021a). Ökostrom Einspeisemengen und Vergütungen. Abgerufen am 08.07.2021 von <https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/oekostrommengen>

E-Control. (2021b). Anlagenstatistik. Abgerufen am 15.07.2021 von <https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/anlagenstatistik/engpassleistung-und-vertragsverhaeltnisse>

E-Control. (2021c). Bestandsstatistik. Abgerufen am 15.07.2021 von <https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik>

E-Control. (2021d). Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2019. Abgerufen am 15.07.2021 von <https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik>

Energie AG. (2015). GuD-Kraftwerk Timelkam: Für sichere Versorgung in Österreich und Deutschland im Einsatz. Abgerufen am 14.07.2021 von <https://news.energieag.at/news-gud-kraftwerk-timelkam-fuer-sichere-versorgung-in-oesterreich-und-deutschland-im-einsatz?id=32023&menueid=425>

Ennskraft. (2018). Geschäftsbericht 2017. Steyr.

Ennskraft. (2021). Geschäftsbericht 2020. Steyr.

Europäische Kommission. (2021a). Europäische Kommission Presseraum. Staatliche Beihilfen. Abgerufen am 20.12.2021 von https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_7023

Europäische Kommission. (2021b). EU Emissions Trading System (EU ETS). Abgerufen am 15.12.2021 von https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en

Eurostat. (2013). Environmental Taxes. A Statistical Guide. Luxembourg: Publication Office of the European Union.

Eurostat. (2021a). Glossary: Satellite account. Abgerufen am 04.04.2021 von https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Satellite_account

Eurostat. (2021b). Abhängigkeit von Energieimporten nach Produkten [SDG_07_50] von Österreich. Abgerufen am 05.07.2021 von https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/SDG_07_50/default/table

Fechner, H. (2020). Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können. Wien.

- Fechner, J., Geiger, G., Hausner, B., Nindl, S., Selinger, J. und Supper, S. (2013). Masterplan zur Sicherstellung der Humanressourcen im Bereich „Erneuerbare Energie“.
- Fichtinger, M.; Helmenstein, C.; Kleissner, A.; Krabb, P. und Linder, A. (2018). Der ökonomische Fußabdruck® der TIWAG Tiroler Wasserkraft AG: Volks- und regionalwirtschaftliche Effekte. Studie der Economica GmbH im Auftrag der TIWAG Tiroler Wasserkraft AG. Wien.
- Fragkos, P. und Paroussos, L. (2018). Employment creation in EU related to renewables expansion, *Applied Energy*. Elsevier, 230(C), 935–945.
- Giesecke, J.; Heimerl, S. und Mosonyi, E. (2016). Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb. Berlin/Heidelberg: Springer Vieweg.
- Goers, S.; Schneider, F.; Steinmüller, H. und Tichler, R. (2020). Wirtschaftswachstum und Beschäftigung durch Investitionen in Erneuerbare Energien. Linz: Johannes Kepler Universität Linz.
- Graf, M. und Helmenstein, C. (2016). Pressegespräch Studienpräsentation: Volkswirtschaftliche Bedeutung der Stromnetze. Studie der Economica GmbH im Auftrag der E-Control. Wien.
- Großmann, A.; Wolter, M. I.; Hinterberger, F. und Püls, L. (2020). Die Auswirkungen von klimapolitischen Maßnahmen auf den österreichischen Arbeitsmarkt. ExpertInnenbericht. Osnabrück, Wien.
- Haas, R.; Resch, G.; Burgholzer, B.; Totschnig, G.; Lettner, G.; Auer, H. und Geipel, J. (2017). Stromzukunft Österreich 2030 – Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien. Wien: Technische Universität Wien.
- Hand, M. (2018). IEA Wind TCP Task 26 – Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, Sweden, the European Union, and the United States.
- Helmenstein, C. und Kleissner, A. (2020). Ökonomische Effekte der Wasserstoffstrategie. Wien: Economica.
- Helmenstein, C.; Kleissner, A. und Moser, B. (2006). Sportwirtschaft in Österreich. Eine Analyse der wirtschaftlichen Bedeutung des Sports in Österreich. Wien.
- Helmrich, R.; Bott, P. und Leppelmeier, I. (2016). Qualifikationsentwicklungsforschung am Beispiel der deutschen Energiewende. In: *BWP 2/2016*, 54–59.
- Höher, M.; Mraz, M. und Strimitzer, L. (2017). Volkswirtschaftliche Bedeutung von Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse in Österreich. Wien: Austrian Energy Agency.
- Holub, H.-W. und Schnabl, H. (1994a). Input-Output-Rechnung: Input-Output-Analyse. München/Wien: R. Oldenbourg Verlag.
- Holub, H.-W. und Schnabl, H. (1994b). Input-Output-Rechnung: Input-Output-Tabellen: Einführung. München/Wien: R. Oldenbourg Verlag.

IG Windkraft. (2020). Outlook 2024.

IG Windkraft. (2021a). Windfakten. Abgerufen am 05.07.2021 von <https://windfakten.at>

IG Windkraft. (2021b). Strukturen Investitions- und Betriebskosten. Strukturen Investitions- und Betriebskosten übermittelt am 23.07.2021.

IG Windkraft. (2021c). Ergebnisse der Umfrage „Fachkräfte in der Windkraft“.

Immitzer, V. (07.07.2021). Experteninterview „Photovoltaik“. (K. Plank, Interviewerin)

Ingenieurbüro Floecksmühle. (2015). Marktanalyse zur Vorbereitung von Ausschreibungen, Vorhaben IId, Wasserkraft. Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums.

Jenniches, S. (2018). Assessing the regional economic impacts of renewable energy sources – A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 93, 35–51.

Kleinwasserkraft Österreich. (2021a). FAQ Energiewirtschaft. Abgerufen am 27.07.2021 von <https://www.kleinwasserkraft.at/top/faq/energiewirtschaft/>

Kleinwasserkraft Österreich. (2021b). Unternehmen. Abgerufen am 15.07.2021 von <https://www.kleinwasserkraft.at/unternehmen/>

Koller, W. (2016). Macro-economic impacts of biogas production in Austria. *Biogas Journal*, 26–29.

Krutzler, T. (2020). Szenario WAM – NEKP Evaluierung. Wien: Umweltbundesamt.

Lenz, L.; Ludwig, T. und Timm, S. (2017). Branchenanalyse Windenergieindustrie. Arbeitsbedingungen und Marktentwicklungen aus Sicht von Betriebsräten. Workingpaper Forschungsförderung Nr. 35, April 2017. Hans Böckler Stiftung.

Lenzen, M. (2011). Aggregation versus Disaggregation in Input-Output-Analysis of the Environment. *Economic Systems Research* 23:1, 73–89.

Leonhartsberger, K.; Müllner, T. und Ettwein, F. (2021). Investition in die Zukunft. Präsentation der Studie zu Anschaffungskosten in der Photovoltaik. PV Kongress 2021. Wien: FH Technikum Wien.

Leonhartsberger, K.; Peppoloni, M. und Hirschl, A. (2019). Kleinwindkraftreport Österreich 2018. FH Technikum.

Leontief, W. (1936). Quantitative Input and Output Relations in the Economic System of the United States. *The Reviews of Economic Statistics* 18, Nr. 3, 105–125.

Lindner, S.; Legault, J. und Guan, D. (2013). Disaggregating the Electricity Sector of China's Input-Output Table for Improved Environmental Life-cycle Assessment. *Economic Systems Research* 25:3, 300–320.

- Moidl, S. (2021a). Beschäftigungszahlen Windkraft. Korrektur Daten Biermayr et al. (2021), Übermittlung per E-Mail am 23.07.2021.
- Moidl, S. (14.07.2021b). Experteninterview „Windkraft“. (B. Angleitner, Interviewerin)
- Nachtnebel, H.-P. (2009). Wasserwirtschaftliche Planung. Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiven Wasserbau. Universität für Bodenkultur.
- OECD und Cedefop. (2014). Greener Skills and Jobs, OECD Green Growth Studies, OECD Publishing.
- OeMAG. (2021). Einspeisemengen. Abgerufen am 15.07.2021 von https://www.oemag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/statistik/einspeisemengen/2020_Q4_BillingStat.JPG
- Österreichischer Biomasse-Verband. (2019). Basisdaten Bioenergie Österreich 2019. Wien.
- Österreichische Energieagentur. (2020). Holzströme in Österreich. Abgerufen am 07.07.2021 von https://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/energieholz/holzstr_oesterr.html
- Pallinger, J. (2021). Macht Platz für Photovoltaik! Wo bald Solaranlagen stehen könnten. Abgerufen am 22.04.2021 von <https://www.derstandard.de/story/2000125277907/macht-platz-fuer-die-solarenergie-wo-baldpv-anlagen-stehen-koennten>
- Posch, C. (2010). Energiewirtschaftliche Parameter konventioneller und innovativer Kraftwerkstechnologien. Graz: TU Graz.
- Pöyry Austria GmbH. (2018). Wasserkraftpotenzialstudie Österreich. Aktualisierung 2018. Wien.
- Proidl, H. und Sorger, M. (2017). Einspeisetarife für Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019. E-Control Austria.
- Pumhösel, A. (2020). Die Autobahn der Zukunft hat ein Solar-Dach. Abgerufen am 05.07.2021 von <https://www.derstandard.at/story/2000119295248/die-autobahn-der-zukunft-hat-ein-solar-dach>
- PV Austria. (2021). Die österreichische Photovoltaik & Speicher-Branche in Zahlen. Abgerufen am 05.07.2021 von https://elektro.at/wp-content/uploads/2020/07/Fact_Sheet_PV_Branche_2019.pdf
- Renner, M.; Sweeney, S. und Kubit, J. (2008). Green Jobs: Towards decent work in a sustainable, low-carbon world. Nairobi: Worldwatch Institute.
- Resch, G.; Schöniger, F.; Schipfer, F.; Esterl, T.; Mayr, C.; Monsberger, C.; Rennhofer, M. und Winkler, J. (2021). Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG). Stand 15. November 2021. Wien: BMK.
- Rödl, A.; Sens, L. und Kaltschmitt, M. (2020). Wasserkraft – Ökonomische und ökologische Analyse. In M. Kaltschmitt, W. Streicher, & A. Wiese, Erneuerbare Energien – Systemtechnik – Wirtschaftlichkeit – Umweltaspekte (S. 666–671). Springer Vieweg.

Sawadogo, E.; Mayer, S. und Staak, C. (2011). Flexibilität der Facharbeit und Sicherung erfolgreicher Übergänge durch Lernsituationen und Zusatzqualifikationen im Bereich der Erneuerbaren Energien – am Beispiel des JOBSTARTER-Projekts „Erneuerbare Energien – Neue Ausbildungsfelder für die Zukunft“.

Schnabl, A.; Amerstorfer, A.; Haslinger, S.; Heidler, S.; Kluge, J.; Laber, J.; Lappöhn, S.; Tschiesche, U. und Zenz, H. (2018). Zukünftiger dezentraler Infrastrukturbedarf in Österreich. Wien: Institut für Höhere Studien.

Schneider, H. und Luptáčík, P. (2016). Volkswirtschaftliche Bedeutung der Wasserkraft in Österreich. Wien: Industriewissenschaftliches Institut.

Spangenberg, P.; Draeger, I.; Kapp, F.; Kruse, L.; Narciss, S. und Hartmann, M. (2016). Technische Ausbildungsberufe im Bereich Erneuerbare Energien. Analyse von Stellenanzeigen zur Identifizierung technischer Arbeitsfelder, Ausbildungsberufe und Qualifikationsanforderungen aus Unternehmenssicht für 2014/2015.

Statistik Austria. (2019). Leistungs- und Strukturstatistik 2017. Wien.

Statistik Austria. (2020a). Konjunkturstatistik im Produzierenden Bereich. Wien.

Statistik Austria. (2020b). Standard-Dokumentation – Metainformationen (Definitionen, Erläuterungen, Methoden, Qualität) zur Input-Output-Statistik. Wien: Statistik Austria.

Statistik Austria. (2021a). Österreich-Energiebilanzen 1970–2019. Abgerufen am 08.07.2021 von http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html

Statistik Austria. (2021b). Sonderauswertung der Input-Output-Tabellen.

Statistik Austria. (2021c). Klassifikationsdatenbank: ÖCPA 2015 – Struktur. Abgerufen am 05.07.2021 von <http://www.statistik.at/KDBWeb/>

Statistik Austria. (2021d). Güterproduktion nach ÖCPA und ÖPRODCOM ab 2008 – jährliche Betriebsdaten. Abgerufen am 08.07.2021 von <http://www.statcube.at>

Statistik Austria. (2021e). Leistungs- und Strukturstatistik ab 2008. Abgerufen am 25.01.2022 von <http://www.statcube.at>

Steden, P. und Dalezios, H. (2008). Regionalökonomische Bewertung einer GuDKraftwerksinvestition der Electrabel Deutschland AG. Prognos.

Stürmer, B. (23.06.2021). Experteninterview „Biogas“. (E. Laa, Interviewerin)

Talic, E. (10.08.2021). Experteninterview „Biomasse“. (E. Laa, Interviewerin)

TIWAG. (2021). Auskunft Beschäftigtenzahl in der Stromerzeugung aus Wasserkraft per E-Mail am 19.08.2021.

Umweltbundesamt. (2021). Energiewirtschaft. Abgerufen am 30.07.2021 von <https://www.umweltbundesamt.at/industrie/energiewirtschaft>

United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Statistics Division. (2019). System of Environmental-Economic Accounting for Energy: SEEA-Energy. New York.

VERBUND AG. (2021a). Auskunft Beschäftigtenzahl im Bereich Wasserkraft per E-Mail am 27.07.2021.

VERBUND AG. (2021b). Gas-Kombikraftwerk Mellach. Abgerufen am 15.07.2021 von <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/mellach-gaskombikraftwerk>

Wiedmann, T. O.; Suh, S., Feng, K.; Lenzen, M.; Acquaye, A.; Scott, K. und Barrett, J. R. (2011). Application of Hybrid Life Cycle Approaches to Emerging Energy Technologies – The Case of Wind Power in the UK. *Environmental Science & Technology* 45, 5900–5907.

16 Anhang Tabellen

Tabelle 15: Übersicht Gütersektoren (ÖCPA-2015-Klassifikation)

Nummer	Bezeichnung Gütersektor
1	Erzeugnisse der Landwirtschaft und Jagd sowie damit verbundene Dienstleistungen
2	Forstwirtschaftliche Erzeugnisse und Dienstleistungen
3	Fische und Fischereierzeugnisse; Aquakulturerzeugnisse; Dienstleistungen für die Fischerei
5	Kohle
6	Erdöl und Erdgas
7	Erze
8	Steine und Erden; sonstige Bergbauerzeugnisse
9	Dienstleistungen für den Bergbau und für die Gewinnung von Steinen und Erden
10	Nahrungs- und Futtermittel
11	Getränke
12	Tabakerzeugnisse
13	Textilien
14	Bekleidung
15	Leder und Lederwaren
16	Holz sowie Holz- und Korkwaren (ohne Möbel); Flecht- und Korbwaren
17	Papier, Pappe und Waren daraus
18	Druckereileistungen und Dienstleistungen der Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern
19	Kokereierzeugnisse und Mineralölerzeugnisse
20	Chemische Erzeugnisse
21	Pharmazeutische Erzeugnisse
22	Gummi- und Kunststoffwaren
23	Glas- und Glaswaren, Keramik, verarbeitete Steine und Erden
24	Metalle
25	Metallerzeugnisse
26	Datenverarbeitungsgeräte, elektronische und optische Erzeugnisse
27	Elektrische Ausrüstungen
28	Maschinen
29	Kraftwagen und Kraftwagenteile

Nummer	Bezeichnung Gütersektor
30	Sonstige Fahrzeuge
31	Möbel
32	Waren anders nicht genannt
33	Reparatur- und Installationsarbeiten an Maschinen und Ausrüstungen
35	Energie und Dienstleistungen der Energieversorgung
36	Wasser; Dienstleistungen der Wasserversorgung sowie des Wasserhandels durch Rohrleitungen
37	Abwasserentsorgungsdienstleistungen
38	Dienstleistungen der Sammlung, Behandlung und Beseitigung von Abfällen sowie zur Rückgewinnung von Wertstoffen
39	Dienstleistungen der Beseitigung von Umweltverschmutzungen und sonstigen Entsorgung
41	Gebäude und Hochbauarbeiten
42	Tiefbauten und Tiefbauarbeiten
43	Vorbereitende Baustellenarbeiten, Bauinstallationsarbeiten und sonstige Ausbauarbeiten
45	Handelsleistungen mit Kraftfahrzeugen; Instandhaltungs- und Reparaturarbeiten an Kraftfahrzeugen
46	Großhandelsleistungen (ohne Handelsleistungen mit Kraftfahrzeugen)
47	Einzelhandelsleistungen (ohne Handelsleistungen mit Kraftfahrzeugen)
49	Landverkehrsleistungen und Transportleistungen in Rohrfernleitungen
50	Schifffahrtsleistungen
51	Luftfahrtleistungen
52	Lagereileistungen sowie sonstige Unterstützungsdienstleistungen für den Verkehr
53	Postdienstleistungen und Dienstleistungen privater Kurier- und Expressdienste
55	Beherbergungsdienstleistungen
56	Gastronomiedienstleistungen
58	Dienstleistungen des Verlagswesens
59	Dienstleistungen der Herstellung, des Verleihs und Vertriebs von Filmen und Fernsehprogrammen, von Kinos und Tonstudios; Verlagsleistungen bezüglich Musik
60	Rundfunkveranstaltungsleistungen
61	Telekommunikationsdienstleistungen
62	Dienstleistungen der EDV-Programmierung und -Beratung und damit verbundene Dienstleistungen
63	Informationsdienstleistungen
64	Finanzdienstleistungen, außer Versicherungen und Pensionen

Nummer	Bezeichnung Gütersektor
65	Dienstleistungen von Versicherungen, Rückversicherungen und Pensionskassen (ohne Sozialversicherung)
66	Mit den Finanz- und Versicherungsdienstleistungen verbundene Dienstleistungen
68	Dienstleistungen des Grundstücks- und Wohnungswesens
69	Rechts-, Steuerberatungs- und Wirtschaftsprüfungsleistungen
70	Dienstleistungen der Verwaltung und Führung von Unternehmen und Betrieben; Unternehmensberatungsleistungen
71	Dienstleistungen von Architektur- und Ingenieurbüros und der technischen, physikalischen und chemischen Untersuchung
72	Forschungs- und Entwicklungsleistungen
73	Werbe- und Marktforschungsleistungen
74	Sonstige freiberufliche, wissenschaftliche und technische Dienstleistungen
75	Dienstleistungen des Veterinärwesens
77	Dienstleistungen der Vermietung von beweglichen Sachen
78	Dienstleistungen der Vermittlung und Überlassung von Arbeitskräften und des Personalmanagements
79	Dienstleistungen von Reisebüros und Reiseveranstaltern und sonstige Reservierungsdienstleistungen
80	Wach-, Sicherheits- und Detekteileistungen
81	Dienstleistungen der Gebäudebetreuung und des Garten- und Landschaftsbaus
82	Wirtschaftliche Dienstleistungen für Unternehmen und Privatpersonen anders nicht genannt
84	Dienstleistungen der öffentlichen Verwaltung, der Verteidigung und der Sozialversicherung
85	Erziehungs- und Unterrichtsdienstleistungen
86	Dienstleistungen des Gesundheitswesens
87	Dienstleistungen von Heimen (ohne Erholungs- und Ferienheime)
88	Dienstleistungen des Sozialwesens (ohne Heime) anders nicht genannt
90	Kreative, künstlerische und unterhaltende Dienstleistungen
91	Dienstleistungen von Bibliotheken, Archiven und Museen, botanischen und zoologischen Gärten
92	Dienstleistungen des Spiel-, Wett- und Lotteriewesens
93	Dienstleistungen des Sports, der Unterhaltung und der Erholung
94	Dienstleistungen von Interessenvertretungen sowie kirchlichen und sonstigen religiösen Vereinigungen (ohne Sozialwesen und Sport)
95	Reparaturarbeiten an Datenverarbeitungsgeräten und Gebrauchsgütern

Nummer	Bezeichnung Gütersektor
96	Sonstige überwiegend persönliche Dienstleistungen
97	Dienstleistungen privater Haushalte, die Hauspersonal beschäftigen
98	Durch private Haushalte für den Eigenbedarf produzierte Waren und Dienstleistungen ohne ausgeprägten Schwerpunkt
99	Dienstleistungen exterritorialer Organisationen und Körperschaften

Quelle: Statistik Austria (2021c).

Tabelle 16: Struktur der österreichischen Bruttostromerzeugung 2019 in Gigawattstunden

Technologie	Gigawattstunden	Anteil in Prozent
Wasserkraft	44.187	60 %
Wind	7.420	10%
Photovoltaik	912	1 %
Steinkohle	1.482	2 %
Kohlederivate	1.938	3 %
Erdölderivate	615	1 %
Erdgas	11.397	16 %
Biogene Brennstoffe ¹	3.001	4 %
Sonstige biogene Brennstoffe ²	1.434	2 %
Sonstige Brennstoffe	1.035	1 %
Sonstige Erzeugung	40	0 %

Quelle: E-Control (2020b).¹ Biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien.² Biogene Brennstoffe im Sinne der EU-Richtlinien mit Ausnahme der Vorgenannten.

Tabelle 17: Ausbaupfade für die einzelnen Technologien 2022–2032, kumulierte Gigawattstunden gerundet

Jahr	Biogas	Biomasse	Photovoltaik	Wasserkraft	Wind
2022	0	0	1.100	0	0
2023	11	100	2.200	400	1.000
2024	21	200	3.300	800	2.000
2025	32	300	4.400	1.300	3.000
2026	42	400	5.500	1.700	4.000
2027	53	500	6.600	2.200	5.000
2028	63	600	7.700	2.800	6.000
2029	74	700	8.800	3.300	7.000
2030	84	800	9.900	3.900	8.000
2031	95	900	11.000	4.400	9.000
2032	105	1.000	11.000	5.000	10.000

Anmerkung: „Annahme linearer Ausbau zu Zielerreichung 2030. Nach Kontrahierung wurden zwei Jahre bis Fertigstellung angenommen. Ausnahmen: Photovoltaik nur ein Jahr bis Fertigstellung, Wasserkraft > 20 Megawatt erste Kontrahierungen 2025, erste Fertigstellung somit 2027.“ BMK (2021a). Quelle: BMK (2021a).

Tabelle 18: Struktur der Investitionskosten von Biogasanlagen

Kategorie	Anteil in Prozent
Hochbau und Tiefbau	27,6 %
Elektrisches Equipment	19,0 %
Andere Kapitalgüter und DL	16,9 %
Maschinen	12,7 %
ZiviltechnikerInnen	7,8 %
Installation Maschinen und Equipment	6,2 %
Großhandel	5,3 %
Andere Bauleistungen	4,5 %

Quelle: Koller (2016).

Tabelle 19: Struktur der Betriebskosten von Biogasanlagen

Kategorie	Anteil in Prozent
Substratkosten	48,1 %
Sonstige Betriebskosten	27,0 %
Instandhaltungskosten	15,0 %
Personalkosten	7,4 %
Sonstiges	2,5 %

Quelle: Resch et al. (2021) und eigene Berechnung.

Tabelle 20: Struktur der Investitionskosten von Photovoltaikanlagen

Kategorie	Anteil in Prozent
Photovoltaikmodul	32,0 %
Wechselrichter	23,0 %
Montage	25,0 %
Netzanschluss und Inbetriebnahme	12,0 %
Sonstiges	8,0 %

Quellen: Leonhartsberger et al. (2021) und Biermayr et al. (2021).

Tabelle 21: Struktur der Betriebskosten von Photovoltaikanlagen

Kategorie	Anteil in Prozent
Service und Wartung	64 %
Personalkosten	13 %
Reinigung und Grünschnitt	11 %
Versicherung	6 %
Sonstiges	7 %

Quellen: Resch et al. (2021); eigene Berechnung und Darstellung.

Tabelle 22: Struktur der Investitionskosten von Wasserkraftanlagen

Kategorie	Anteil in Prozent
Planung	10,0 %
Turbine	25,0 %
Generator	7,5 %
Elektrotechnik	7,5 %
Druckrohrleitung	10,0 %
Bau inklusive Material	40,0 %

Quelle: Buchsbaum-Regner (2021).

Tabelle 23: Struktur der Betriebskosten von Wasserkraftanlagen

Kategorie	Anteil in Prozent
Personal	33,0 %
Instandhaltungs- und Reparaturkosten	44,0 %
Versicherung	3,0 %
Sonstiges	20,0 %

Quellen: Eigene Schätzung auf Basis von Statistik Austria (2021b); Ingenieurbüro Floecksmühle (2015).

Tabelle 24: Struktur der Investitionskosten von Windkraftanlagen

Kategorie	Anteil in Prozent
Produktion der Anlage	74,0 %
Einmalzahlung an NetzbetreiberIn	7,0 %
Projektierung, Planung	5,0 %
Errichtung	11,0 %
Rückbau	3,0 %

Quelle: IG Windkraft (2021b).

Tabelle 25: Struktur der Betriebskosten von Windkraftanlagen

Kategorie	Anteil in Prozent
Service	45,0 %
Systemnutzungsentgelte	12,0 %
Pacht	29,0 %
Versicherung	3,0 %
Overheadkosten	11,0 %

Quelle: IG Windkraft (2021b).

Tabelle 26: Struktur der Investitionskosten von Gas- und Dampfkraftwerken

Kategorie	Anteil in Prozent
Maschinen	56,0 %
Hoch- und Tiefbau	19,0 %
Elektrotechnische Komponenten	10,0 %
Planung	8,0 %
Netzausbau	5,0 %
Grundstück	1,0 %

Quelle: Steden und Dalezios (2008) zitiert nach Posch (2010).

Tabelle 27: Struktur der Betriebs- und Wartungskosten von Wärmekraftwerken mit Einsatz von fossilen Brennstoffen

Kategorie	Anteil in Prozent
Brennstoffe	67,0 %
Emissionszertifikate	14,3 %
Personalkosten	8,8 %
Service- und Wartungen	5,3 %
Versicherungen	1,3 %
Sonstige Kosten	3,4 %

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Commission for Energy Regulation (2005); Statistik Austria (2021b; 2020a) und Resch et al. (2017).

Tabelle 28: Basisszenario – Wertschöpfungseffekte je Million Euro Investitionen nach Technologie in Millionen Euro

Technologie	Effekt	Österreich	Ausland	Gesamt
Biomasse/Biogas	indirekt	0,43	0,55	0,97
	induziert	0,14	0,45	0,59
Biomethan	indirekt	0,54	0,41	0,94
	induziert	0,18	0,39	0,57
Photovoltaik	indirekt	0,36	0,57	0,93
	induziert	0,12	0,46	0,58
Wasserkraft	indirekt	0,61	0,35	0,96
	induziert	0,22	0,39	0,61
Windkraft	indirekt	0,18	0,80	0,98
	induziert	0,06	0,54	0,60
Fossile	indirekt	0,45	0,51	0,96
	induziert	0,15	0,43	0,58

Quelle: IHS (2022).

Tabelle 29: Basisszenario – Heimische Beschäftigungseffekte in Vollzeitäquivalenten je Million Euro Investitionen nach Technologie

Technologie	indirekt	induziert
Biomasse/Biogas	3,9	1,5
Biomethan	5,2	1,9
Photovoltaik	4,3	1,2
Wasserkraft	6,5	2,3
Windkraft	2,0	0,6
Fossile	4,3	1,5

Quelle: IHS (2022).

Tabelle 30: Basisszenario – Sektorale Verteilung der heimischen Wertschöpfungseffekte (Investitionen) in Prozent

Rang	Nummer	Sektor	Anteil
1	43	Bauinstallations- und sonstige Ausbauarbeiten	15 %
2	71	Dienstleistungen von Architektur- und Ingenieurbüros	9 %
3	68	Dienstleistungen des Grundstücks- und Wohnungswesens	8 %
4	28	Maschinen	6 %
5	42	Tiefbauten und Tiefbauarbeiten	6 %
6	33	Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen	5 %
7	27	Elektrische Ausrüstungen	5 %
8	41	Gebäude und Hochbauarbeiten	5 %
9	46	Großhandelsleistungen (ohne Kfz)	4 %
10	55–56	Beherbergungs- und Gastronomiedienstleistungen	3 %
übrige Sektoren			33 %

Quelle: IHS (2022).

Tabelle 31: Basisszenario – Sektorale Verteilung der heimischen Beschäftigungseffekte (Investitionen) in Prozent

Rang	Nummer	Sektor	Anteil
1	43	Bauinstallations- und sonstige Ausbauarbeiten	23 %
2	71	Dienstleistungen von Architektur- und Ingenieurbüros	10 %
3	42	Tiefbauten und Tiefbauarbeiten	9 %
4	78	Dienstleistungen der Arbeitskräfteüberlassung	5 %
5	33	Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen	5 %
6	28	Maschinen	5 %
7	47	Einzelhandelsleistungen (ohne Kfz)	4 %
8	55–56	Beherbergungs- und Gastronomiedienstleistungen	4 %
9	46	Großhandelsleistungen (ohne Kfz)	3 %
10	27	Elektrische Ausrüstungen	3 %
übrige Sektoren			30 %

Quelle: IHS (2022).

Tabelle 32: Basisszenario – Entwicklung der jährlichen Betriebskosten 2021–2032

Jahr	Biogas	Biomasse	Biomethan	Photovoltaik	Wasserkraft	Windkraft	Betriebskosten gesamt
2021	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	1,61	13,60	64,63	11,50	0,00	21,50	112,85
2024	3,22	27,21	129,26	23,00	11,28	43,00	236,97
2025	4,83	40,81	193,89	34,51	16,36	64,50	354,90
2026	6,44	54,41	258,52	46,01	22,00	86,00	473,38
2027	8,05	68,02	323,16	57,51	28,76	107,50	593,00
2028	9,66	81,62	387,79	69,01	36,10	129,00	713,18
2029	11,28	95,22	452,42	80,51	42,86	150,50	832,79
2030	12,89	108,82	517,05	92,01	49,63	172,00	952,41
2031	14,50	122,43	581,68	103,52	50,40	193,50	1.072,02
2032	16,11	136,03	646,31	115,02	63,73	215,00	1.192,20

Quelle: IHS (2022).

Tabelle 33: Basisszenario – Heimische und ausländische Wertschöpfungseffekte je Million Euro Betriebskosten nach Technologie in Millionen Euro

Technologie	Effekte	Österreich	Ausland	Gesamt
Biomasse/Biogas	direkt/indirekt	0,71	0,27	0,98
	induziert	0,23	0,34	0,57
Biomethan	direkt/indirekt	0,69	0,29	0,97
	induziert	0,25	0,38	0,63
Photovoltaik	direkt/indirekt	0,68	0,30	0,98
	induziert	0,22	0,33	0,55
Wasserkraft	direkt/indirekt	0,75	0,24	0,99
	induziert	0,25	0,30	0,55
Windkraft	direkt/indirekt	0,77	0,22	0,99
	induziert	0,29	0,32	0,61
Fossile	direkt/indirekt	0,45	0,52	0,97
	induziert	0,10	0,41	0,52

Quelle: IHS (2022).

Tabelle 34: Basisszenario – Heimische Beschäftigungseffekte je Million Euro Betriebskosten nach Technologie

Technologie	direkt/indirekt	induziert
Biomasse/Biogas	9,7	2,4
Biomethan	11,7	2,7
Photovoltaik	19,1	2,3
Wasserkraft	7,7	2,6
Windkraft	6,3	3,0
Fossile	2,5	1,1

Quelle: IHS (2022).

Tabelle 35: Basisszenario – Sektorale Verteilung der heimischen Wertschöpfungseffekte (Betrieb) in Prozent

Rang	Nummer	ÖCPA-Sektor	Anteil
1	35	Dienstleistungen der Energieversorgung	17 %
2	33	Reparatur und Installation von Maschinen	13 %
3	68	Dienstleistungen des Grundstücks- und Wohnungswesens	10 %
4	01	Erzeugnisse der Landwirtschaft und Jagd	9 %
5	64	Finanzdienstleistungen	5 %
6	46	Großhandelsleistungen (ohne Kraftfahrzeuge)	5 %
7	78	Dienstleistungen der Arbeitskräfteüberlassung	3 %
8	02	Forstwirtschaftliche Erzeugnisse und Dienstleistungen	3 %
9	55–56	Beherbergungs- und Gastronomie-Dienstleistungen	3 %
10	37–39	Dienstleistungen der Abwasser- und Abfallentsorgung, Rückgewinnung	3 %
übrige Sektoren			29 %

Quelle: IHS (2022).

Tabelle 36: Basisszenario – Sektorale Verteilung der heimischen Beschäftigungseffekte (Betrieb) in Prozent

Rang	Nummer	ÖCPA-Sektor	Anteil
1	01	Erzeugnisse der Landwirtschaft und Jagd	27 %
2	35	Dienstleistungen der Energieversorgung	21 %
3	33	Reparatur und Installation von Maschinen	7 %
4	78	Dienstleistungen der Arbeitskräfteüberlassung	4 %
5	02	Forstwirtschaftliche Erzeugnisse und Dienstleistungen	4 %
6	46	Großhandelsleistungen (ohne Kraftfahrzeuge)	3 %
7	47	Einzelhandelsleistungen (ohne Kraftfahrzeuge)	3 %
8	80–82	Sonstige Wirtschaftliche Dienstleistungen	3 %
9	55–56	Beherbergungs- und Gastronomie-Dienstleistungen	3 %
10	43	Bauinstallations- und sonstige Ausbauarbeiten	3 %
übrige Sektoren			22 %

Quelle: IHS (2022).

Tabelle 37: Windkraft – Relevanz von Berufsfeldern für den Unternehmenserfolg

Berufsfeld	sehr relevant	relevant	weniger relevant	nicht relevant
Technische höhere Ausbildung – Starkstromtechnik	80,0 %	20,0 %	0,0 %	0,0 %
Technische höhere Ausbildung – Datenverarbeitung	40,0 %	20,0 %	40,0 %	0,0 %
Technische höhere Ausbildung – Maschinenbau	60,0 %	40,0 %	0,0 %	0,0 %
DachdeckerInnen	0,0 %	0,0 %	0,0 %	100,0 %
BetonbauerInnen	0,0 %	20,0	0,0 %	80,0 %
ElektroinstallateurInnen/-monteurInnen	60,0 %	40,0 %	0,0 %	0,0 %
SpenglerInnen	0,0 %	0,0 %	0,0 %	100,0 %
SchweißerInnen	0,0 %	0,0 %	40,0 %	60,0 %
Technische höhere Ausbildung – Bauwesen	40,0 %	60,0 %	0,0 %	0,0 %
SchlosserInnen	0,0 %	20,0 %	40,0 %	40,0 %

Quelle: IG Windkraft (2021c).

Tabelle 38: Basisszenario – Heimische und ausländische Wertschöpfungseffekte (direkt, indirekt und induziert) je einer Million Euro Investitions- bzw. Betriebskosten

Technologie	Effekt	Österreich	Ausland	gesamt
Biomasse/Biogas	Investitionen	0,57	0,99	1,57
	Betrieb	0,94	0,61	1,55
Biomethan	Investitionen	0,72	0,80	1,52
	Betrieb	0,94	0,67	1,61
Photovoltaik	Investitionen	0,48	1,03	1,51
	Betrieb	0,89	0,64	1,53
Wasserkraft	Investitionen	0,83	0,74	1,56
	Betrieb	1,00	0,54	1,54
Windkraft	Investitionen	0,24	1,34	1,58
	Betrieb	1,06	0,54	1,59
Erneuerbare gesamt	Investitionen	0,54	1,00	1,54
	Betrieb	0,96	0,63	1,59
Fossile	Investitionen	0,60	0,95	1,54
	Betrieb	0,55	0,94	1,49

Quelle: IHS (2022).

17 Abkürzungsverzeichnis

Tabelle 39: Übersicht Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung
AIT	Austrian Institute of Technology
BEA	Bureau of Economic Analysis = Büro für Wirtschaftsanalyse
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
CPA	Classification of Products by Activity = Statistische Güterklassifikation
GWh	Gigawattstunde
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket
EE	Erneuerbare Energien
ELSA	Electricity Satellite Account
FLAF	Familienlastenausgleichsfonds
IHS	Institut für Höhere Studien
IOT	Input-Output-Tabelle
IOT-EE	Input-Output-Tabelle Erneuerbare Energie
kW	Kilowatt
Kilowatt_{peak} (Kwp)	Nennleistung einer PV-Anlage unter Standardbedingungen; in Kilowatt angegeben
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LSE	Leistungs- und Strukturstatistik
Megawatt_{peak} (MWp)	Nennleistung einer PV-Anlage unter Standardbedingungen; in Megawatt
MW	Megawatt
MINT	Mathematik, Informatik, Naturwissenschaft, Technik
MWh	Megawattstunde
NACE	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne = Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der europäischen Gemeinschaft
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
OeMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
ÖCPA	österreichische Version der CPA

Abkürzung	Beschreibung
PV	Photovoltaik
REF	Referenzszenario
RIS	Rechtsinformationssystem
SNA	System of National Accounts
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung