

CLIMATE CHANGE

74/2021

Potenziale der Digitalisierung für die Minimierung von Treibhausgasemissionen im Energiebereich

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 74/2021

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

Forschungskennzahl 3718 41 112 0

FB000633

Potenziale der Digitalisierung für die Minde- rung von Treibhausgasemissionen im Ener- giebereich

Abschlussbericht

von

Dr. Swantje Gährs, Hannes Bluhm, Dr. Elisa Dunkelberg,
Jannes Katner, Dr. Julika Weiß
Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Berlin

Peter Hennig, Laurenz Herrmann
co2online, Berlin

Prof. Dr. Matthias Knauff
Friedrich-Schiller-Universität Jena

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

[f/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

[t/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH, gem.
Potsdamer Str. 105
10785 Berlin

Abschlussdatum:

Juni 2021

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie
David Pfeiffer

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Dezember 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*innen.

Kurzbeschreibung: Potenziale der Digitalisierung für die Minderung von Treibhausgasemissionen im Energiebereich

In der Debatte um den Beitrag der Digitalisierung zu den Energie- und Klimaschutzzielen blieb eine ganzheitliche und vergleichbare Bewertung der damit verbundenen Umweltwirkungen lange unberücksichtigt. Ziel der vorliegenden Studie war es, eine übertragbare Methode zur Umweltbewertung der Digitalisierung im Endkundenmarkt des Energiebereichs zu entwickeln, in ausgewählten Fallstudien anzuwenden und politische Handlungsempfehlungen zu erarbeiten.

Die entwickelte Methode basiert auf der etablierten Ökobilanzierung und einer systematischen Einteilung der potenziell auftretenden Umweltwirkungen. In der Methodenanwendung werden direkte Umwelteffekte digitaler Technologien (Herstellung, Nutzung, Entsorgung) und indirekte Effekte (z. B. erhöhter Einsatz von erneuerbaren Energien, Steigerung der Energieeffizienz, Rebound-Effekte) gegenübergestellt. Die Methode wurde in fünf ausgewählten Fallstudien angewendet: (1) Wetterprognosesteuerung von Heizanlagen, (2) Online-Effizienzüberwachung von Heizanlagen, (3) Smarte Stromverbrauchserfassung über Smart Meter mit Feedback-System, (4) Stromspeicher auf Haushaltsebene als Teil eines virtuellen Verbunds und (5) Stromnetzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen und Elektroladestationen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Digitalisierung im Endkundenmarkt des Energiebereichs zum Klimaschutz beitragen kann. Gleichwohl bestehen Unsicherheiten bei der Bewertung indirekter Effekte. Abhängig vom Anwendungsfall sind unter bestimmten Rahmenbedingungen auch Umwelt Nachteile möglich. Hochgerechnet auf ganz Deutschland können die untersuchten Anwendungen unter den aktuellen Marktbedingungen nur einen geringen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele 2030 leisten. Auch wenn dieser Beitrag über politische Maßnahmen ausgebaut wird, kann die Digitalisierung andere zentrale Klimaschutzmaßnahmen wie Gebäudesanierung und Energieträgerwechsel nur ergänzen und nicht ersetzen.

Abstract: Potentials of digitalization for the reduction of greenhouse gas emissions in the energy sector

In the debate on the contribution of digitalization to the goal of meeting the German energy and climate protection targets, a holistic, comparable assessment of the associated environmental impacts has long been lacking. Thus the aim of the present study was to develop a transferable method for the environmental assessment of digitalization in the end customer market of the energy sector, apply it in selected case studies and, based on the results, elaborate political recommendations for action.

The method developed is based on the established Life Cycle Assessment and a systematic classification of potentially occurring environmental impacts. Its application allows us to compare both direct environmental effects of digital technologies (production, use, disposal) and indirect effects (e.g. increased use of renewable energies, enhanced energy efficiency, rebound effects). Using this method, we assessed five selected case studies: (1) weather forecast control of heating systems, (2) online efficiency monitoring of heating systems, (3) smart metering of electricity consumption with feedback system, (4) Household electricity storage as part of a virtual power plant, and (5) flexible operation of heat pumps and electric charging stations.

The results suggest that digitalization in the end customer market can contribute to climate protection; nevertheless, there are uncertainties in the assessment of indirect effects, and depending on the application, environmental disadvantages are also possible under certain conditions. Extrapolated to Germany as a whole, the new applications can make only a small contribution to achieving the 2030 climate protection targets under current market conditions. Even if their use can be expanded via political measures, digitalization can only supplement and not replace other key climate protection measures such as building refurbishment and alternative energy sources.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis	13
Zusammenfassung	17
Summary	27
1 Einleitung	37
2 Entwicklung einer Methode zur Bewertung von ökologischen Wirkungen der Digitalisierung im Energiebereich	39
2.1 Ökologische Wirkung der Digitalisierung	39
2.2 Methodenentwicklung auf Basis der Ökobilanzierung	48
3 Praxisscreening	72
3.1 Auswahlkriterien und Herangehensweise	72
3.2 Identifikation der Anwendungsfälle und Auswahl der Fallstudien	72
4 Fallstudie 1: Wetterprognosesteuerung von Heizanlagen	76
4.1 Darstellung Fallstudie und Anwendungsgebiet	76
4.2 Anwendungs- und Referenzfall	81
4.3 Marktsituation und -entwicklung bis 2030	83
4.4 Klima- und Umwelteffekte der Einzelanwendung	86
4.5 Hochrechnung der Klimaeffekte	93
4.6 Bestehender Rechtsrahmen	95
4.7 Handlungsoptionen und -empfehlungen	100
4.8 Zusammenfassung	107
5 Fallstudie 2: Online-Effizienzüberwachung von Heizanlagen	109
5.1 Darstellung der Fallstudie und des Anwendungsgebiets	109
5.2 Anwendungs- und Referenzfall	114
5.3 Marktsituation und -entwicklung bis 2030	116
5.4 Klima- und Umwelteffekte der Einzelanwendung	119
5.5 Hochrechnung der Klimaeffekte	127
5.6 Bestehender Rechtsrahmen	129
5.7 Handlungsoptionen und -empfehlungen	131
5.8 Zusammenfassung	138
6 Fallstudie 3: Smarte Stromverbrauchserfassung über Smart Meter mit Feedback-System	140

6.1	Darstellung der Fallstudie und des Anwendungsgebiets.....	140
6.2	Anwendungs- und Referenzfall.....	142
6.3	Marksituation und -entwicklung bis 2030	143
6.4	Abschätzung der zu erwartenden Klima- und Umwelteffekte	146
6.5	Hochrechnung der Klimaeffekte	156
6.6	Bestehender Rechtsrahmen	158
6.7	Handlungsoptionen und -empfehlungen.....	160
6.8	Zusammenfassung	164
7	Fallstudie 4: Stromspeicher auf Haushaltsebene als Teil eines virtuellen Verbunds.....	166
7.1	Darstellung der Fallstudie und des Anwendungsgebiets.....	166
7.2	Anwendungs- und Referenzfall Speicherpooling.....	169
7.3	Marksituation und -entwicklung bis 2030	169
7.4	Abschätzung der zu erwartenden Klima- und Umwelteffekte	172
7.5	Hochrechnung der Klimaeffekte	186
7.6	Bestehender Rechtsrahmen	187
7.7	Handlungsoptionen und -empfehlungen.....	194
7.8	Zusammenfassung	200
8	Fallstudie 5: Stromnetzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen und Elektroladestationen.....	203
8.1	Darstellung der Fallstudie und des Anwendungsgebiets.....	203
8.2	Anwendungs- und Referenzfall.....	205
8.3	Marksituation und -entwicklung bis 2030	208
8.4	Abschätzung der zu erwartenden Klima- und Umwelteffekte	211
8.5	Hochrechnung der Klimaeffekte	221
8.6	Bestehender Rechtsrahmen	222
8.7	Handlungsoptionen und -empfehlungen.....	225
8.8	Zusammenfassung	231
9	Synthese	233
9.1	Methodenentwicklung.....	233
9.2	Vergleich der Klima- und Umwelteffekte	233
9.3	Übergeordnete Handlungsempfehlungen	240
9.4	Fazit.....	243
10	Quellenverzeichnis	245
A	Anhang	263
A.1	Langfassung der internen Methodenevaluation	263

A.2 Berechnung der Umweltlast von Primärregelleistung..... 270

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Systematik der Umwelteffekte von digitalen Informations- und Kommunikationsgeräten	18
Abbildung 2:	Abschätzung der bundesweiten Klimaschutzeffekte für die untersuchten Fallstudien in 2030.....	24
Abbildung 3:	Systematik der Umwelteffekte von digitalen Informations- und Kommunikationsgeräten	40
Abbildung 4:	Beispielhafte Darstellung des Energieträgerwechsels bei einer intelligenten Steuerung eines Prosumer-Haushalts.....	43
Abbildung 5:	Schematische Darstellung der Internet-Architektur	59
Abbildung 6:	Funktionsprinzip einer Wetterprognosesteuerung.....	77
Abbildung 7:	Heizleistung und Raumtemperatur mit und ohne Wetterprognosesteuerung.....	78
Abbildung 8:	Wetterprognosesteuerung: Wärmeenergieverbrauch über das Jahr	79
Abbildung 9:	Temperaturfühler Vor- und Rücklauf bei Wetterprognosesteuerung (Bild links); Steuerbox.....	80
Abbildung 10:	Schematische Darstellung der digitalen Infrastruktur in Fallstudie 1.....	80
Abbildung 11:	Abschätzung der Wetterprognosesteuerungen in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 WE bis 2030	86
Abbildung 12:	Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls für Fallstudie 1.....	91
Abbildung 13:	Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung für Fallstudie 1.....	92
Abbildung 14:	Funktionsprinzip Gasheizung und Effizienzüberwachung (Nachrüstung).....	110
Abbildung 15:	Regressionsanalyse zum Nutzungsgrad eines Gaskessels im Vergleich zu einem vorgebenden Referenzwert für Gaskessel mit gutem Nutzungsgrad.....	111
Abbildung 16:	Schematische Darstellung der digitalen Infrastruktur bei der Effizienzüberwachung	113
Abbildung 17:	Abschätzung der Marktentwicklung für Online Effizienzüberwachung von Heizgeräten in Mehrfamilienhäusern mit ≥ 13 Wohneinheiten bis 2030	119
Abbildung 18:	Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls für Fallstudie 2.....	124
Abbildung 19:	Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung für Fallstudie 2.....	125
Abbildung 20:	Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 2.....	126

Abbildung 21:	Grafische Darstellung iMSys mit Feedback-System und NILM	141
Abbildung 22:	Abschätzung der Marktentwicklung von iMSys mit Echtzeit- Feedback bis 2030	145
Abbildung 23:	Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls für Fallstudie 3.....	152
Abbildung 24:	Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung für Fallstudie 3.....	153
Abbildung 25:	Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 3.....	154
Abbildung 26:	Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 3 im Fall von PV-Prosumern mit durchschnittlichem Verbrauch (3.100 kWh/a).....	155
Abbildung 27:	Funktionsprinzip des virtuellen Speicherverbunds	167
Abbildung 28:	Schematische Darstellung der digitalen Infrastruktur in Fallstudie 4.....	168
Abbildung 29:	Abschätzung der Marktentwicklung von PV-Speichern in virtuellen Kraftwerken bis 2030	172
Abbildung 30:	Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls für Fallstudie 4.....	183
Abbildung 31:	Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung für Fallstudie 4.....	184
Abbildung 32:	Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 4.....	185
Abbildung 33:	Grafische Darstellung des Anwendungsfalls „Wärmepumpe“ in Fallstudie 5.....	206
Abbildung 34:	Grafische Darstellung des Anwendungsfalls „Ladestation“ in Fallstudie 5.....	207
Abbildung 35:	Abschätzung der Marktentwicklung von Wärmepumpen bis 2030.....	210
Abbildung 36:	Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls „Wärmepumpe“ Fallstudie 5.....	216
Abbildung 37:	Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls „Ladestation“ für Fallstudie 5.....	217
Abbildung 38:	Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung „Wärmepumpe“ für Fallstudie 5	218
Abbildung 39:	Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung „Ladestation“ für Fallstudie 5.....	219
Abbildung 40:	Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 5.....	220
Abbildung 41:	Abschätzung der bundesweiten Klimaschutzeffekte für die untersuchten Fallstudien in 2030.....	236

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Materialien- und Energieeinsatz eines Smart Meter nach Sias (2017)	55
Tabelle 2:	Materialien- und Energieeinsatz eines konventionellen Stromzählers nach Sias (2017).....	57
Tabelle 3:	Bauteile und Materialaufwand pro GB für einen beispielhaften Datentransferprozess	61
Tabelle 4:	Zusammensetzung des „generische Elektronik“ Datensatzes .	62
Tabelle 5:	Zusammensetzung der Metalle des „generische Elektronik“ Datensatzes	63
Tabelle 6:	Zusammensetzung des Plastiks des „generische Elektronik“ Datensatzes	63
Tabelle 7:	Datenquellen für die LCA von Geräten der Kategorie der 1. Ordnung.....	65
Tabelle 8:	Übersicht und Bewertung der betrachteten Anwendungsfälle	74
Tabelle 9:	Vergleich Referenzfall und Fallstudie 1	82
Tabelle 10:	Abschätzung WPS in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 WE bis 2030	85
Tabelle 11:	Übersicht über die Bauteile in Fallstudie 1.....	87
Tabelle 12:	Übersicht über den Datentransfer in Fallstudie 1	88
Tabelle 13:	Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 1.....	90
Tabelle 14:	Hochrechnung der Klimaeffekte in 2030 für Fallstudie 1.....	93
Tabelle 15:	Emissionsminderungsziel Gebäudesektor	94
Tabelle 16:	Handlungsoptionen Wetterprognosesteuerung	101
Tabelle 17:	Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 1	103
Tabelle 18:	Vergleich Referenzfall und Fallstudie 2	115
Tabelle 19:	Abschätzung Effizienzüberwachung in Heizanlagen in MFH ≥ 13 WE bis 2030	119
Tabelle 20:	Übersicht über die Bauteile in Fallstudie 2.....	121
Tabelle 21:	Übersicht über den Datentransfer in Fallstudie 2	122
Tabelle 22:	Base, Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 2.....	123
Tabelle 23:	Hochrechnung der Klimaeffekte in 2030 für Fallstudie 2.....	127
Tabelle 24:	Emissionsminderungsziel Gebäudesektor	128
Tabelle 25:	Handlungsoptionen Effizienzmonitoring.....	133
Tabelle 26:	Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 2	135
Tabelle 27:	Vergleich Referenzfall und Fallstudie in Fallstudie 3.....	143
Tabelle 28:	Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 3.....	151

Tabelle 29:	Hochrechnung der Klimateffekte in 2030 für Fallstudie 3.....	157
Tabelle 30:	Handlungsoptionen Echtzeit-Feedback.....	161
Tabelle 31:	Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 3	162
Tabelle 32:	Vergleich Referenzfall und Fallstudie 4	169
Tabelle 33:	Entwicklung von privaten PV-Batteriespeichern (< 30 kW) im Szenario B und C der Netzentwicklungspläne 2030 und 2035	171
Tabelle 34:	Übersicht über die Bauteile in Fallstudie 4.....	174
Tabelle 35:	Übersicht über den Datentransfer in den Varianten der Fallstudie 4.....	176
Tabelle 36:	Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 4.....	181
Tabelle 37:	Hochrechnung der Klimateffekte in 2030 für Fallstudie 4.....	186
Tabelle 38:	Handlungsoptionen Stromspeicher auf Haushaltsebene als Teil eines virtuellen Verbunds.....	195
Tabelle 39:	Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 4	197
Tabelle 40:	Vergleich Referenzfall und Fallstudie 5	208
Tabelle 41:	Übersicht über die in Fallstudie 5 erforderlichen Bauteile und Datensätze	212
Tabelle 42:	Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 5.....	215
Tabelle 43:	Hochrechnung der Klimateffekte in 2030 für Fallstudie 5.....	221
Tabelle 44:	Handlungsoptionen stromnetzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen	227
Tabelle 45:	Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 5	229
Tabelle 46:	Studienvergleich zu Klimaschutzpotenzialen der Digitalisierung im Energiebereich (2030)	239
Tabelle 47:	Berechnung der Umweltlast von Primärregelleistung in Fallstudie 4 (Teil 1).....	270
Tabelle 48:	Berechnung der Umweltlast von Primärregelleistung in Fallstudie 4 (Teil 2).....	270

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
Abs.	Absatz
ADPE	Abiotic Depletion Potential for Elements
ADPF	Abiotic Depletion Potential of fossil Fuels
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
ALCA	Attributional Life Cycle Analysis
AP	Acid Potential
Art.	Artikel
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BfEE	Bundesstelle für Energieeffizienz
BKartA	Bundeskartellamt
BMI	Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLCA	Consequential Life Cycle Analysis
CLS	Controllable Local System
CML	Centrum voor Milieukunde
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO_{2eq}	CO ₂ -Äquivalente
COP	coefficient of performance
dena	Deutsche Energie-Agentur
DSL	Digital Subscriber Line
DSLAM	Digital Subscriber Line Access Multiplexer
DWD	Deutscher Wetterdienst
EDL	Energiedienstleistungen
EDL-G	Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EP	Eutrophierungspotenzial
EPD	Umweltproduktdeklarationen
Erw.	Erweiterung

EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZFH	Ein-/Zweifamilienhaus
FAN	Field Area Network
GDEW	Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GEIG	Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz
Ggf.	gegebenenfalls
GHG	Greenhouse Gases = Treibhausgase
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GSM	Global System for Mobile Communications
GWP	Klimaerwärmung
HAN	Home Area Network
HE	Höheneinheiten
HeizkostenV	Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten
HEMS	Home Energy Management System
i.S.v.	Im Sinne von
i.V.m.	In Verbindung mit
IGHD	Industrie, Gewerbe, Handel & Dienstleistung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ILCD	International Reference Life Cycle Data Systems
iMSys	intelligentes Messsystem
INET	Forschungsgruppe Internet Architecture
IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
IT	Informationstechnik
JAZ	Jahresarbeitszahl
JNG	Jahresnutzungsgrad
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KI	Künstliche Intelligenz
LAN	Local Area Network
LCA	Lebenszyklusanalyse (Life-Cycle-Analysis)
LFP	Lithium-Eisenphosphat
lit.	literarisch
LMN	Local Metrological Network
MB	Megabyte
MFH	Mehrfamilienhaus, Multi-Family House
MRT	Mess- und Regeltechnik
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
NAN	Neighbourhood Area Network
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung

NEP	Netzentwicklungsplans
NILM	Nonintrusive Load Monitoring
NMC	Nickel-Mangan-Cobalt-Batterien
ODP	Ozonabbau Potenzial
p.a.	pro Jahr
PC	Personal Computer
PKW	Personen-Kraft-Wagen
POCP	Photochemical Ozone Creation Potential
PoP	Point of Presence
PV	Photovoltaik
RTU	Remote Terminal Unit
RU	Residential Unit
S.	Satz
SFH	Single-Family Homes
SMGW	Smart Meter Gateway
SMS	Short Message Service
SpaEfV	Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung
SteuVerG	Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz
TAF	Tarifanwendungsfall
THG	Treibhausgas
TRuDi	Transparenz- und Display Software
Tsd.	Tausend
u. a.	Unter anderem
UAbs.	Unterabsatz
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vrs.	vorrausichtlich
WAN	Wide Area Network
WE	Wohneinheiten
WLAN	Wireless Local Area Network
WMZ	Wärmemengenzähler
WPS	Wetterprognosesteuerung

Einheiten und Präfixe

a	Jahr
EB	Exabyte
g	Gramm
GB	Gigabyte
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
K	Kelvin

kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowattpeak
m	Meter
m²	Quadratmeter
Mio.	Millionen
MJ	Megajoule
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
PJ	Petajoule
t	Tonne
Tsd.	Tausend
TWh	Terrawattstunde
W	Watt

Zusammenfassung

Hintergrund

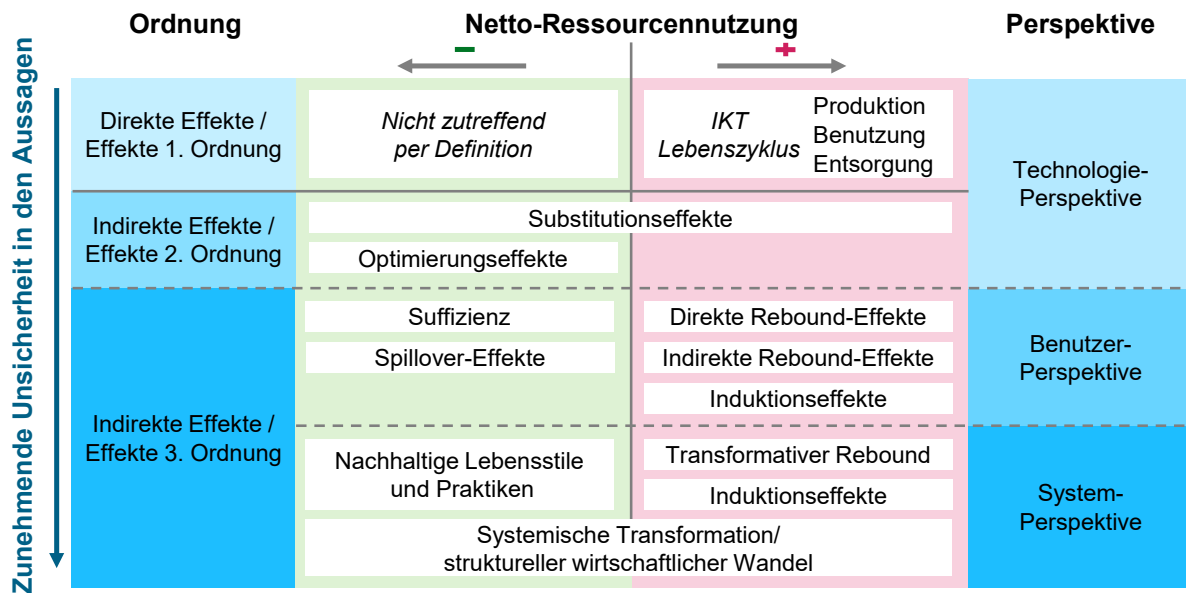
Die Digitalisierung ist eines der Zukunftsthemen unserer Gesellschaft und stellt auch im Energiesektor einen wichtigen Trend dar. Getrieben von politischen Zielen und Prozessen, gesetzlichen Grundlagen und den Marktakteuren wird eine Vielzahl an digitalen Innovationen diskutiert und umgesetzt. Im Vordergrund der Debatte im Energiesektor stehen dabei die Chancen, die die Digitalisierung mit sich bringt. Sie soll dazu beitragen, eine Energieversorgung mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien zu ermöglichen und die Klimaschutzziele zu erreichen. Während für das Energiesystem als Ganzes die Digitalisierung unabdingbar ist, um dezentrale, volatile Erzeugungsanlagen und neue Verbraucher sowie Speicher zu vernetzen, zu steuern und somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, stellt sich insbesondere für digitale Einzelanwendungen im Endkundenmarkt die Frage, wie ökologischer Nutzen und Aufwand im Verhältnis stehen.

Um die Potenziale der Digitalisierung im Endkundenmarkt für die Energie- und Klimaziele realistisch abschätzen zu können, müssen ihre Umweltwirkungen ganzheitlich bewertet werden. Hierfür sind sowohl die direkten Effekte der Technologien (Herstellung, Nutzung, Entsorgung) als auch die indirekten Effekte (z. B. erhöhter Einsatz von erneuerbaren Energien, Steigerung der Energieeffizienz, Rebound) zu berücksichtigen. Eine umfassende Analyse und Bewertung der Umweltwirkungen (positiv wie negativ) der Digitalisierung und insbesondere eine Zusammenführung der direkten und indirekten Effekte blieb in der Debatte lange unberücksichtigt, nimmt jedoch aktuell an Fahrt auf. Im wissenschaftlichen Diskurs fehlt jedoch weiterhin eine über Einzelaspekte und -technologien hinausgehende, übertragbare Methode, die eine Bewertung der direkten und indirekten Effekte erlaubt. Mit dem Vorhaben „Potenziale der Digitalisierung für die Minderung von Treibhausgasemissionen im Energiebereich“ verfolgen das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), co2online und Prof. Dr. Matthias Knauff (Friedrich-Schiller-Universität Jena) im Auftrag des Umweltbundesamtes das Ziel, einen Beitrag zur Bewertung der Umweltwirkungen der Digitalisierung im Endkundenmarkt des Energiebereichs zu leisten, die umweltbezogenen Chancen und Risiken aufzuzeigen und auf dieser Basis politische Handlungsempfehlungen zu entwickeln.

Ökologische Wirkung der Digitalisierung im Energiebereich

Die Umweltauswirkungen der Digitalisierung lassen sich nach unterschiedlichen Aspekten differenzieren (siehe Abbildung 1): die Ordnung der Effekte (direkt oder indirekt), die Richtung der Effekte (positiv oder negativ) und die Perspektive denen der jeweilige Effekt zuzuordnen ist (Technologieperspektive, Benutzerperspektive oder Systemperspektive) (Pohl et al. 2019).

Abbildung 1: Systematik der Umwelteffekte von digitalen Informations- und Kommunikationsgeräten



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW; adaptiert nach Pohl et al. (2019)

Für den Energiebereich unterscheiden die Studienautor*innen drei Typen von umweltrelevanten Effekten der Digitalisierung:

- ▶ Direkte Effekte aus der Technologieperspektive (Effekte erster Ordnung): Umwelteffekte aus dem Material- und Energieverbrauch für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung digitaler Einzelanwendungen, wie z. B. ein Smart Meter,
- ▶ Indirekte Effekte aus der Technologieperspektive (Effekte zweiter Ordnung): Umwelteffekte aus der Substitution anderer Anwendungen (z. B. Ferraris-Zähler) und aus der intendierten Optimierung durch Monitoring und verbesserte Regelung von Energiewandlungs- und Energieverbrauchsprozessen,
- ▶ Indirekte Effekte aus der Nutzer- und Systemperspektive (Effekte dritter Ordnung): Umwelteffekte aus dem Konsumverhalten der Anwender*innen (mit negativen Umweltwirkungen: Rebound- und Induktionseffekte; mit positiven Umweltwirkungen: Suffizienz- und Spillover-Effekte) sowie systemische Effekte wie z. B. ein verminderter Netzausbau oder die Änderung des Strommixes.

Die Einteilung bezieht sich damit sowohl auf die Ordnung als auch auf die Perspektive der Effekte. Die Unsicherheit zur Bestimmung der Effekte nimmt über die Ordnungen der Effekte hinweg zu.

Methode zur Bewertung der ökologischen Wirkungen

Die entwickelte Methode zur Bewertung der Umweltwirkungen der Digitalisierung im Energiebereich basiert auf der international anerkannten Ökobilanz-Methode nach DIN EN ISO 14040 (2006) und der systematischen Einteilung der Umweltwirkungen in die drei beschriebenen Effektkategorien. Aufgrund ihres Anwendungsziel und ihrer breiten Produktdefinition (Dienstleistungen, Software, Hardware und verfahrenstechnische Produkte) stellt die Ökobilanzierung ein

geeignetes Instrument für die Umweltbewertung von IKT-Geräten und den Dienstleistungen, die von diesen im Energiebereich erbracht werden, dar.

Das entwickelte Vorgehen bietet sich insbesondere für fallstudienbasierte Betrachtungen an, in denen z. B. die identifizierten Anwendungen des Praxisscreenings (siehe unten) zum Einsatz kommen. Als funktionelle Einheit dient das jeweilige Produktsystem nach Einführung des Digitalisierungselementes für ein Jahr im Vergleich zu dem gleichen System vor Einführung des Digitalisierungselementes für ein Jahr. Die Systemgrenzen umfassen die Produktion, Nutzung und Entsorgung der digitalen Anwendungstechnologien, die für einen definierten Kontext (z. B. Energieversorgung eines Haushalts) zum Einsatz kommen. Hierzu zählt auch die digitale Infrastruktur für den allgemeinen Datentransfer sowie die digitale Infrastruktur beteiligter Dienstleister. Die Bewertung der indirekten Effekte setzt darüber hinaus die Einbindung von weiteren Daten und ggf. ergänzenden Methoden voraus. Die Wirkungsabschätzung erfolgt primär für den Treibhaus-effekt, um die Klimaschutzpotenziale für die digitalen Anwendungen zu quantifizieren. Die Erweiterung auf den kumulierten Energieaufwand sowie weitere Kategorien (z. B. Ressourcen- und Wasserverbrauch) ist möglich.

Zur Begegnung von Unsicherheiten und Varianten einer Fallstudie lässt sich die Methode mit Sensitivitätsrechnungen und Szenarien kombinieren. Umwelteffekte, zu denen keine Datengrundlage vorhanden ist, lassen sich ferner mit Break-Even-Ansätzen einordnen.

Im Sinne eines Baukastenprinzips wurden wiederverwendbare Datensätze für übergreifende generische Elektronelemente und die Umweltbelastung des Datentransfers entwickelt. Weiterhin wurden spezifischere Datensätze für Energietechniken und Energieträger aus zentralen LCA-Datenbanken (Ökobaudat, Ecoinvent 3.5) aufbereitet.

Die Methode konnte zur Bewertung von fünf digitalen Endanwendungen im Strom- und Wärmebereich angewendet werden. Nach Einschätzung der Studienautor*innen und externen Sachverständigen erscheint die Methode dazu geeignet, weitere digitale Anwendungsfälle im Energiebereich zu untersuchen. Sie bietet damit einen Mehrwert für die Umweltbewertung der Digitalisierung im Energiebereich, die sich bislang auf wenige Untersuchungen beschränkt und nicht einheitlich vorgenommen wird. Die Methodenanwendung hat auch Grenzen der Umweltbewertung von digitalen Endanwendungen aufgezeigt. Insbesondere die schlechte Datenlage für die vergleichsweise innovativen technologischen Ansätze ist herausfordernd. Das betrifft vor allem die Umwelteffekte auf Benutzer- und Systemperspektive. Hier wurde weiterer Forschungsbedarf identifiziert.

Für alle fünf Fallstudien wurden die fallbezogenen Klimawirkungen linear auf Gesamtdeutschland hochgerechnet, einschließlich eines Ausblicks auf das Jahr 2030. Zur Bewertung der abgeschätzten bundesweiten THG-Minderungen im Jahr 2030 wurden diese in Bezug gesetzt zu den sektorspezifischen Klimazielen des Klimaschutzgesetzes (bezogen auf den beschlossenen Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes; Entwurf vom 12. Mai 2021, Beschluss am 24. Juni 2021) in den Handlungsfeldern Gebäude (für den Wärmebereich) und Stromwirtschaft (für die strombezogenen Anwendungen). Untersucht wurde jeweils der Beitrag, den die einzelne Anwendung zum Schließen der noch bestehenden THG-Minderungs-Lücke¹ des jeweiligen Sektors leisten kann.

¹ Die sektorspezifische Klimalücke besteht jeweils aus der Differenz zwischen dem sektorspezifischen Emissionsziel 2030 gemäß novelliertem Klimaschutzgesetz sowie den sektorspezifischen Emissionen im Jahr 2020 (BMU 2021).

Praxisscreening

Zur Erprobung der Methode wurden Fallstudien durchgeführt. Hierfür wurden zunächst im Rahmen eines Praxisscreenings potenziell interessante Anwendungsfälle recherchiert. Unter anderem folgende Kriterien wurden dabei berücksichtigt:

- ▶ direkter Bezug zur Digitalisierung,
- ▶ (abgeschätztes) kurz- bis mittelfristiges Treibhausgaspotenziale,
- ▶ Repräsentativität und Übertragbarkeit.

Im Fokus des Screenings standen digitale Anwendungen im Energiebereich mit Ausnahme der Bereiche Mobilität, Wärmenetze und Industrie. Als Zwischenergebnis wurden 16 Anwendungsfälle in den Bereichen „Smarte Gebäude / Verbraucher“, „Smarte Netze / Erzeuger“ sowie „Smarte Energiemärkte“ identifiziert und bezüglich Ihrer Eignung für die Fallstudien priorisiert. Unter Einbeziehung eines Projektbeirats und des Auftraggebers wurden final fünf Anwendungen im Endkundenmarkt sowie im Bereich Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch ausgewählt. Neben den oben genannten Kriterien wurden bei der Auswahl auch Aspekte wie Datenverfügbarkeit oder politische Aktualität berücksichtigt.

Die ausgewählten Fallstudien und ihre Ergebnisse werden nachfolgend zusammengefasst.

Fallstudie 1: Wetterprognosesteuerung von Heizanlagen

Die Dienstleistung Wetterprognosesteuerung (WPS) dient der Vermeidung der Überheizung eines Gebäudes durch reduzierte Wärmezufuhr in den Morgenstunden, soweit im Tagesverlauf deutlich höhere Temperaturen oder Sonneneinstrahlung zu erwarten sind. Die Wetterprognosesteuerung optimiert damit die Nutzung solarer Wärmegewinne. Für diesen Zweck wird die konventionelle Außentemperaturgeführte Regelung mittels bewerteter Wetterdaten übersteuert. Dezentral im Gebäude sind eine Steuerbox mit Datenlogger und Gateway erforderlich, zentral bedarf es eines Servers. Dieser berechnet auf Basis von Betriebsdaten der Heizungsanlage sowie lokalen Wettervorhersagedaten optimierte Regelparameter (gegenüber der konventionellen Steuerung reduzierte Vorlauftemperaturen), die dann zurück an die Steuerbox übertragen werden.

Anhand eines Mehrfamilienhauses mit 22 Wohneinheiten als Referenzfall wurden die Effekte der Wetterprognosesteuerung berechnet. Die digitalen Komponenten führen zu einer zusätzlichen Umweltlast von 201 kg CO_{2eq}/a für das Gebäude (Base Case). Im Verhältnis zur Gesamtbelastung der Wärmeversorgung des Hauses machen diese Effekte lediglich 0,4 % aus. Als Effekt 2. Ordnung führt der reduzierte Heizenergieverbrauch von im Mittel 10 % zu Umweltentlastungen von 5.310 kg CO_{2eq}/a (Base Case). Als Effekt 3. Ordnung sind Rebound-Effekte der Bewohner*innen durch Anhebung der Innentemperaturen denkbar. Solange diese Anhebung 1,5 °K nicht überschreitet, wird die Wetterprognosesteuerung im Saldo zu einer Umweltentlastung führen.

Aktuell sind geschätzte 500 bis 750 -Systeme zur Wetterprognosesteuerung in größeren Mehrfamilienhäusern installiert. bis 2030 könnte die Zahl auf 2.500 bis 6.000 Einheiten wachsen. Damit ließen sich rund 13 bis 31 Tsd. t CO_{2eq}/a (Base Case) einsparen. Die Klimälücke im Gebäudesektor bis 2030 kann damit um bis zu 0,09 % verringert werden. Nicht berücksichtigt sind hierbei Wetterprognosesteuerungen in anderen Gebäudesegmenten, wie Nichtwohngebäuden oder Einfamilienhäusern. Um die Verbreitung und das Klimaschutzpotenzial der Anwendung darüber hinaus zu erhöhen, ist insbesondere die herstellerseitige Integration von Wetterprognosesteuerungen in neue Wärmeerzeuger und Regelungen vorzusehen. Dies würde es ermöglichen, auch

kleine Gebäude mit Wetterprognosesteuerungen auszustatten, für die das derzeitige Dienstleistungsangebot mit Nachrüstung nicht wirtschaftlich ist.

Fallstudie 2: Online-Effizienzüberwachung von Heizanlagen

Das Online-Effizienzmonitoring analysiert über kontinuierliche Messung und Analyse relevanter Betriebsparameter die Effizienz eines Wärmeerzeugers und meldet Probleme an den Anlagenbetreiber. Mangelnde Effizienz von Heizanlagen aufgrund technischer Defekte des Kessels oder von Fehleinstellungen, aber auch Probleme des nachgelagerten Heizsystems können so zeitnah festgestellt und behoben werden. In der Heizzentrale sind hierzu eine Steuerbox mit Datenlogger und Gateway erforderlich, die über Sensoren und Zähler den Gas-, Strom- und Wärmeverbrauch sowie Vorlauf-, Rücklauf- und Außentemperatur sammelt und an einen zentralen Server überträgt, der die Daten auswertet. Die Analyseergebnisse werden in verschiedene Ausgabeformate gespeist, beispielsweise ein Kundenportal, eine App oder anlassbezogene automatisierte Nachrichten oder Warnmeldungen (E-Mail, SMS).

Die Effekte des Online-Effizienzmonitorings wurden für den gleichen Referenzfall wie bei der Wetterprognosesteuerung berechnet. Die digitalen Komponenten führen zu einer zusätzlichen Umweltlast von 229 kg CO_{2eq}/a für das Gebäude (Base Case). Im Verhältnis zur Gesamtbelastung der Wärmeversorgung des Hauses machen diese Effekte ebenfalls lediglich 0,4 % aus. Effekte 2. Ordnung sind nicht zu erwarten. Als Effekt 3. Ordnung führen die Analysen und Warnmeldungen zum deutlich schnelleren Erkennen und Beheben von Defekten durch die Eigentümer*innen, was über den reduzierten Heizenergieverbrauch von im Mittel 5 % zu Umweltentlastungen von 2.665 kg CO_{2eq}/a führt (Base Case). Denkbar wären gegenläufige Effekte 3. Ordnung durch Rebound-Effekte auf Seiten der Bewohner*innen, analog zur Fallstudie 1. Solange die Anhebung der Innentemperatur 0,8 °K nicht überschreitet, wird das Online-Effizienzmonitoring im Saldo zu einer Umweltentlastung führen.

Aktuell sind geschätzte 2.500 bis 3.500 Online-Effizienzmonitoring-Systeme in größeren Mehrfamilienhäusern installiert. Bis 2030 könnte die Zahl auf 50.000 bis 60.000 Einheiten wachsen. Dieses starke Wachstum wird insbesondere dadurch ermöglicht, dass ab 2023 die geltende Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (BEG) die herstellereitige Ausstattung geförderter Wärmeerzeuger mit einer Verbrauchs- und Effizienzanzeige vorschreibt, womit sich die Technik sukzessive über Heizungsmodernisierung und Neubau deutlich schneller verbreiten wird. Somit sind allein bei den größeren Mehrfamilienhäusern 2030 Einsparungen von 131 bis 149 Tsd. t CO_{2eq}/a (Base Case) zu erwarten. Die Klimälücke im Gebäudesektor bis 2030 kann damit um bis zu 0,41 % verringert werden. Nicht berücksichtigt sind bei dieser Rechnung Effizienzmonitoring-Systeme in anderen Gebäudesegmenten wie Nichtwohngebäude und kleinere Mehrfamilienhäuser sowie Ein- und Zweifamilienhäuser. Um die Verbreitung und das Klimaschutzpotenzial der Anwendung darüber hinaus zu erhöhen, sollte eine Nachrüstpflcht für Bestandsgebäude erwogen werden.

Fallstudie 3: Smarte Stromverbrauchserfassung über Smart Meter mit Feedback-System

Durch den Rollout von Smart Metern können Energieverbraucher*innen Echtzeit-Informationen zum Stromverbrauch (über Browser oder App) bereitgestellt werden. Mindestanforderung ist ein 15-Minuten-Takt. Bei feiner aufgelösten Verbrauchsdaten ist über das non-intrusive Load Monitoring (NILM) außerdem eine Disaggregation der Stromlastkurve zur Erkennung einzelner Geräte möglich. So können gerätespezifische Informationen (beispielsweise gerätespezifische Stromspartipps) gegeben bzw. energiedatengestützte Dienstleistungen entwickelt werden. Die Fallstudie betrachtet ein solches Feedback-System. Während im analogen Referenzfall ein Ferra-

riszähler verbaut ist, benötigt die digitale Anwendung ein Smart Meter, ein Smart Meter Gateway, Visualisierungsmöglichkeiten (über Smartphone) sowie eine Datenübertragung zum Dienstleister und dessen Infrastruktur.

Die direkten Netto-Effekte der Digitalisierung betragen pro Haushalt im Schnitt 9,0 kg CO_{2eq}/a (Netto-Effekte 1. Ordnung). Der Betrag erhöht sich um 0,4 kg CO_{2eq}/a durch die vorzeitige Entsorgung des Ferrariszählers (Effekte 2. Ordnung). Den kumulierten Umweltlasten von 9,3 kg CO_{2eq}/a stehen Einsparungen von 106 bis 317 kg CO_{2eq}/a gegenüber, die durch das Nutzerfeedback in Form von Stromeinsparungen erzielt werden können. Aufgrund der schlechten Datenlage sind die Werte mit Unsicherheiten behaftet. Potenziell können die Umweltbelastungen aber mehr als ausgeglichen werden, da die negativen Umwelteffekte durch die Digitalisierung sehr viel geringer als die des Stromverbrauchs der Haushalte sind und somit bereits geringe Einsparungen diese überkompensieren.

In 2020 wurden ca. 5 Tsd. der verbauten intelligenten Messsysteme dazu genutzt, Nutzer*innen ein Echtzeitfeedback zu geben. Im Zuge des Smart Meter Rollouts kann die Zahl auf 219 Tsd. bis 1.012 Tsd. Stück steigen. Skaliert mit den Ergebnissen der Einzelanwendung sind dadurch deutschlandweit Treibhausgaseinsparungen von rund 45 Tsd. bis 146 Tsd. t CO_{2eq}/a möglich. Bis 2030 sind nach den Zielen des novellierten Klimaschutzgesetzes noch ca. 113 Mio. t CO₂ (Stand 2020) in der Energiewirtschaft einzusparen. Das Echtzeit-Feedback kann hierzu im Basisszenario 0,04 bis 0,13 % beitragen. Der Haushaltsstromverbrauch ließe sich im Jahr 2030 um 0,08 bis 0,3 % reduzieren. Um das Potenzial des Echtzeit-Feedbacks auszuschöpfen sollten Politik und Marktakteure Impulse für die Ausweitung von entsprechenden Angeboten und Geschäftsmodellen setzen. Dabei ist insbesondere anzustreben, dass die Potenziale von Smart-Metern im Rahmen für ein differenziertes Verbrauchsfeedback des Rollouts auch genutzt werden. Nachfrageseitig könnte zudem die Verbreitung von Smart Metern durch einen freiwilligen Rollout finanziell unterstützt werden.

Fallstudie 4: Stromspeicher auf Haushaltsebene als Teil eines virtuellen Verbunds

PV-Batteriespeicher auf Haushaltsebene können durch externe Dienstleister zu virtuellen Verbänden zusammengeschlossen werden und dadurch verschiedene Dienstleistungen erbringen. Bereits etabliert ist die Erbringung von Primärregelleistung. Technisch machbar sind weitere Dienstleistungen wie der Handel an der Strombörse oder Redispatch. Im Vergleich zu einem Referenz-Haushalt, der über PV-Anlage, Speicher sowie notwendige Peripheriegeräte verfügt, sind zusätzlich eine Datenübertragung und die digitale Infrastruktur des Dienstleisters (Server, Laptops) für den Anwendungsfall erforderlich.

Im Vergleich zur Referenz führen die digitalen Komponenten im Base Case zu einer zusätzlichen Umweltlast von 2 kg CO_{2eq}/a pro Haushalt (Netto-Effekte 1. Ordnung). Im Verhältnis zur Gesamtbelastung der Stromversorgung des Haushalts machen diese Effekte lediglich 0,1 % aus. Effekte 2. Ordnung sind nicht zu erwarten, vor allem weil sich keine Änderungen für den Eigenverbrauch des Haushalts ergeben und kaum Auswirkungen auf die Betriebseigenschaften des Speichers zu befürchten sind. Ausgewählte systemische Dienstleistungen (Effekte 3. Ordnung) führen nach einer ersten groben Abschätzung zu Umweltentlastungen von bis zu 91 kg CO_{2eq}/a (Primärregelleistung) bzw. 173 kg CO_{2eq}/a (Spot- und Intraday-Stromhandel). Dadurch ergeben sich durch die Anwendung Umweltvorteile, die potenziell die Umweltnachteile aus den Effekten 1. Ordnung deutlich überkompensieren können.

Aktuell (2020) sind ca. 44 Tsd. PV-Batteriespeicher in virtuelle Verbände integriert. Unter den geltenden Rahmenbedingungen wird die Zahl voraussichtlich auf 220 Tsd. bis 420 Tsd. Stück bis 2030 wachsen. Allein durch die externe Steuerung ließen sich rund 11 bis 21 Tsd. t CO_{2eq}/a

(Base Case) einsparen. Die Klimalücke der Energiewirtschaft bis 2030, die sich auf Basis des Sektorziels gemäß des novellierten Klimaschutzgesetzes ergibt (113 Mio. t CO₂ im Vergleich zu 2020), kann damit um 0,01 bis 0,02 % verringert werden. Auch das PV-Stromziel für 2030 des Klimaschutzprogramms kann bis zu 0,1 % unterstützt werden. Um die Verbreitung und das Klimaschutzpotenzial der Anwendung darüber hinaus zu erhöhen, sind v. a. das Anbieterfeld auszuweiten und die wirtschaftliche Attraktivität für die Dienstleister zu erhöhen. Zentrale Maßnahmen hierfür sind der Abbau der Doppelbelastungen von ausgespeichertem Strom und der Abbau von Markteintrittsbarrieren für bestimmte systemische Dienstleistungen.

Fallstudie 5: Stromnetzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen und Elektroladestationen

Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, Stromspeicher sowie Ladestationen für Elektroautos sind potenziell (fern)-steuerbar und können im Zuge des Lastmanagements durch den Netzbetreiber stromnetzdienlich geregelt werden. Damit kann der Verbrauch stärker an die Erzeugung erneuerbaren Stroms angepasst werden. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht vor, dass für die Flexibilisierung Anreize durch die Verteilnetzbetreiber über die Netzentgelte zu setzen sind. Im Beispiel der Wärmepumpe sind im Referenzfall eine Wärmepumpe, ein Pufferspeicher und die Stromversorgung notwendig. Für die digitale Anwendung sind zusätzlich ein Smart Meter, ein Smart Meter Gateway und eine Steuerbox sowie die Datenübertragung zum Netzbetreiber und dessen Infrastruktur erforderlich.

Die direkten Netto-Effekte der Digitalisierung (Netto-Effekte 1. Ordnung) führen zu einer Umweltlast von 29,6 kg CO_{2eq}/a pro Haushalt. Im Vergleich entspricht dies 1 % des Treibhauspotenzials aus der Wärmepumpennutzung. Effekte 2. Ordnung in Höhe von 37,1 kg CO_{2eq}/a resultieren aus Effizienzverlusten der Wärmepumpe und aus der vorzeitigen Entsorgung der analogen Steuertechnik. Um die kumulierten Effekte 1. und 2. Ordnung auszugleichen, müssten durch die flexible Steuerung mindestens 133 kWh/a mehr erneuerbarer Strom eingespeist werden (Effekte 3. Ordnung). Diese Werte sind laut Literaturangaben erreichbar, sodass ein Netto-Umweltnutzen möglich ist. Voraussetzung ist aber, dass der Effizienzverlust der Wärmepumpe nicht mehr als wenige Prozentpunkte beträgt.

In 2020 wurden zwischen 5 Tsd. und 19 Tsd. Wärmepumpen flexibel gesteuert. Bis 2030 wird die Zahl bis 2030 auf 858 Tsd. bis 2.804 Tsd. Stück anwachsen. Damit können in dem Zieljahr rund 21 bis 67 Tsd. t CO_{2eq}/a (Base Case) eingespart werden. Die Klimalücke der Energiewirtschaft (113 Mio. t CO₂ im Vergleich zu 2020 auf Basis des novellierten Klimaschutzgesetzes) ließe sich damit um 0,02 bis 0,06 % verringern. Für die Ausweitung der Anwendung wurden v. a. begleitende Maßnahmen identifiziert, welche den ökologischen Nutzen über Felduntersuchungen im Praxiseinsatz ermitteln und die Auswirkungen verschiedener Tarifmodelle über Kosten-Nutzen-Analysen untersuchen sollen.

Synthese

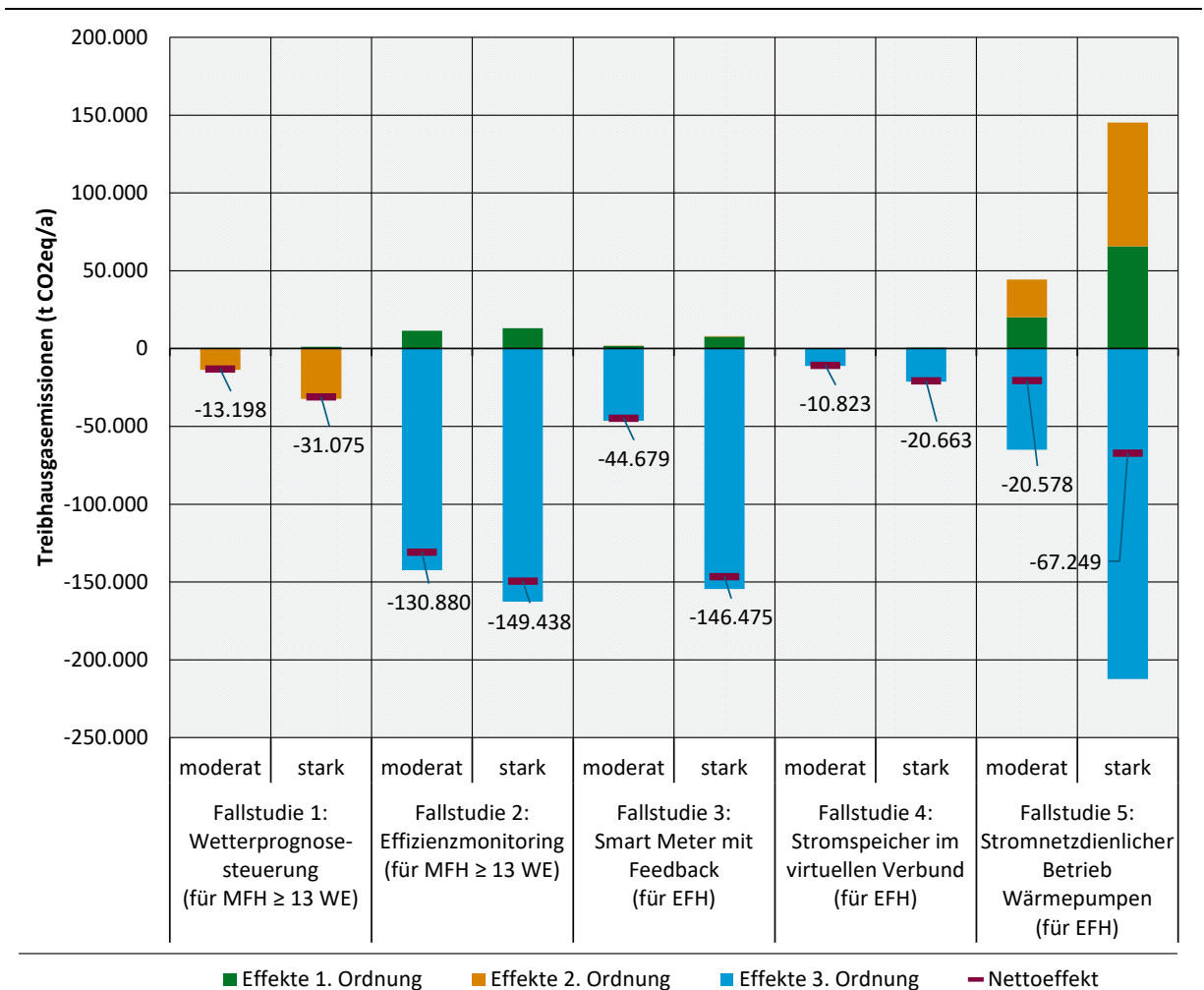
Diese Studie untersuchte ausgewählte digitale Anwendungsfälle im Energiebereich mit Schwerpunkt auf dem Endkundenmarkt und der Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch. Der Fokus wurde auf jene Use-Cases gelegt, deren Zweck – zumindest mittelbar – die Einsparung von Energie oder die verbesserte Nutzung erneuerbarer Energien ist. Ziel dieser Studie war es zu bilanzieren, in welchem Maße diese Anwendungen im Saldo tatsächlich zum Klimaschutz beitragen. Übergreifende Aussagen zur Frage, ob die Digitalisierung als Ganzes dem Klima mehr nutzt oder schadet, kann diese Studie nicht treffen.

Alle fünf untersuchten Anwendungen tragen im Saldo voraussichtlich zum Klimaschutz bei. Der ökologische Rucksack der digitalen Technik-Komponenten (Effekte 1. Ordnung) ist dabei stets

gering im Verhältnis zur betrachteten Energietechnik und -nutzung des jeweiligen Anwendungsfalls. Die mittelbaren Effekte (Effekte 2. Ordnung) führen dort, wo eine Geräterege- lung automatisch optimiert wird, zu deutlichen Umweltvorteilen (z. B. Wetterprognosesteuerung). Abhängig vom Anwendungsfall sind aber auch Umwelt Nachteile möglich, sofern die digitale Anwendung beispielsweise zur Minderung der Anlageneffizienz führt. Die Effekte 3. Ordnung auf Benut- zungsebene sowie systemische Effekte weisen bei mehreren Anwendungen die größten Klima- schutzpotenziale auf. Gleichwohl bestehen bei den Effekten 3. Ordnung auch die größten Unsi- cherheiten über deren Ausmaß.

Abbildung 2 zeigt die ermittelten Klimaeffekte der fünf Fallstudien im Jahr 2030 im direkten Vergleich. Je Fallstudie sind eine moderate und eine starke Marktentwicklung dargestellt, wel- che die Bandbreite der zu erwartenden Ausbreitung der Technik bis 2030 unter aktuellen Rah- menbedingungen abbilden. Die zugrunde gelegten Klimaeffekte auf Ebene der Einzelanwendung entsprechen dem mittleren (Base Case) von drei Szenarien. Die Balkenabschnitte über der Null- linie stellen Klimabelastungen, jene unter der Nulllinie Klimaentlastungen dar. Die farbigen Teil- balken zeigen die Größe der Effekte 1., 2. und 3. Ordnung je Fallstudie. Der Saldo der Effekte wird durch die waagrechten Striche visualisiert. Bei allen fünf Fallstudien ist im Base Case für 2030 im Saldo eine Klimaentlastung ermittelt worden.

Abbildung 2: Abschätzung der bundesweiten Klimaschutzeffekte für die untersuchten Fallstudien in 2030



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW und co2online

Der Beitrag der untersuchten Anwendungen zum Erreichen der sektorspezifischen Klimaschutzziele 2030 ist aus heutiger Sicht gering. Bei den Wärme-bezogenen Fallstudien 1 und 2 liegt deren gemeinsamer Beitrag zum Schließen der noch bestehenden Lücke bei den Klimaschutzzielen im Handlungsfeld Gebäude zwischen 0,12 % und 0,5 %. Bei den Strom-bezogenen Anwendungen (Fallstudien 3–5) liegt deren gemeinsamer Beitrag zum Schließen der THG-Lücke im Handlungsfeld Energiewirtschaft im Jahr 2030 zwischen 0,07 % und 0,21 %.

Zur Einordnung der Effekte sind folgende Sachverhalte zu beachten:

- ▶ Die Zahlen mancher Fallstudien beziehen sich nur auf spezifische Teilmärkte (Fallstudien 1+2: größere Mehrfamilienhäuser), obgleich die Anwendungen auch in anderen Marktsegmenten einsetzbar sind.
- ▶ Die untersuchten Fallstudien sind derzeit noch Nischenanwendungen, die – mit Ausnahme der Fallstudie 5 (Stromnetzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen und Elektroladestationen) – bei unveränderten Rahmenbedingungen auch 2030 voraussichtlich noch keine große Marktverbreitung erreichen werden. Eine deutlich stärkere Marktverbreitung ist jedoch möglich, sofern entsprechende Anpassungen an den Rahmenbedingungen vorgenommen werden. Hierzu geben die Fallstudien Empfehlungen.
- ▶ Die fünf Fallstudien sind nur ein kleiner Ausschnitt der digitalen Anwendungen im Energiebereich, die zum Klimaschutz beitragen können. In der Summe aller Maßnahmen sind deutlich größere Klimaschutzeffekte möglich, dies wurde im Rahmen dieser Studie jedoch nicht untersucht.

Zusammenfassend können folgende übergreifende Ergebnisse und Folgerungen aus der vorliegenden Arbeit gezogen werden:

- ▶ Die betrachteten digitalen Anwendungsfälle im Energiebereich finden alle an der Schnittstelle zu Endverbraucher*innen bzw. Gebäudeeigentümer*innen statt. Jede einzelne trägt dabei voraussichtlich zum Klimaschutz bei.
- ▶ Das Klimaschutzpotenzial dieser Anwendungen stellt keinen Ersatz für Maßnahmen wie Gebäudedämmung, den Einsatz effizienter Geräte oder der Wechsel zu erneuerbaren Energieträgern dar.
- ▶ Als kurz- bis mittelfristig umsetzbare und überwiegend gering-investive Maßnahmen können die untersuchten Anwendungen gleichwohl einen wertvollen Klimaschutzbeitrag leisten. Vor dem Hintergrund der mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes nochmals verschärfte THG-Minderungsziele könnten digitale Klimaschutztechniken insbesondere in jenen Gebäuden priorisiert werden, deren energetische Sanierung (aufgrund von Prioritätssetzungen und vorhandener Kapazitäten) nicht kurzfristig möglich ist oder die erst vor kurzem saniert wurden aber sich noch nicht auf dem Zielpfad der Klimaneutralität befinden.
- ▶ Weitere, gegebenenfalls noch größere Klimaschutzpotenziale durch digitale Anwendungen liegen in Endenergiesektoren, die nicht im Fokus dieser Studie standen, wie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr sowie im Bereich der Steuerung von Netzinfrastrukturen und Erzeugungsanlagen.

- ▶ Auf der Angebotsseite herrschen derzeit noch hohe Hürden für den Markteintritt, die Ertragsaussichten sind häufig nur moderat, die Zahl der Anbieter und Dienstleister oft noch gering. Um dies zu ändern sollte auf verschiedenen Ebenen zeitnah der Rahmen angepasst werden mit der Zielstellung:
 - die Wirtschaftlichkeit digitaler Klimaschutzanwendungen zu verbessern,
 - die Interoperabilität der Systeme mittels Standardisierung von Schnittstellen und Übertragungsprotokollen zu steigern,
 - Techniken mit hohem Klimaschutzpotenzial verstärkt in den Markt zu bringen,
 - die Bekanntheit von Techniken mit hohem Klimaschutzpotenzial zu erhöhen sowie
 - das Wissen über die Techniken bzw. die digitale Infrastruktur weiter zu vertiefen und diese weiter zu optimieren.
- ▶ Weiterer Forschungsbedarf besteht zum besseren Verständnis und zur Absicherung der Klimaschutzwirkungen durch umfassende empirische Daten.

Die Digitalisierung kann ein wichtiges Element bei der Bewältigung gesellschaftlicher Herausforderungen wie der Klimakrise sein. Einige Pionierunternehmen sehen die Chancen digitaler Klimaschutzanwendungen, doch ein ausreichendes Wissen über die tatsächlichen Wirkungen ist derzeit noch nicht gegeben. Diese Studie will zum Schließen dieser Wissenslücke einen ersten Beitrag leisten.

Die Studie belegt den Klimaschutznutzen ausgewählter Anwendungen im Endkundenmarkt und beschreibt Wege zur weiteren Steigerung dieses Nutzens. Sie zeigt gleichzeitig auf, dass die untersuchten Techniken allein keine großen Hebel zur THG-Minderung offerieren, aber als überwiegend gering-investive Maßnahmen kurz- oder mittelfristig umgesetzt werden könnten. Mit zunehmender Marktdurchdringung auch über 2030 hinaus ist zu erwarten, dass die Beiträge zum Klimaschutz höher ausfallen. Für das Ziel der vollständigen Treibhausgasneutralität können schließlich auch diese Mengen zu einem relevanten Baustein werden. Die Studie liefert somit Argumente dafür, dass die Digitalisierung im Endkundenmarkt ein sinnvolles ergänzendes Instrument bei der Bewältigung der Klimakrise sein kann. Es zeigt sich aber auch, dass wir deren Effekte an vielen Stellen noch besser verstehen müssen. Die fünf Fallstudien sind ein Beitrag hierfür. Für eine bessere Einordnung der Bedeutung der Digitalisierung im Endkundenmarkt wird die breitere Untersuchung entsprechender Anwendungen empfohlen. Die Studie stellt die dafür notwendige Methode bereit.

Schließlich ist zu betonen, dass die fünf untersuchten Fallstudien nur einen Ausschnitt aller digitalen Anwendungen darstellen, die zum Gelingen der Energiewende und zum Klimaschutz beitragen können. Insbesondere in einem Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien sowie zusätzlichen Verbrauchern und Speichern ist die Digitalisierung ein notwendiger Enabler, um die komplexen Versorgungsaufgaben zu erfüllen.

Summary

Background

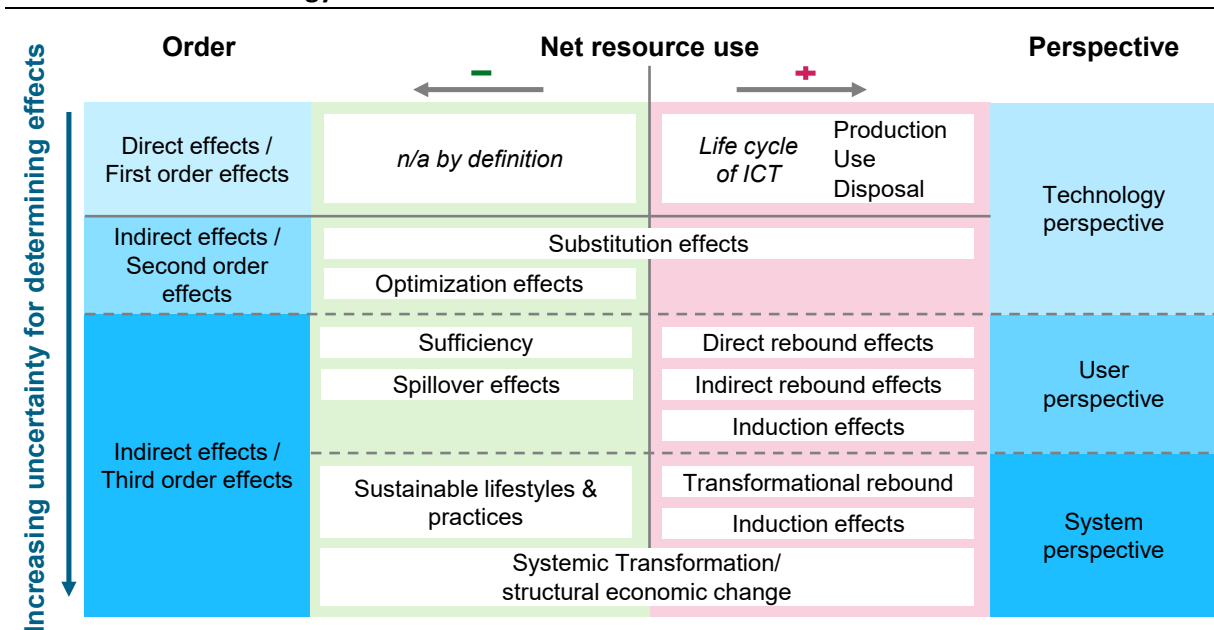
Digitalization is one of the important future topics of our society and represents a significant trend in the energy sector. Driven by political goals and processes, legal requirements, and the various market players themselves, a large number of digital innovations are presently being discussed and implemented. The debate in the energy sector focuses on the opportunities of digitalization, which is intended to enable an energy supply with a high share of renewable energies and to achieve climate protection goals. While digitalization is indispensable for the energy system as a whole in order to link and control decentralized, volatile generation plants and new consumers as well as storage facilities and thus ensure security of supply, the question arises in particular for individual digital applications in the end customer market as to how ecological benefit and expense stand in relation to each other.

In order to realistically assess the potential effects of digitalization on achievement of the energy and climate targets in the end customer market, its environmental effects must be evaluated holistically. To this end, both the direct effects of the technologies (production, use, disposal) and the indirect effects (e.g., increased use of renewable energies, enhanced energy efficiency, rebound effects) must be taken into account. For some time, neither a comprehensive analysis and evaluation of the environmental effects (positive or negative) of digitalization nor a joint assessment of direct and indirect effects have been considered in the ongoing debate, but an interest in these two issues is now currently gaining momentum. In the scientific discourse, however, there is still a lack of a transferable method that goes beyond selected environmental effects and technologies and allows for an assessment of direct and indirect effects. With the project Climate Protection Potential of Digitalization, the Institute for Ecological Economy Research (IÖW), co2online and Prof. Dr. Matthias Knauff (Friedrich Schiller University Jena) are striving to improve the evaluation of the environmental effects of digitalization in the end customer market of the energy sector on behalf of the German Environment Agency. The goal: identify environmental opportunities and risks, and, based on the results, develop political recommendations for action.

Ecological impact of digitalization in the energy sector

The environmental impact of digitalization can be differentiated in various ways (see Figure 1): by order of the effects (direct or indirect), direction of the effects (positive or negative) and viewpoint (technology perspective, user perspective, or system perspective) (Pohl et al. 2019).

Figure 1: Framework of environmental effects of digital information and communication technology



Source: Authors' own illustration, IÖW; adapted from Pohl et al. (2019)

We distinguish between three types of environmentally relevant effects of digitalization in the energy sector:

- ▶ Direct effects from the technology perspective (first-order effects): environmental effects from the material and energy consumption for the production, use, and disposal of individual digital applications, such as smart meters
- ▶ Indirect effects from the technology perspective (second-order effects): environmental effects from the substitution of other applications (e.g., Ferraris meters) and from the intended optimization through monitoring and improved control of energy conversion and consumption processes
- ▶ Indirect effects from the user and system perspective (third-order effects): environmental effects from the consumption behavior of users (negative environmental effects: rebound and induction effects; positive environmental effects: sufficiency and spill-over effects) as well as systemic effects such as a reduced grid expansion or the change of the electricity mix

Thus, the classification refers to both the order and the perspective of the effects. The uncertainty for determining the effects increases across the order level.

Method for assessing ecological effects

The method developed for assessing the environmental impacts of digitalization in the energy sector is based on the internationally recognized life cycle assessment (LCA) method according to DIN EN ISO 14040 (2006) and the above-mentioned classification of environmental impacts. Due to its general objective and its broad product definition (services, software, hardware, and process engineering products), LCA is a suitable instrument for the environmental assessment of ICT devices and the services they provide in the energy sector.

The method developed is particularly suitable for case studies in which digital applications (like the ones being discussed below) are used. The functional unit is the respective product system after the introduction of the digital element for one year compared to the same system before introduction of the digital element for one year. The system boundaries include the production, use, and disposal of the digital application technologies that are being used for a defined context (e.g., the energy supply of a household). This also covers the digital infrastructure for data transfer and the digital infrastructure of the related service providers. The assessment of indirect effects requires the integration of further data and, if necessary, additional methods. The impact assessment is primarily carried out for the greenhouse effect in order to quantify the climate protection potential for the digital applications. It is possible to extend the assessment to the cumulative energy demand and other categories (e.g., resource and water consumption).

To deal with uncertainties and case study variants, the method can be combined with sensitivity analyses and scenarios. The impact of environmental effects for which no data is available can be established using break-even approaches.

A modular principle was established by developing reusable data sets for generic electronic elements and the environmental impact of data transfer. Furthermore, more specific data sets for energy technologies and energy carriers were prepared from relevant LCA databases (Ökobaudat, Ecoinvent 3.5).

We were able to test the assessment method on five digital applications in the electricity and heating sector. According to the assessment of the study authors and external experts, it appears to be suitable for investigating further digital applications in the energy sector; thus it provides added value for the environmental assessment of digitalization in the energy sector, which to date has been limited to a few studies and not based on a common approach. The application of the method has also revealed some limitations. In particular, the poor data availability for the comparatively innovative technologies is challenging. This is especially true for environmental effects from a user and system perspective. In this regard, further research needs were identified.

The specific climate effects of the five case studies have been extrapolated linearly for Germany, including an outlook for the year 2030. The estimated GHG reductions have been put in perspective with respect to the GHG reduction targets for the building sector (heating-related case studies) and for the electrical power industry (power-related case studies). These targets were taken from the German Climate Protection Act (related to the enacted draft of a First Law Amending the Federal Climate Protection Act; draft of May 12, 2021, resolution from June 24, 2021). For each case study, the authors calculated the potential contribution to the closing of the sector-specific climate gap by 2030.²

Screening of digital applications

In order to test our assessment method, case studies were conducted. For this purpose, potentially interesting use cases were first identified through a screening of digital applications. The following selection criteria, among others, were taken into account:

- ▶ direct reference to digitization,
- ▶ (estimated) short- to medium-term greenhouse gas potential,

² The sector specific climate gap is the difference between the sector specific emission targets by 2030 (German Climate Protection Act, amendment of June 2021) and the sector specific GHG emissions in 2020 (BMU 2021).

- representativeness and transferability.

The screening focused on digital applications in the energy sector (excluding mobility, heating networks and industry applications). As an interim result, 16 use cases in the areas of *smart buildings/consumer*, *smart grids/generators*, and *smart energy markets* were identified and prioritized with regard to their suitability for the case studies. With the involvement of a project advisory board and the German Environment Agency, five applications related to the end-customer market and the service of matching generation and consumption were selected. In addition to the criteria mentioned above, aspects such as data availability and political relevance were also taken into account in the selection process.

The selected case studies and their results are summarized below.

Case study 1: Weather forecast control of heating systems

A weather forecast control module is used to avoid overheating of a building by reducing the heat supply in the morning hours when significantly higher temperatures or levels of solar radiation are to be anticipated during the rest of the day. The weather forecast control thus optimizes the use of solar heat. For this purpose, a conventional control module, based solely on the current outdoor temperature, receives a correction factor based on external weather forecast data. A control box with data logger and gateway is required in the building, while a server infrastructure is required by the external service provider. The server calculates optimized control parameters (reduced flow temperatures compared to conventional control) based on operating data of the heating system and local weather forecast data, and these are then transmitted back to the on-site control box.

Based on an assumed apartment building with 22 residential units (RU) as a reference case, the effects of the weather forecast control were calculated. The digital components result in an additional environmental burden of 201 kg CO_{2eq}/a for the assumed building (base case). In relation to the total load of the heat supply of the building, these effects account for only 0.4%. As a second-order effect, the reduced heating energy consumption of 10% on average leads to an environmental benefit of 5,310 kg CO_{2eq}/a (base case). As a third-order effect, rebound effects of the occupants by raising the indoor temperatures are conceivable. As long as this increase does not exceed 1.5°K, the weather forecast control will lead to a net environmental benefit.

Currently, an estimated 500 to 750 systems with weather forecast control have been installed in larger multi-family houses (MFH) in Germany. By 2030, the number could grow to 2,500 to 6,000 units. This would save around 13 to 31 thousand t CO_{2eq}/a (base case). The gap between the mitigation pledge for the German building sector by 2030 and its actual emission level of 2020 could thus be reduced by up to 0.09%. This does not take into account weather forecast control units in other building segments, such as non-residential buildings or single-family homes (SFH). In order to increase the dissemination and climate protection potential of such applications, the integration of weather forecast controls into manufacturers' new heating and control systems should be envisaged. This would make it possible to equip even small buildings with weather forecast control systems, for which the current concept of retrofitting conventional heating control systems is not economically viable.

Case study 2: Online efficiency monitoring of heating systems

Online efficiency monitoring analyzes the efficiency of a heat generator by continuously measuring and analyzing relevant operating parameters and immediately reporting any technical problems to the plant operator. Inadequate efficiency of heating systems due to technical defects of the boiler or incorrect settings, but also problems in the downstream heating system, can thus

be detected and corrected promptly. For this purpose, a control box with data logger and gateway is required in the heating system, which uses sensors and meters to collect gas, electricity, and heat consumption as well as temperatures at inlet flows, return flows, and the outside temperatures. The system transmits the information to a central server, which analyzes the data. The results are output in various formats via a customer portal, an app, or automated messages or alerts (email, SMS).

The effects of online efficiency monitoring were calculated for the same reference case as for the weather forecast control application. The digital components lead to an additional environmental burden of 229 kg CO_{2eq}/a for the building (base case). In relation to the total burden of the heat supply of the building, these effects likewise only account for 0.4%. Second-order effects are not to be expected. As a third-order effect, the analyses and warnings lead to a significantly faster detection and elimination of defects by the building owners, which leads to an environmental benefit of 2,665 kg CO_{2eq}/a via the reduced heating energy consumption of 5% on average (base case). It is conceivable that there would be opposing third-order effects due to rebound effects on the part of the residents, analogous to case study 1. As long as the increase in the indoor temperature does not exceed 0.8°K, the online efficiency monitoring will lead to a net environmental relief.

Currently, an estimated 2,500 to 3,500 online efficiency monitoring systems are installed in larger multifamily buildings in Germany. By 2030, the number could grow to 50,000 to 60,000 units. This strong growth will be made possible in particular by the fact that, as of 2023, the Federal Funding for Energy-Efficient Buildings plan requires manufacturers to equip subsidized heating systems with a consumption and efficiency display, which means that the technology will spread much faster via heating modernization and new construction. Thus, savings of 131 to 149 thousand t CO_{2eq}/a (base case) can be expected in 2030 for larger multifamily buildings alone. The climate gap in the building sector by 2030 can thus be reduced by up to 0.41%. This calculation does not take into account efficiency monitoring systems in other building segments such as non-residential buildings and smaller multi-family houses as well as one- and two-family houses. In order to increase the dissemination and climate protection potential of the application beyond this, a retrofitting obligation for existing buildings should be considered.

Case study 3: Smart metering of electricity consumption with feedback system

The rollout of smart meters can provide energy consumers with real-time information on their electricity consumption (via browser or app). The minimum requirement is a 15-minute cycle. With a higher resolution of consumption data, non-intrusive load monitoring (NILM) also allows disaggregation of the power load curve to identify individual electricity devices. In this way, device-specific information (for example, device-specific power-saving tips) can be provided or data-based energy services can be developed. The case study considers such a feedback system. While the analog reference case uses a Ferraris (induction) meter, the digital application requires a smart meter, a smart meter gateway, visualization options (via smartphone), and data transfer to the service provider and its infrastructure.

The direct net effects of digitalization amount to an average of 9.0 kg CO_{2eq}/a per household (first-order net effects). The amount increases by 0.4 kg CO_{2eq}/a due to the premature disposal of the Ferraris meter (second-order effects). The cumulative environmental burdens of 9.3 kg CO_{2eq}/a are offset by savings of 106 to 317 kg CO_{2eq}/a that can be achieved through user feedback in the form of electricity savings. Due to poor data availability, the values are subject to uncertainties; however, the environmental impacts can be more than offset, since the negative environmental effects of digitization are much smaller than those of the household's electricity consumption. Thus, even small energy savings overcompensate the direct effects.

In 2020, about five thousand installed smart metering systems were used to provide real-time feedback to users. In the course of the smart meter rollout, the number may increase to 219 thousand to 1,012 thousand units. Scaled with the results of the individual application, GHG savings of roughly 45 to 146 thousand t CO_{2eq}/a are possible in Germany. According to the goals of the amended Climate Protection Act, approx. 113 million t CO_{2eq} are still to be saved per year in the energy industry by 2030 (compared to 2020). Real-time feedback can contribute 0.04 to 0.13% of this in the baseline scenario. Residential electricity consumption could be reduced by 0.08 to 0.3%. In order to exploit the potential of real-time feedback, policymakers and market players should provide impetus for the expansion of corresponding offerings and business models. In particular, efforts should be made to ensure that the potential of smart meters is also used for differentiated consumption feedback during the rollout. On the demand side, the dissemination of smart meters could also be supported financially in the case of a voluntary rollout.

Case study 4: Household electricity storage as part of a virtual power plant

PV battery storage systems at the household level can be connected by external service providers to form virtual power plants and thus provide various services. The provision of primary control power is already established. Other services such as trading on the electricity exchange or redispatch are technically feasible. Compared to a reference household (which has a PV system, storage and the necessary peripheral devices), data transmission and the digital infrastructure of the service provider (server, lap-tops) are also required for the use case.

Compared to the reference case, the digital components in the base case lead to an additional environmental impact of 2 kg CO_{2eq}/a per household (first-order net effects). In relation to the total burden of the household's power supply, these effects account for only 0.1%. No second-order effects are expected. According to a first rough estimate, selected systemic services (third-order effects) lead to environmental benefits of up to 91 kg CO_{2eq}/a (primary control power) or 173 kg CO_{2eq}/a (spot and intraday power trading). The environmental benefits can potentially overcompensate the environmental burdens of the first-order effects by many times over.

So far (2020), approximately 44 thousand PV battery storage systems have been integrated into virtual power plants. Under the current framework conditions, the number is expected to grow to 220 to 420 thousand units by 2030. External control of the battery storage systems alone could save about 11 to 21 thousand t CO_{2eq}/a (base case). The energy industry's estimated climate gap by 2030 of 113 million t CO₂ compared to 2020 based on the amended Climate Protection Act can thus be reduced by 0.01 to 0.02%. The use case can also support the 2030 PV electricity target of the Climate Change Program by up to 0.1%. In order to increase the dissemination and climate protection potential of the application, the number of service providers must be expanded and the economic attractiveness for the service providers must be increased. Central measures for this are the reduction of double charging of stored electricity and the removal of market entry barriers for certain power system services.

Case study 5: Flexible operation of heat pumps and electric charging stations

Heat pumps, night storage heaters, electricity storage units, and charging stations for electric cars are potentially remotely controllable and could be operated by the grid operator in the context of load management. In this way, consumption can be adapted more closely to the generation of renewable electricity. The German Energy Industry Act stipulates that incentives for flexibility are to be set by the distribution network operators via network charges. In the heat pump example, a heat pump, a storage buffer, and a power supply are necessary in the reference case. For the digital application, a smart meter, a smart meter gateway, and a control box, as well as data transmission to the grid operator and its infrastructure are required.

The direct net effects of digitization (first-order net effects) result in an environmental impact of 29.6 kg CO_{2eq}/a per household. In comparison, this corresponds to 1% of the greenhouse potential from heat pump operation. Second-order effects amounting to 37.1 kg CO_{2eq}/a result from efficiency losses of the heat pump and from the premature disposal of the analog control technology. In order to compensate the cumulative first- and second- order effects, at least 133 kWh/a more renewable electricity would have to be fed into the grid as a result of the flexible control (third-order effects). According to literature, these numbers are achievable, so a net environmental benefit is possible. However, this assumes that the efficiency loss of the heat pump is no more than a few percentage points.

In 2020, between 5 and 19 thousand heat pumps were flexibly controlled. Given current trends, the number will grow to somewhere between 858 and 2,804 thousand units by 2030. This means that somewhere between 21 and 67 thousand t CO_{2eq}/a (base case) can be saved in 2030. This would reduce the energy industry's climate gap (113 million t CO₂ compared to 2020 based on the amended Climate Protection Act) by 0.02 to 0.06%. For expansion of the application, accompanying measures were identified. The ecological benefit should be analyzed via field studies in practical use and the effects of different tariff models should be determined via cost-benefit analyses.

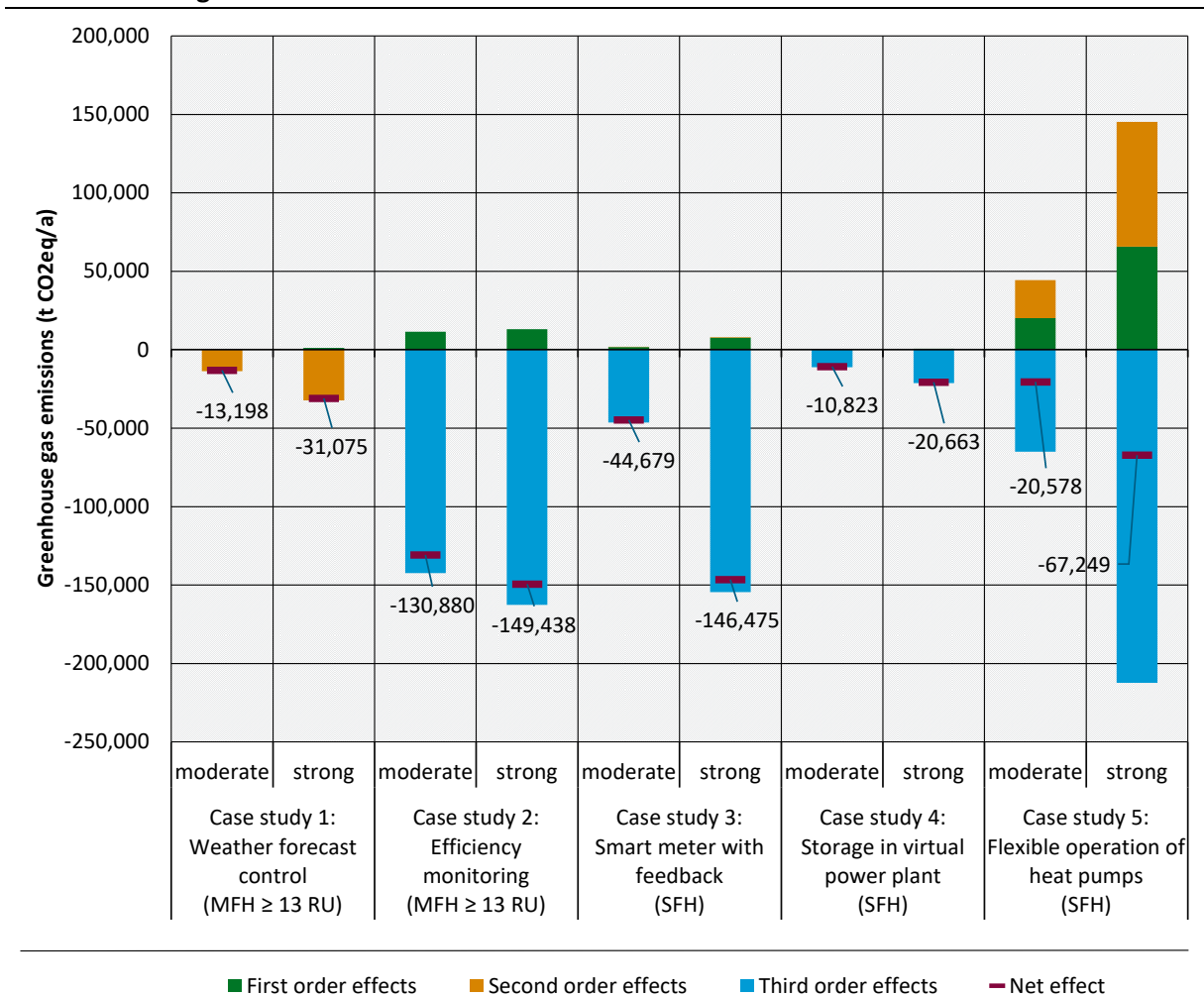
Conclusion

This study examined selected digital use cases in the energy sector with a focus on the end-customer market and the matching of generation and consumption. The focus was put on use cases whose purpose is—at least indirectly—to save energy or improve the use of renewable energies. The aim of this study was to assess the extent to which these applications actually contribute to climate protection. This study cannot make any overarching statements on the question of whether digitization as a whole is more beneficial or detrimental to the climate.

The net effects of all five applications studied are likely to contribute to climate protection. In general, the ecological footprint of the digital technology components (first-order effects) is small compared to the environmental burden of the energy technology and energy use in the background. The indirect effects (second-order effects) lead to significant environmental benefits where device control is automatically optimized (e.g., weather forecast-based). Depending on the application, however, environmental disadvantages are also possible if, for example, the digital application leads to a reduction in plant efficiency. The third-order effects at user level and systemic effects have the greatest climate protection potential in several applications. At the same time, the greatest uncertainty exists about the extent of the third-order effects.

Figure 2 shows a direct comparison of the potential climate effects determined for the five case studies in 2030. For each case study, a moderate and a strong market development are shown, representing the range of the expected spread of the technology by 2030 under current market and legal conditions. The underlying climate effects at the level of the individual application correspond to the mean (base case) of the scenarios. The bar sections above the zero line represent climate burdens, those below the zero line represent climate benefits. The colored sub-bars show the magnitude of the first-, second-, and third-order effects per case study. The net value of the effects is visualized by the horizontal bars. In all five case studies, a net climate relief has been determined in the base case for 2030.

Figure 2: Estimation of Germany-wide climate protection effects for the case studies investigated in 2030



Source: Author’s own illustration, IÖW and co2online

From today’s perspective, the contribution of these applications to achieving sector-specific climate protection targets for 2030 is low. In the case of the heat-related case studies 1 and 2, their joint contribution to closing the remaining gap in the climate protection targets of the building sector is between 0.12 and 0.50%. For the electricity-related applications (case studies 3–5), their joint contribution to closing the climate gap in the energy sector in 2030 is between 0.07 and 0.21%.

In assessing these potentials, the following facts must be taken into account:

- ▶ The figures of some case studies refer only to specific sub-markets (case studies 1 and 2: larger multi-family houses), although the applications are also applicable in other market segments.
- ▶ The case studies investigated are currently all still niche applications, which—with the exception of case study 5 (operation of heat pumps and electric charging stations to serve the power grid)—are not expected to achieve widespread market penetration in 2030 if situa-

tional factors remain unchanged. However, significantly greater market penetration is possible, provided that appropriate adjustments can be made to the framework conditions. The case studies provide recommendations in this regard.

- ▶ The five case studies are only a small selection of the digital applications in the energy sector that can contribute to climate protection. By combining these various measures, significantly greater climate protection effects are possible. This, however, was not investigated in the context of this study.

In summary, the following overarching results and conclusions can be drawn from the analyses:

- ▶ The digital use cases considered in the energy sector are all located at the interface to the end consumer or building owner. Each is likely to contribute to climate protection.
- ▶ The climate protection potential of these applications does not represent a viable substitute for fundamental efforts such as building insulation, the use of efficient appliances, or the switch to renewable energy sources.
- ▶ As measures that can be implemented in the short to medium term and predominantly low-investment, the applications studied can nevertheless make a valuable contribution to climate protection. Against the background of the GHG reduction targets, which have been further tightened with the amendment of the Climate Protection Act, digital climate protection technologies could be prioritized, especially in those buildings whose energy refurbishment is not possible in the short term (due to prioritization and existing capacities) or which have only recently been refurbished but are not yet on target for climate neutrality.
- ▶ Further, possibly even greater climate protection potentials through digital applications lie in end-use energy sectors that were not the focus of this study, such as commerce, trade, services, industry, and transport, as well as in the area of controlling grid infrastructures and generation plants.
- ▶ On the supply side, there are currently still high barriers to market entry, the earnings prospects are often only moderate, and the number of suppliers and service providers is often still small. To change this situation, the overall framework conditions should be adapted at various levels in the short term in order to:
 - improve the economic viability of digital climate protection applications,
 - increase the interoperability of systems by standardizing interfaces and transmission protocols,
 - introduce technologies with high climate protection potential more strongly into the market,
 - increase the awareness of technologies with high climate protection potential, and
 - further deepen knowledge of the technologies and the digital infrastructure and to further optimize them.

- ▶ Further research is needed to better understand and validate climate protection effects through comprehensive empirical data.

Digitalization can be an important element in addressing societal challenges such as the climate crisis. Some pioneering companies see the opportunities in digital climate protection applications, but sufficient knowledge about the actual effects is currently lacking. This study aims to make an initial contribution to closing this knowledge gap.

The study demonstrates the climate protection benefits of selected applications in the end customer market and describes ways to further increase these benefits. At the same time, it shows that the technologies investigated do not in and of themselves offer any major levers for greenhouse gas reductions, but could be implemented as predominantly low-investment measures in the short or medium term. With increasing market penetration even beyond 2030, the contributions to climate protection are expected to be higher. For the goal of complete greenhouse gas neutrality, these volumes can ultimately also become a relevant strategic element. The study thus provides arguments that digitalization in the end customer market can be a useful complementary tool in tackling the climate crisis. However, it also shows that we still need to better understand their effects in many places. The five case studies are a contribution to this. For a better understanding of the significance of digitalization in the end customer market, a broader investigation of the corresponding applications is recommended. The study provides the necessary method for this objective.

Finally, it must be emphasized that the five case studies examined represent only a sample of all digital applications that can contribute to the success of the energy transition and climate protection. Particularly in an energy system with a high proportion of fluctuating renewable energies and additional consumers and storage facilities, digitalization is a necessary enabler for fulfilling the complex supply tasks.

1 Einleitung

Die Digitalisierung ist eines der Zukunftsthemen unserer Gesellschaft und stellt auch im Energiesektor einen wichtigen Trend dar. Getrieben von politischen Zielen und Prozessen (z. B. BMUB 2016; BMWi 2017), gesetzlichen Grundlagen (z. B. Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende 2016) und den Akteuren auf dem Markt (z. B. Maier 2018; Lied 2017; Riester 2017; Nolde 2018) werden vom Stromzähler über die Steuerung von Heizungen bis hin zu automatisierten Industrieprozessen eine Vielzahl an digitalen Innovationen diskutiert und umgesetzt. Im Vordergrund der Debatte stehen dabei die Chancen, die die Digitalisierung mit sich bringt: Die Energieversorger und auch neue Akteure auf dem Markt versprechen sich neue Geschäftsmodelle (z. B. Lied 2017), Netzbetreiber sehen eine Möglichkeit den Herausforderungen der zukünftigen Netzsteuerung zu begegnen (z. B. Lied 2017) und gesellschaftliche Akteure formulieren vorsichtig eine mögliche Emanzipation der Bürgerinnen und Bürger bei Energieerzeugung oder -bezug beispielsweise durch die Blockchain-Technologie (z. B. Sieverding und Schneidewindt 2016). Dabei wird davon ausgegangen, dass die Digitalisierung dazu beiträgt, eine Energieversorgung mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien zu ermöglichen und die Klimaschutzziele zu erreichen. Während für das Energiesystem als Ganzes die Digitalisierung unabdingbar ist, um dezentrale, volatile Erzeugungsanlagen und neue Verbraucher sowie Speicher zu vernetzen, zu steuern und somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, stellt sich insbesondere für digitale Einzelanwendungen im Endkundenmarkt die Frage, wie ökologischer Nutzen und Aufwand im Verhältnis stehen.

Um die Potenziale der Digitalisierung im Endkundenmarkt für die Energie- und Klimaziele realistisch abschätzen zu können, müssen ihre Umweltwirkungen ganzheitlich bewertet werden. Umweltwirkungen im Zusammenhang mit der Digitalisierung im Energiebereich können aus allen Lebenswegabschnitten der im Zuge der Digitalisierung verwendeten Produkte und Technologien (direkte Effekte) sowie aus indirekten Effekten (erhöhter Einsatz von erneuerbaren Energien, Steigerung der Energieeffizienz, Rebound) resultieren (Berkhout und Hertin 2004; Mickleit 2010; Hilty und Aebischer 2015). Die Lebenswegabschnitte umfassen neben der Gewinnung der Rohstoffe und der Herstellung der Technologien, Transportprozesse, die Nutzungsphase (z. B. durch Energieverbrauch und/oder Emissionen insbesondere durch Transport, Verarbeitung und Speicherung von Daten) sowie die Entsorgung oder das Recycling. Einzelne negative Umweltwirkungen der Digitalisierung, die in die Kategorie der direkten Effekte fallen, wie beispielsweise der Anfall von Elektroschrott und die damit verbundene Recyclingproblematik, werden schon seit längerer Zeit in Wissenschaft und Gesellschaft diskutiert. Eine umfassende Analyse und Bewertung der Umweltwirkungen (positiv wie negativ) der Digitalisierung und insbesondere eine Zusammenführung der direkten und indirekten Effekte spielte dagegen lange keine Rolle.

Die Diskussion um mögliche negative Umweltwirkungen nimmt jedoch aktuell an Fahrt auf. So wurden für einzelne Aspekte der Digitalisierung bereits wissenschaftliche Studien zu Umweltwirkungen erstellt (siehe hierzu z. B. Pohl et al. 2019; Wohlschlager et al. 2020). Es fehlt jedoch weiterhin eine über Einzelaspekte beziehungsweise Einzeltechnologien hinausgehende übertragbare Methode, die eine Bewertung der direkten und indirekten Effekte erlaubt. Vor diesem Hintergrund hat das Vorhaben „Potenziale der Digitalisierung für die Minderung von Treibhausgasemissionen im Energiebereich“ das Ziel, einen Beitrag zur Bewertung der Umweltwirkungen der Digitalisierung im Endkundenmarkt des Energiebereichs zu leisten, die umweltbezogenen Chancen und Risiken aufzuzeigen und auf dieser Basis politische Handlungsempfehlungen zu entwickeln.

Um die aus Klimaschutz- und Umweltsicht vorhandenen positiven und negativen Wirkungen der Digitalisierung im Energiebereich bewerten zu können, wurde aufbauend auf der anerkannten Methode der Ökobilanzierung und mit Hilfe einer klaren Systematik zur Einordnung potenzieller Umwelteffekte eine Methodik entwickelt, erprobt und evaluiert, die in Kapitel 2 präsentiert wird. Ein Praxisscreening digitaler Endanwendungen im Energiebereich, die für Endkund*innen relevant sind und aktuell in der Diskussion stehen, wurde durchgeführt, um für die Erprobung geeignete Fallstudien zu identifizieren (Kapitel 3). Für fünf ausgewählte Anwendungen wurden die umweltrelevanten Effekte pro Einzelanwendung und für Gesamtdeutschland quantifiziert, die geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen (Stand 19. April 2021, mit Berücksichtigung des Entwurfs eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (Deutscher Bundestag 2021) und dessen Beschluss am 24. Juni 2021) eingeordnet und Handlungsempfehlungen für eine Ausschöpfung der bestehenden Klimaschutzpotenziale gegeben (Kapitel 4 bis 8). Im Mittelpunkt der abschließenden Synthese stehen ein Vergleich der Fallstudien, übergreifende Handlungsempfehlungen und das Fazit des Gesamtprojektes (Kapitel 9). Durchgeführt wurde die Studie vom Mitarbeiter*innen des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), co2online und Prof. Dr. Matthias Knauff (Friedrich-Schiller-Universität Jena).

Begleitet wurde das Vorhaben von einem Projektbeirat, insbesondere bei der Fallstudienauswahl (siehe Kapitel 3.2) und der Priorisierung von Handlungsempfehlungen, sowie von zwei externen Sachverständigen, die die entwickelte Bewertungsmethode mit den Bearbeiter*innen kritisch reflektiert haben (siehe Kapitel 2.2.3). Die Auftragnehmer bedanken sich bei allen Beteiligten für Ihre Unterstützung.

2 Entwicklung einer Methode zur Bewertung von ökologischen Wirkungen der Digitalisierung im Energiebereich

Ein Ziel des Projektes war die Entwicklung einer übertragbaren Methode zur Bewertung der ökologischen Wirkungen der Digitalisierung im Energiebereich. Hierfür wird in Kapitel 2.1 zunächst der Bewertungsgegenstand der Umwelteffekte von digitalen Geräten im Allgemeinen und in Bezug auf den Energiebereich diskutiert. In Kapitel 2.2 wird die Methode der Ökobilanzierung vorgestellt sowie notwendige Anpassungen und Erweiterungen dargestellt, um anschließend digitale Anwendungsfälle in Form von Fallstudien ökologisch bewerten zu können.

2.1 Ökologische Wirkung der Digitalisierung

Die Digitalisierung im Energiebereich führt zu positiven und negativen Umweltwirkungen auf unterschiedlichen Ebenen. In Kapitel 2.1.1 werden die in der Literatur diskutierten Umwelteffekte der Digitalisierung und deren Systematisierungsmöglichkeiten dargestellt. Die Übertragung der Systematisierung auf den Energiebereich ist Fokus von Kapitel 2.1.2.

2.1.1 Systematisierung der allgemeinen Umwelteffekte der Digitalisierung

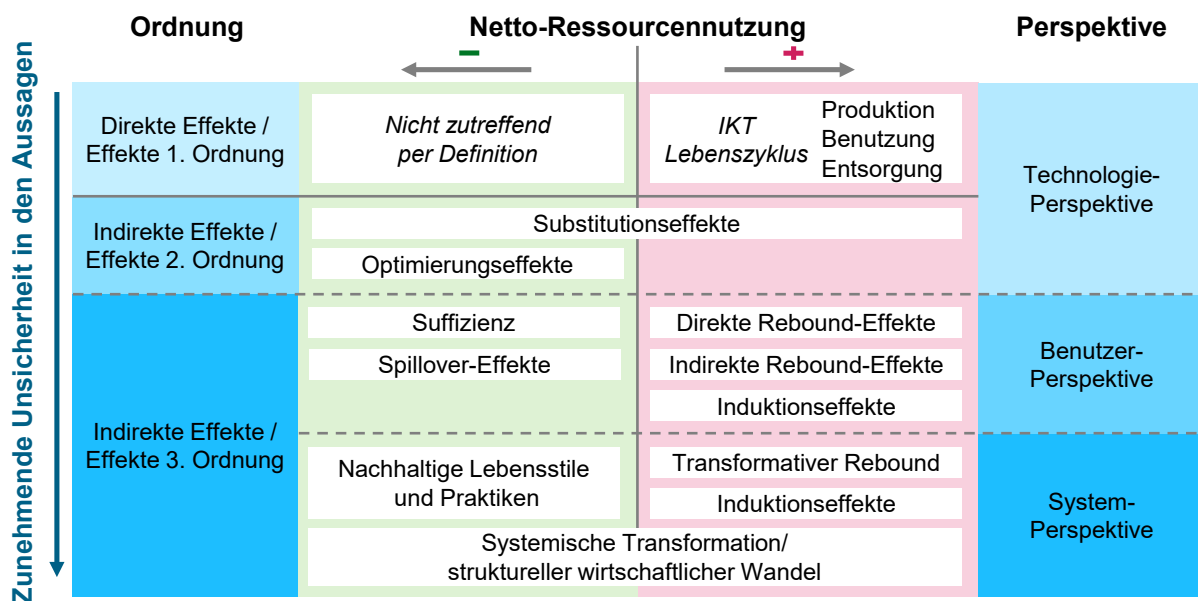
Die Digitalisierung im Energiebereich ist Teil des digitalen Wandels der Gesellschaft und der Wirtschaft. Für die Systematisierung von Umweltauswirkungen des Einsatzes digitaler Technologien im Energiebereich kann auf vorhandene Ansätze zurückgegriffen werden, die sich auf die Digitalisierung im Allgemeinen beziehen. Pohl et al. (2019) schlagen für die Systematisierung der Umweltauswirkungen der Digitalisierung eine Differenzierung der Effekte auf Basis von drei Ebenen vor (siehe Abbildung 3): die Ordnung der Effekte (direkt oder indirekt), die Richtung der Effekte (positiv oder negativ) und die Perspektive denen der jeweilige Effekt zuzuordnen ist (Technologieperspektive, Anwenderperspektive oder Systemperspektive).

Im Rahmen der Ordnung der Effekte wird zwischen sogenannten direkten und indirekten Effekten unterschieden (u.a. Berkhout und Hertin 2004). **Direkte Effekte** werden mitunter auch als Effekte erster Ordnung bezeichnet und indirekte Umweltwirkungen als Effekte höherer bzw. zweiter und dritter Ordnung (Pohl et al. 2019). Unter direkten Effekten verstehen Berkhout und Hertin (2004) die Umweltwirkungen, die durch die Produktion, die Nutzung und die Entsorgung der IKT-Hardware (z. B. Computer, Bildschirme, Netzwerkinfrastruktur etc.) entstehen, also jenen, die dem klassischen Produktlebenszyklus von Produkten und Dienstleistungen entsprechen. Direkte Effekte sind der Technologieperspektive zuzuordnen, da die nutzende Person der Hardware keinen Einfluss auf diese Wirkungen hat. Direkte Effekte wirken sich ganz überwiegend negativ auf die Umweltmedien und den Ressourcenverbrauch aus (Berkhout und Hertin 2004).

Indirekte Effekte beziehen sich auf die Wirkungen, die durch die Anwendung der IKT-Hardware und den daraus folgenden verhaltensbezogenen und strukturellen Änderungen hervorgerufen werden (Pohl et al. 2019; Berkhout und Hertin 2004; Røpke und Christensen 2013). Zu den beabsichtigten (oder auch „intendierten“) indirekten Effekten zählen Folgen der **Optimierung**, also Prozessverbesserungen, und der **Substitution**, wie dem Austausch von analogen Geräten durch digitale Geräte (Pohl et al. 2019). Ein Beispiel für die Optimierung im Energiebereich ist der Einsatz von smarten Thermostaten, die durch eine intelligente Regelung der Raumtemperatur den Endenergieverbrauch bei gleichbleibender Energiedienstleistung senken. Ein Beispiel für die Substitution ist der Ersatz eines Ferraris-Stromzählers durch ein Smart Meter.

Im Gegensatz zu anderen indirekten Effekten sind die realisierten Optimierungs- und Substitutionspotenziale nach wie vor der Technologieperspektive zuzuordnen, da sie von der Technologieimplementierung ausgehen und nicht vom Nutzungsverhalten.

Abbildung 3: Systematik der Umwelteffekte von digitalen Informations- und Kommunikationsgeräten



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW; adaptiert nach Pohl et al. (2019)

Für eine Abschätzung der gesamten Umweltwirkungen ist es entscheidend, ob und inwieweit die Optimierungs- und Substitutionspotenziale durch Änderungen im Nutzungsverhalten kompensiert werden. Tritt der unerwünschte Fall ein, dass Effizienzgewinne, die durch technische Optimierung gewonnen wurden, kompensiert werden, spricht man vom Rebound-Effekt. Resultiert beispielsweise der Einsatz effizienterer Geräte in deren vermehrtem Einsatz spricht man von **direkten Rebound-Effekten**. Wird hingegen ein anderes Gut durch die Technologieimplementierung stärker genutzt oder nachgefragt, wird hierfür der Begriff des **indirekten Rebound-Effekts** verwendet. Eine intensiviertere Nutzung des Gerätes oder anderer Güter, die unabhängig vom Effizienzgewinn ist, entspricht dem sogenannten **Induktionseffekt**. Ein Beispiel hierfür ist ein Tablet, das für die Steuerung eines Smart Home Systems angeschafft wird und darüber hinaus für einen verstärkten Medienkonsum genutzt wird. Wirkt sich der Einsatz effizienterer Geräte hingegen positiv auf das Nutzungsverhalten dieses Geräts oder sogar auf andere Lebensbereiche aus, ist von **positiven Auswirkungen** („Beneficial Effects“) oder Spillover-Effekten die Rede (Santarius und Soland 2018).

Entstehen durch den weitflächigen Einsatz von neuen IKT-Anwendungen nicht berücksichtigte Effekte über Wirtschaftsbereiche hinweg, wird zusätzlich zu den Effekten auf Technologie- und Nutzerebene auch von gesamtwirtschaftlichen oder **systemischen Effekten** gesprochen (Horner et al. 2016). Diese können z. B. wachstumsstimulierend sein oder die Änderung von Lebensweisen zur Folge haben (Pohl et al. 2019). Ein Fallbeispiel im Energiebereich wäre eine digitale Steuerungstechnik, die die Netto-Stromnachfrage der nutzenden Personen erhöht und somit zu einem zusätzlichen Bedarf an Erzeugungskapazität und Stromnetzausbau führen kann.

In Anlehnung an die oben diskutierte Systematik werden von den Autor*innen drei Typen von umweltrelevanten Effekten der Digitalisierung im Energiebereich unterschieden:

- ▶ Direkte Effekte aus der Technologieperspektive (Effekte erster Ordnung): Umweltbelastungen des Produktlebenszyklus (Produktion, Nutzung und Entsorgung),
- ▶ Indirekte Effekte aus der Technologieperspektive (Effekte zweiter Ordnung): Optimierungs- und Substitutionseffekte,
- ▶ Indirekte Effekte aus der Benutzer- und Systemperspektive (Effekte dritter Ordnung): Rebound- und Induktionseffekte, Suffizienz- und Spillover-Effekte sowie sämtliche systemischen Effekte.

Die Einteilung bezieht sich damit sowohl auf die Ordnung als auch auf die Perspektive der Effekte und umfasst alle Umwelteffekte, die durch die Anwendung der digitalen Technologien im Energiebereich auftreten können. Die Komplexität und damit auch Unsicherheit zur Bestimmung der Effekte nimmt entlang der Reihenfolge der Effekttypen grundsätzlich zu.

In den folgenden Kapiteln werden die allgemeinen Umwelteffekte der Digitalisierung für den Energiebereich konkretisiert.

2.1.2 Ökologische Wirkungen im Energiebereich

2.1.2.1 Direkte Effekte aus der Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

In die Kategorie der Effekte erster Ordnung fallen die Umweltwirkungen, die direkt durch die Herstellung, den Transport, die Nutzung und die Entsorgung der Geräte und der IKT-Infrastruktur hervorgerufen werden. Mögliche Geräte und Bauteile, die bei den Endnutzer*innen im Energiebereich eine digitale Dienstleistung ermöglichen, sind zum Beispiel folgende:

- ▶ Stromzähler, ggf. inklusive Visualisierungstools: Smart Meter (iMSyS), Smart Meter Gateway (SMGW), Local Metrological Network (LMN), Home Area Network (HAN: Steuerbox, Visualisierung), Steuerbox (CLS-Schnittstelle),
- ▶ Weitere MSR-Technik: z. B. Datenlogger, Netzteile, Displays, Apps auf Smartphones,
- ▶ Server als direkter Bestandteil eines Energieversorgungssystems (z. B. innerhalb eines Quartiers, Smart Grids oder von Dienstleistern),
- ▶ Internet-Infrastruktur: z. B. Router, Switches, Digital Subscriber Line Access Multiplexer (DSLAM), Glasfaser- und Kupferkabel, Rechenzentren und Server.

Komplexere Systeme wie beispielsweise ein Gebäudeleit- oder Strommanagementsystem bestehen aus mehreren Einzeltechnologien und -komponenten, die für jeden Anwendungsfall zusammenzustellen sind. Hinzu kommen die Referenztechnologien (z. B. konventioneller Stromzähler), um die Differenz der Systeme mit und ohne Digitalisierung zu bewerten.

Grundsätzlich können bei den Effekten erster Ordnung mehrere Fälle unterschieden werden. Teilweise kommen im Zuge der Digitalisierung zusätzliche Geräte zum Einsatz, deren Herstellung, Nutzung und Entsorgung komplett der digitalen Anwendung zuzurechnen ist. Beispiele sind Datenlogger, die Daten empfangen oder senden. In anderen Fällen findet ein Ersatz beziehungsweise Austausch vorhandener Geräte durch alternative Geräte statt. Sofern es zu einem Ersatz bestehender Geräte vor Ablauf der theoretischen Nutzungsdauer kommt, können die Umweltlasten der Entsorgung und auch Erzeugung der Altgeräte anhand der zu erwartenden, po-

tenziellen Restnutzungsdauer anteilig dem digitalisierten System zugerechnet werden (siehe Effekte zweiter Ordnung). Ein Beispiel in diesem Zusammenhang sind Smart Meter, die einen konventionellen Stromzähler ersetzen.

Zuletzt kann es sein, dass keine zusätzlichen oder neuen Geräte erforderlich werden, sondern vorhandene Geräte anders bzw. intensiver genutzt werden. Ein Beispiel hierfür ist eine App, die digitale Dienstleistungen beispielsweise im Bereich der Energiesteuerung ermöglicht. Bei diesem Beispiel ist davon auszugehen, dass das Smartphone, auf welchem die Applikation Anwendung findet, sowieso vorhanden ist und daher nicht anteilig der Digitalisierung im Energiebereich angerechnet wird. Allerdings verbraucht das Smartphone mehr Strom in der Nutzung, wenn eine Applikation genutzt wird oder im Hintergrund läuft (siehe z. B. Elliot et al. 2017). Letzteres ist im Rahmen der Lebenszyklusanalyse zu berücksichtigen.

2.1.2.2 Indirekte Effekte aus der Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

Unter den Effekten zweiter Ordnung verstehen wir Umweltwirkungen, die durch die Anwendung der „smarten“ Technologien direkt induziert werden. Es sind damit die indirekten Effekte aus der Technologieperspektive und betreffen Optimierungseffekte und Substitutionseffekte. Mögliche Effekte, die im Bereich der Anwendungsfälle auftreten können, sind die folgenden:

- ▶ Veränderungen der Effizienz nachgeschalteter Geräte, z. B. von Heizungsanlagen, Lüftungen oder elektrischer Verbraucher durch einen effizienteren Betrieb,
- ▶ Energieträgerwechsel, z. B. durch die vermehrte Nutzung von erneuerbarer Energie sowie
- ▶ Ersatz von Material und Reisetätigkeit durch virtuelle Produkte, z. B. durch digitale Ablesung im Vergleich zur vor-Ort-Ablesung.

Die Effekte werden im Folgenden näher beschrieben.

Veränderung der Effizienz nachgeschalteter Geräte

Ein teils explizit durch die digitalen Anwendungen im Energiebereich angestrebter Effekt ist eine positive Auswirkung auf die **Effizienz** von Geräten der Energieerzeugung und -verteilung oder von Haushaltsgeräten bzw. eine **Energieeinsparung**. Diese kann durch die bessere Regelung oder Automatisierung von technischen Geräten wie Heizungen und Haushaltsgeräten erreicht werden (z. B. durch eine Verknüpfung der Heizungssteuerung mit Informationen von Wetterdiensten oder eine intelligente Heizkörpersteuerung in gewerblich genutzten Gebäuden).

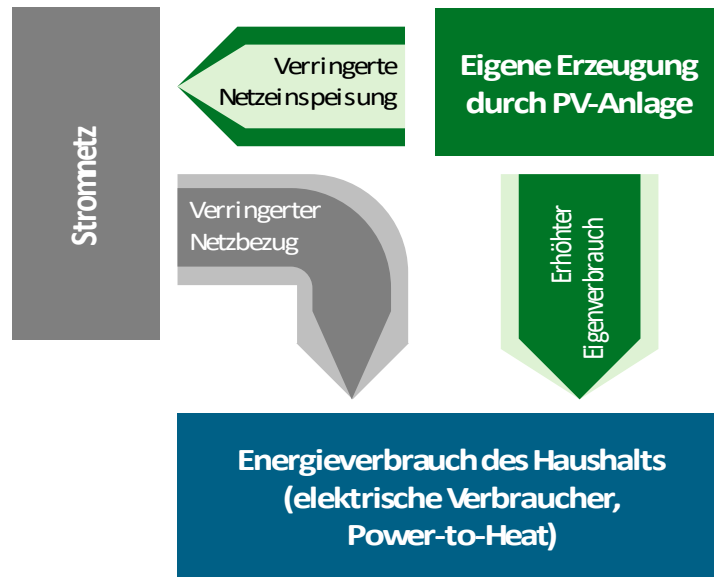
Zudem können als Folge der Digitalisierung ineffiziente Geräte identifiziert werden und anschließend kann der Betrieb der ineffizienten Geräte geändert oder die Geräte ausgetauscht werden. Dieser Effekt wird der zweiten Ordnung zugeschrieben, falls eine automatisierte Handlung hervorgerufen wird wie z. B. bei der Änderung der Heizungssteuerung oder bei einer automatischen Reparaturanfrage. Wird die Ineffizienz der nutzenden Person lediglich als Feedback angezeigt und es muss eine Entscheidung oder Handlung erfolgen, dann wird dieser Effekt der Benutzerperspektive zugeordnet (Effekt dritter Ordnung).

Veränderungen der Energieträgerzusammensetzung

Ein weiterer potenzieller indirekter Effekt ist der Umstieg auf andere Energieträger bzw. eine **Veränderung der Energieträgerzusammensetzung** durch eine Verschiebung der Verbrauchszeiten von Strom und Wärme. Dies betrifft u. a. intelligente Haushaltsgeräte und Heizungen, aber auch allgemeiner ein intelligentes Energiemanagement in Haushalten, Quartieren oder Smart

Grids. So können bei einem erhöhten Eigenverbrauch von Prosumern durch Steuerung und Automatisierung höhere Anteile an erneuerbaren Energien (z. B. Einsatz von PV-Strom für den Wärmepumpenbetrieb) beim eigenen Verbrauch erzielt werden (vgl. Abbildung 4).

Abbildung 4: Beispielhafte Darstellung des Energieträgerwechsels bei einer intelligenten Steuerung eines Prosumer-Haushalts



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Insgesamt kann sich durch eine größere Nutzung von EE-Strom oder EE-Wärme so eine positive Bilanz innerhalb der Systemgrenze ergeben. Wird eine Steuerung implementiert, die auf andere Bedürfnisse als die Erhöhung der Eigenenergienutzung abzielt, z. B. einen lastvariablen Tarif, so kann dies auch zu einer Verschlechterung der Energieträgerzusammensetzung innerhalb der betrachteten Systemgrenze führen.

Die Veränderungen in der Energieträgerzusammensetzung können auf unterschiedliche Weise erreicht werden:

- ▶ automatisierte Verschiebung von elektrischen oder thermischen Verbrauchern,
- ▶ automatisierte Verschiebung von Wärmeerzeugern,
- ▶ Verschiebung der Energiebereitstellung durch Strom- oder Wärmespeicher.

Bei der **Verschiebung von Lasten** ist das Potenzial von Haushalt zu Haushalt sehr unterschiedlich groß. Nacht- oder tagaktive Haushalte mit einer unterschiedlichen Anzahl an verschiebbaren Geräten haben ein stark voneinander abweichendes Verschiebepotenzial, so dass sich beispielsweise in Kombination mit einer PV-Anlage die maximale Steigerung des Autarkiegrades in einer Bandbreite von 0,4–6,6 % bewegt (Scholz 2016). Ungeachtet dessen und der Variabilität der einzelnen Studien lässt sich allgemein ein relevantes Lastmanagementpotenzial bei privaten Haushalten feststellen, welches durch die Inkorporation von Elektromobilität, PV-Speichern oder Nachtspeicherheizungen noch vergrößert werden kann. In Anlehnung an Klobasa et al. (2007) ergeben sich bei einem durchschnittlichen Haushalt maximal verschiebbare Lasten von ca. 1.000 kWh/a. Bei einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh/a entspricht das Verschiebepotenzial damit rund 30 % des Stromverbrauchs.

Die **automatisierte Verschiebung von Wärmeerzeugern** außerhalb von Effizienzgewinnen (vgl. Kapitel 2.1.2.2) bezieht sich hauptsächlich auf die Sektorkopplung und die damit verbundenen Verschiebepotenziale in der Energieträgerzusammensetzung. Power-to-Heat-Technologien lassen sich so für die erhöhte Nutzung des eigenerzeugten Stroms einsetzen. Das technisch verschiebbare Potenzial von Power-to-Heat-Technologien wird in verschiedenen Studien recht breit mit 2,65 bis 17 GW angegeben (Krzikalla et al. 2013; Klobasa 2007). Damit ist dieses Potenzial mindestens genauso hoch, wie das verschiebbare Potenzial im Haushalt ohne Power-to-Heat, das in verschiedenen Studien zwischen 2,7 und 4,1 GW liegt (Frontier Economics 2014; Klobasa 2007; Scholz 2016; Krzikalla et al. 2013).

Insbesondere durch den **Einsatz von Batteriespeichern** kann eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch erreicht werden und so die Nutzung von EE-Strom erhöht werden. Untersuchungen zeigen, dass durch optimiertes Energie- und Lademanagement eine Erhöhung der PV-Eigenstromnutzung von 15–30 % auf 30–70 % möglich ist (EnergieSchweiz 2017; Gähns et al. 2015).

Ersatz von Material und Reisetätigkeit durch virtuelle Produkte

Durch die Kommunikation von smarten IKT-Geräten mit externen Dienstleistern können Energie- und Materialeinsparungen erzielt werden. Ein Beispiel dafür sind Smart Meter: nach Einrichtung des Gerätes erfolgt die Übermittlung des Energieverbrauchs zum Messstellenbetreiber digital und der klassische Ablesetermin entfällt (Aichele und Doleski 2013, S. 206). Dadurch wird die Anreise für den jährlichen Ablesetermin vermieden. Allerdings ist davon auszugehen, dass die Einsparung der Transportprozesse im Verhältnis zum übrigen Material- und Energieaufwand vernachlässigbar ist. Genauso lassen sich Wartungszyklen verlängern oder vermeiden, wenn auf eine prädiktive Wartung auf Basis der erhobenen Messdaten umgestiegen wird. Statt der üblichen Wartungszyklen kann der Zustand der Heizung aus den Messungen abgelesen werden und so die Anreise einer Technikerin oder eines Technikers vermieden werden. Auch darüber hinaus kann es im Zuge der Umstellung auf digitale Lösungen zu Dematerialisierungseffekten kommen, z. B. wenn die Rechnungslegung von Papier auf eine digitale Übermittlung umgestellt wird.

2.1.2.3 Indirekte Effekte aus der Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Die Effekte dritter Ordnung, oder auch Effekte aus der Benutzer- und Systemperspektive, stellen die den Effekten erster und zweiter Ordnung nachgelagerten Effekte dar. Sie lassen sich aufteilen in Verhaltensänderungen (Benutzerperspektive) und systemische Effekte. Direkte Verhaltensänderungen betreffen direkt den Energieverbrauch in dem entsprechenden Bereich. Indirekte Verhaltensänderungen betreffen andere Bereiche. Die Quantifizierung der Effekte dritter Ordnung ist aufgrund der Datenbasis eine Herausforderung und die Ergebnisse sind häufig mit großen Unsicherheiten behaftet.

Verhaltensänderungen (Benutzerperspektive)

Ein zentraler Bestandteil der Effekte dritter Ordnung sind Verhaltensänderungen. In dem Vorhaben werden Verhaltensänderungen mit negativen Umweltwirkungen als direkte und indirekte Rebound-Effekte bezeichnet. Neben diesen negativen Auswirkungen kann es jedoch auch zu umweltentlastenden Verhaltensänderungen kommen. Diese werden als Suffizienz bezeichnet, wenn sie in demselben Bereich auftreten, oder als (positive) Spillover-Effekte, wenn in anderen Bereichen weniger Energie verbraucht wird als erwartet.

Gründe für das Auftreten von Rebound-Effekten, Suffizienz und Spillover-Effekten können sowohl monetäre als auch psychologische oder andere Ursachen sein. Empirische Untersuchungen können diese unterschiedlichen Effekte in der Regel nicht getrennt erheben, sondern es werden

in der Summe die Energieverbrauchsveränderungen bzw. deren Abweichung von der auf Basis der technischen Effizienzsteigerungen zu erwartenden Verbrauchsreduktion gemessen. Diese werden dann häufig auch in Summe als Rebound-Effekt bezeichnet. Insgesamt ist die Höhe der direkten Rebound-Effekte mit hohen Unsicherheiten behaftet – insofern überhaupt Studien vorliegen. Noch schlechter ist die Datenlage zu indirekten Rebound- und Spillover-Effekten. Die indirekten Rebound-Effekte beruhen häufig auf ökonomischen Vorteilen durch das Energiesparen (Einkommenseffekte). Eine differenzierte Betrachtung, welche Ausgaben anstelle der Energiekosten getätigt würden, ist hierfür kaum möglich.

Bei der Abschätzung von zu erwartenden **direkten Verhaltensänderungen** wird von den Studienautor*innen zwischen drei unterschiedlichen Arten von Maßnahmen unterschieden:

- ▶ Technologische Effizienzmaßnahmen,
- ▶ Energieträgerwechsel,
- ▶ Feedback-Systeme.

Nachfolgend erfolgt für diese unterschiedlichen Maßnahmenarten jeweils eine Zusammenstellung der Literaturergebnisse zu den Rebound-Effekten bzw. Verhaltensänderungen.

Unter technologische Effizienzmaßnahmen im Haushalt fallen unter anderem eine Optimierung der Heizungssteuerung, der Austausch von Leuchtmitteln oder die Dämmung eines Gebäudes. Die Maßnahmen können im Wärme- oder Strombereich wirken. Verhaltensänderungen können dazu führen, dass die anvisierten Einsparpotenziale der technischen Effizienzmaßnahmen nicht realisiert werden können. Die in Studien ermittelten Rebound-Effekte unterscheiden sich erheblich, je nachdem für welche Technologien und mit welchen Methoden diese ermittelt wurden. Eine übliche Vorgehensweise ist dabei, die Höhe von Rebound-Effekten über Ausgaben- oder Preiselastizitäten abzuschätzen. Dabei beschränkt sich die Betrachtung dann auf Effekte aus finanziellen Gründen. Psychologische und andere Ursachen, beispielsweise ein Mehrverbrauch aufgrund eines besseren Gewissens oder ein Minderverbrauch aufgrund einer intensiveren Befassung mit dem Thema, können mit dieser Methode nicht ermittelt werden. In anderen Studien werden die Effekte dagegen empirisch über Veränderungen im Energieverbrauchsverhalten oder dem Energieverbrauch ermittelt. In dem Fall werden alle Effekte gemeinsam erhoben, so dass der Anteil von Verhaltensänderungen daran nicht ermittelt werden kann.

Die Ergebnisse zentraler Studien zu Rebound-Effekten werden im Folgenden aufgeführt:

- ▶ Insgesamt für den **Energieverbrauch in Haushalten** wird die Höhe des direkten Rebound-Effekts basierend auf verschiedenen Studien auf rund 10–30 % geschätzt (Jenkins et al. 2011, 14; Maxwell et al. 2011; Chitnis et al. 2014). Das heißt, die Einsparungen sind um diesen Anteil geringer als erwartet. Auf Basis von Preiselastizitäten kommen Chitnis und Sorrell (2015) zu direkten Rebound-Effekten von 59 % für den Gasverbrauch im Haushalt und 41 % für Elektrizität. Unter Einbeziehung von indirekten Effekten landen sie bei Rebound-Effekten von 41 % bzw. 48 %.
- ▶ Im Bereich **Raumwärme** kommt eine Meta-Studie von Greening et al. (2000) zu Rebound-Effekten von 10–30 % beim Heizen. Azevedo (2014) ermittelt auf Basis einer Metastudie für Effizienzmaßnahmen, dass die Rebound-Effekte bei Heizungen bei 2–60 % liegen und bei Warmwasser bei 10–40 %. Basierend auf Panel Daten aus den USA, berechnet Volland

(2016) mithilfe einer linearen Regression die Rebound Effekte für Heizen auf im Durchschnitt 30 %. Hediger et al. (2018) kommen auf Basis von Heizenergie-Daten aus Umfragen in der Schweiz zu einem durchschnittlichen direkten Rebound-Effekt von 12 % und einem durchschnittlichen indirekten Rebound-Effekt von 24 %. Bei einer Interventionsstudie von Suffolk und Poortinga (2016) kam es nach einer energetischen Sanierung bei Haushalten in Wales zu durchschnittlichen Rebound-Effekten von 54 %. Ein Grund für die große Spannweite bei der Höhe der Rebound-Effekte sind – neben unterschiedlichen Methoden und Maßnahmen – dass sich die Höhe der Effekte bei Raumwärme je nach Betrachtungsdauer, Nutzer*in sowie Gebäudetyp unterscheiden (vgl. Sorrell und Dimitropoulos 2008; Galvin 2015; Sunikka-Blank und Galvin 2012).

- Im Bereich **Beleuchtung** sind die direkten Rebound-Effekte auf individueller Ebene eher gering und liegen im Bereich von 5–12 % (Greening et al. 2000; Schleich et al. 2014).

Insgesamt kann auf Basis der Literaturlauswertung abgeschätzt werden, dass der direkte Rebound-Effekt bzw. der Effekt der direkten Verhaltensänderungen für technologische Effizienzmaßnahmen im Haushalt und im Bereich Raumwärme bei 10 % bis 30 % liegt; teilweise aber auch bei bis zu 60 %. Bei der Beleuchtung sind die Effekte mit bis zu 12 % wohl deutlich geringer.

Deutlich weniger Untersuchungen als zu Effizienzmaßnahmen gibt es zu der Frage, ob ein Wechsel zu **erneuerbaren Energieträgern** zu Veränderungen beim Energieverbrauch führt. Einzelne Untersuchungen gibt es zu Solaranlagenbesitzer*innen. Bei einer Umfrage unter 44 Haushalten in Schweden, die eine PV-Anlage besitzen, wurde der Energieverbrauch vor und nach der Installation untersucht. Bei der Mehrheit der Befragten kam es zu keinen großen Verbrauchsänderungen (Palm et al. 2018). In zwei anderen Studien wurden Rebound-Effekte durch die Installation von Solaranlagen quantitativ abgeschätzt. Eine Simulation basierend auf Daten aus den USA kam zu dem Ergebnis, dass es durch die Installation von PV-Anlagen zu einem Anstieg des Energieverbrauchs von rund 5,9 % (bezogen auf die PV-Leistung) kommt (Toroghi und Oliver 2019). Deutlich höhere solare Rebound-Effekte ermittelte eine andere Studie, die den Energieverbrauch von 277 Haushalten mit Solaranlagen mit dem von 4.000 Haushalten ohne Solaranlagen ebenfalls in den USA verglich. Hier betrug der ermittelte Rebound-Effekt 18 % (Qiu et al. 2019). Insgesamt kann der Effekt des Energieträgerwechsels damit auf bis zu 18 % abgeschätzt werden. Allerdings beruhen alle Ergebnisse nur auf der Nutzung von PV-Anlagen.

Digitale Technologien wie Smart Meter oder auch Wandmonitore im Rahmen von Smart-Home-Systemen werden auch als **Feedback-Systeme** eingesetzt, die den Nutzer*innen Rückmeldung zu ihrem Verbrauch geben und diese somit für ihr Verbrauchsverhalten bzw. die Effizienz ihrer Geräte sensibilisieren sollen. Zum Einfluss von Visualisierungen und Feedback-Systemen auf den Energieverbrauch gibt es einige empirische Untersuchungen. Die erhobenen Einspareffekte durch Verhaltensänderungen rangieren zwischen 0 % und bis zu 12 % (Nilsson et al. 2014; Nilsson et al. 2018; Mattern et al. 2010; Delmas et al. 2013; Carrie Armel et al. 2013; Dromaque und Grigoriou 2018; Fraunhofer ISE 2011; Raw und Ross 2011; Hoffmann et al. 2012; Renner et al. 2012).

Während gerade Studien mit einfachem Verbrauchsfeedback häufig nur Einspareffekte von 1–2 % ermitteln, liegen die erhobenen Reduktionen bei differenziertem Verbrauchsfeedback eher höher.

Eine qualitative Studie zu visuellen Feedback-Systemen identifizierte bei den Nutzer*innen drei Arten von Verhaltensänderungen (Hargreaves et al. 2010, 6116):

- ▶ teilweise wurde bei einem beobachteten hohen Verbrauch auf die Suche nach unnötigen Verbrauchern im Haus gegangen,
- ▶ es kam zu Gesprächen und Analysen zum Verbrauch von einzelnen Geräten oder Routinen im Haushalt, mit dem Ziel den Energieverbrauch zu optimieren,
- ▶ seltener wurde von Spillover-Effekten in anderen Lebensbereichen berichtet.

Basierend auf Interviews ein Jahr nach Einführung wurde festgestellt, dass das Wissen zum eigenen Energieverbrauch durch die Feedback-Systeme gestiegen war. Auf längere Sicht wurde jedoch ein „normaler“ Verbrauch von den Nutzer*innen definiert und dann auch keine weitergehenden Maßnahmen ergriffen, um den Stromverbrauch weiter zu senken (Hargreaves et al. 2013). Buchanan et al. (2015) kommen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass längerfristig der Energieverbrauch durch Feedback nicht sinkt. Sie nennen als Risiko, dass durch Fallback-Effekte der Energieverbrauch nach kurzer Zeit auf ein früheres Niveau zurückkehrt oder es sogar zu Rebound-Effekten kommen kann. Allerdings sind dies Studien mit initial geringen Effekten. Bei Studien mit differenziertem Verbrauchs-Feedback gibt es noch keine Ergebnisse zur Langzeitwirkung.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass initial bei der Verwendung von Visualisierungen Energieeinsparpotentiale gehoben werden können. Verhaltensweisen, die sich leicht ändern lassen oder für die Nutzer*innen keine hohe Priorität haben, werden für den Energieverbrauch optimiert. Auf längere Sicht tritt die visuelle Komponente in den Hintergrund und es reduziert sich der Einspareffekt, der je nach Art des Feedbacks bei bis zu 12 % liegt.

Bei den **indirekten Effekten** kann es sich um indirekte Rebound-Effekte (zusätzlicher Ressourcenverbrauch) oder Spill-Over-Effekte (geringerer Ressourcenverbrauch) handeln. Spill-Over-Effekte sind bisher kaum untersucht. Bei den indirekten Rebound-Effekten werden in Studien vor allem die finanziellen Effekte untersucht. Dabei wird davon ausgegangen, dass die durch Effizienzmaßnahmen eingesparten Mittel zu einer Erhöhung des Konsums in anderen Bereichen führen (Einkommenseffekte).

Girod et al. (2011) nennen als eine Möglichkeit, Rebound-Effekte im Rahmen von LCAs zu berücksichtigen, das Konzept des konstanten Konsumverhaltens. Dieses geht davon aus, dass die Menge an Geld, Zeit und andere Haushaltsressourcen, die eingesetzt werden können, ebenso konstant wie die Konsumpräferenzen sind. Wenn die Energiekosten sinken, werden dennoch in derselben Höhe Mittel ausgegeben. Dies kann für dieselben Güter sein (direkter Rebound-Effekt) oder die Mittel können für andere Produkte ausgegeben werden (indirekter Rebound-Effekt). Der Erhöhung des Konsums sind aber Grenzen gesetzt, da auch der Einsatz von Zeit und anderen Haushaltsressourcen limitierende Faktoren sind. Die Umwelteffekte lassen sich ermitteln, wenn bekannt ist, in welchem Umfang sich der Konsum erhöht – und mit welchen Umwelteffekten dies verbunden ist. Die Literaturlauswertung von Girod et al. (2011) zeigt, dass zumindest in der Schweiz die Bereiche Wärme und Strom mit Abstand höhere CO₂-Emissionen je eingesetztem Euro als andere Konsumbereiche aufweisen. Es ist daher bei einer Ausgabe in anderen Bereichen von sehr viel geringeren Rebound-Effekten auszugehen als im Energiebereich.

In der vorliegenden Studie wird eine Quantifizierung der indirekten Effekte mittels dieser Vorgehensweise nicht weiterverfolgt, da es an empirisch fundierten Erkenntnissen fehlt, was die Haushalte mit dem eingesparten Geld machen – falls es überhaupt zu Einkommenseffekten kommt und deren Höhe bekannt ist. Bei vielen Effizienzmaßnahmen, ebenso wie beim Energieträgerwechsel, sind zunächst höhere Investitionen notwendig, so dass die Einkommenseffekte häufig auch eher gering ausfallen. Alternativ werden, wo vorhanden, Ergebnisse von Studien zur

Höhe des indirekten Rebound-Effekten berücksichtigt. Diese Ergebnisse wurden bereits bei der Literaturlauswertung zu den direkten Rebound-Effekten angeführt.

Systemische Effekte

Effekte aus der Systemperspektive können in Bezug auf unterschiedliche Systeme auftreten. Primär können durch neue Anwendungen Veränderungen des Energiesystems induziert oder gefördert werden. Darüber hinaus kann es aber durch digitale Anwendungen im Energiebereich beispielsweise zu Veränderungen im Bereich IKT kommen. Dies könnte der Fall sein, wenn die Menge an Datenabfragen, die für die Anwendungen im Energiebereich notwendig sind, im Vergleich zum gesamten Datenverkehr im Internet von hoher Bedeutung sind. Davon wird aber nicht ausgegangen (vgl. Kapitel 2.2.2.1).

Daneben können noch weitere systemische Effekte auftreten, die über das Energiesystem hinausgehen. Hier sind die Unsicherheiten jedoch aufgrund mangelnder Studien so groß, dass die Wirkzusammenhänge nur qualitativ dargestellt werden können. Zu diesen systemischen Effekten zählen beispielsweise Kostensenkungen von Technologien, die zu deren weiten Verbreitung führen, oder der Ausbau von Technologien, der zu Veränderungen in der Wertschöpfungskette und damit verbundenen Umwelteffekten führt.

Für die Untersuchung von **systemischen Effekten im Energiesystem** ist zunächst zu ermitteln, welche Art von Effekten bei einzelnen Anwendungen auftreten können. Systemische Effekte sind vor allem im Strombereich zu erwarten, da Erzeugung und Nachfrage direkt über das Stromnetz gekoppelt sind. Hier können folgende systemische Effekte auftreten:

- ▶ zeitliche, räumliche oder mengenmäßige Veränderungen in der Erzeugung und im Verbrauch von Strom führen dazu, dass sich der Strommix insgesamt ändert,
- ▶ zeitliche, räumliche oder mengenmäßige Veränderungen in der Erzeugung und im Verbrauch von Strom führen dazu, dass sich die vorhandenen Kapazitäten in der Energieerzeugung ändern,
- ▶ aufgrund von veränderten Erzeugungs- und Stromnachfragemustern verändert sich der Netzausbaubedarf.

2.2 Methodenentwicklung auf Basis der Ökobilanzierung

Nachfolgend wird die für den Projektkontext entwickelte und angewendete Methode zur Bewertung der Umweltwirkungen der Digitalisierung im Energiebereich genauer erläutert.

Dazu wird in Kapitel 2.2.1 die Ökobilanzierung als Basis für das eigene Vorgehen vorgestellt und vor dem Hintergrund der anschließenden Anwendung auf verschiedene Fallstudien konkretisiert. Kapitel 2.2.2 geht auf übergreifende Festlegungen für direkte und indirekte Umwelteffekte in dem Fallstudienansatz ein. Die Kapitel zum Vorgehen greifen jene Aspekte auf, die für mehr als eine der anschließenden Fallstudien zutreffen. Spezifische methodische Aspekte werden in den Kapiteln zu den Fallstudien diskutiert (Kapitel 4 bis 8).

Die Methode wurde im Anschluss an die Anwendung auf fünf Fallstudien evaluiert. Eine Zusammenfassung der Evaluation ist in Kapitel 2.2.3 zu finden.

2.2.1 Beschreibung der Methode und des Anwendungskontextes

Die Ökobilanzierung (oder Life Cycle Assessments, LCA) ist eine etablierte Umweltmanagementmethode zur „Zusammenstellung und Beurteilung der Input- und Outputflüsse und der potenziellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf seines Lebensweges“ (DIN EN ISO 14040 2006). Die Methode kann unterschiedliche Stakeholder dabei unterstützen, die Umweltlast von Produkten entlang ihrer Lebensphasen aufzuzeigen und Verbesserungsmöglichkeiten zu identifizieren. Als Produkte gelten dabei Dienstleistungen, Software, Hardware und verfahrenstechnische Produkte, die materiell oder auch immateriell sein können (DIN EN ISO 14040 2006). Aufgrund ihres Anwendungsziels und ihrer breiten Produktdefinition stellt die Ökobilanzierung ein geeignetes Instrument für die Umweltbewertung von IKT-Geräten und den Dienstleistungen, die von diesen im Energiebereich erbracht werden, dar.

Ökobilanzstudien umfassen gemäß den internationalen Normen vier zentrale Phasen (DIN EN ISO 14040 2006):

- ▶ Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen,
- ▶ Erstellung der Sachbilanz,
- ▶ Wirkungsabschätzung und
- ▶ die Auswertung und Interpretation.

Die für eine Ökobilanz wesentlichen Punkte des Ziel- und Untersuchungsrahmens werden im Folgenden für den fallstudienbasierten Ansatz übergreifend diskutiert. Fallstudien-spezifische Aspekte sowie die Sachbilanz, die Wirkungsabschätzung, die Auswertung und die Interpretation sind Teil der Methoden-anwendung und in den Kapiteln 4 bis 8 nachvollziehbar.

Ziel

Ziel des Projekts war es, eine Methode zur Bewertung der Chancen und Risiken der Digitalisierung im Energiebereich zu entwickeln und diese auf ausgewählte Anwendungsfälle anzuwenden. Das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und co2online als **Auftragnehmer** haben eine entsprechende Methode entwickelt, die im Folgenden vorgestellt wird. Gemeinsam mit dem **Auftraggeber**, dem Umweltbundesamt, und einem Projektbeirat wurden fünf Fallstudien für die Methoden-anwendung ausgewählt. Für diese wurden die Potenziale der Digitalisierung aus Sicht des Klimaschutzes abgeschätzt und eingeordnet. Es wurde ferner darauf eingegangen, ob und unter welchen Rahmenbedingungen und in welchem Umfang die Digitalisierung in den Anwendungsfällen zu einer positiven Wirkung führt. Aus den Anwendungsfällen wurden im Anschluss politische Handlungsempfehlungen abgeleitet. Auch fallstudienübergreifende Ergebnisse sowie die methodischen Grenzen der Vorgehensweise sollten identifiziert werden.

Zielgruppe sind vorrangig Akteure aus Politik und Praxis sowie der Wissenschaft, die sich mit den ökologischen Auswirkungen digitaler Anwendungen im Energiebereich befassen.

Bearbeiter*innen der Fallstudien waren Mitarbeitende des IÖW und von co2online, die mit der Methode der Ökobilanzierung vertraut sind und als Expert*innen in dem jeweiligen Anwendungsbereich der Fallstudien arbeiten. Das Interesse der bearbeitenden Personen und Institutionen in dem Projekt ist wissenschaftlicher Natur. Die Motivation und Werte des IÖW sind im Leitbild³ des Instituts dargestellt. Für co2online sind diese Punkte in einem Mission Statement⁴

³ <https://www.ioew.de/das-ioew/leitbild> (Zugriff: 07.06.2021).

⁴ <https://www.co2online.de/ueber-uns/> (Zugriff: 07.06.2021).

festgehalten. Darüber hinaus halten IÖW und co2online dezentrale Energiekonzepte und die Digitalisierung für potenziell positive Ansätze zur Umsetzung der Energiewende. Eine Bewertung über die ökologischen Potenziale sollte auf wissenschaftlichen Methoden basieren und transparent erarbeitet werden.

Untersuchungsrahmen

Bei den zu untersuchenden **Produktsystemen** handelt es sich um Endverbrauchsanwendungen im Energiebereich mit Beteiligung von digitalen IKT-Geräten (vgl. Kapitel 3). Welche **Funktionen** die Digitalisierung erfüllt, ist von Fallstudie zu Fallstudie unterschiedlich. Häufig zielt eine Dienstleistung darauf ab, die Energienutzung im Haushalt transparenter zu machen und dadurch zu reduzieren. Teilweise ist gerade auch die intelligente Kopplung mit dem umliegenden Energiesystem und die smarte Steuerung der Haushaltsgeräte Ziel der Digitalisierung. Das jeweilige Produktsystem und die Funktion der Digitalisierung wird in den Fallstudien näher beschrieben. Als **funktionelle Einheit** dient das jeweilige Produktsystem nach Einführung des Digitalisierungselementes für ein Jahr im Vergleich zu dem gleichen System vor Einführung des Digitalisierungselementes für ein Jahr (Referenz). Berücksichtigt werden dabei auch die Auswirkungen auf nachgeordnete Geräte und Systeme. Es handelt sich somit weniger um einen Produktvergleich als um einen Systemvergleich der Situation nach Einführung eines Digitalisierungselementes mit der Situation vor Einführung dieses Digitalisierungselementes als Referenzsystem. Die jeweilige funktionelle Einheit sowie darüberhinausgehende **Annahmen und Einschränkungen** werden in jeder Fallstudie separat dargelegt.

Örtlich und **zeitlich** beziehen sich die Fallstudien auf Deutschland und das Referenzjahr 2018. Das heißt, es werden die zu dem Zeitpunkt gültigen rechtlichen, technischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterstellt und Datensätze mit möglichst aktuellem Referenzjahr verwendet. Die Festlegung ist auch für die Definition typischer Energieverbräuche, technischer Ausstattungen und den verwendeten Strommix relevant. Der Einfluss des sich ändernden Strommixes im Zeitverlauf wird bei den Hochrechnungen für das Jahr 2030 berücksichtigt.

Methodisch sind die **Systemgrenzen** des jeweiligen Anwendungsfalles und der **Anwendungsbereich der LCA** zu unterscheiden. Die LCA beschränkt sich hier auf die direkten technologischen Effekte, die durch das konkrete Produktesystem hervorgerufen werden. LCA-Datensätze stellen darüber hinaus eine Datengrundlage für die Bewertung der Effekte höherer Ordnung bereit. Grundsätzlich stellt die Bewertung von indirekten Umwelteffekten im Rahmen der Ökobilanzierung eine Herausforderung dar (u.a. Finkbeiner et al. 2014a; Pohl et al. 2019). Die Ergebnisse sollten daher nicht aggregiert mit den Ergebnissen der Ökobilanz ausgewiesen werden. Am Beispiel indirekter Landnutzungsänderungen kamen viele Standards und Richtlinien zu der Entscheidung, diesen indirekten Effekt aus dem Untersuchungsrahmen der LCA auszuschließen. Da die nutzungsbezogenen und systemischen Effekte ebenfalls außerhalb der klassischen Anwendung einer attributional LCA (ALCA, Erläuterung siehe unten) liegen und einer deutlich höheren Unsicherheit unterliegen, werden die Umweltwirkungen der höheren Effekte separat ausgewiesen. Je nach Datenverfügbarkeit findet eine quantitative Bewertung der nutzungsbezogenen und systemischen Effekte statt. Alternativ oder ergänzend erfolgt eine qualitative Diskussion über die Wirkungen der Effekte höherer Ordnung.

Die Systemgrenzen der fünf Fallstudien in Kapitel 4 bis 8 sind fallspezifisch. Sie umfassen die Produktion, Nutzung und Entsorgung der digitalen Anwendungstechnologien, die für einen definierten Haushalt oder Gebäudetypen zum Einsatz kommen. Hierbei wird die Wirkung von Feedbacksystemen auf Nutzer*innen – soweit vorhanden und abschätzbar – berücksichtigt. Hinzu kommen Material- und Energieströme, die von der digitalen Infrastruktur externer Dienstleister

ausgehen, indem beispielsweise ein Datentransfer über das Internet und eine Datenverarbeitung in einem Rechenzentrum ausgelöst wird. Um dies in der Gesamtbilanz zu berücksichtigen, werden eigene Module mit geeigneten funktionellen Einheiten (z. B. 1 GB Datentransfer) erstellt. Auf diese Weise können die Umweltlasten dem beispielhaft betrachteten Haushalt oder Gebäude anteilig zugeschrieben werden. Zum Vergleich und zur besseren Einordnung der Umweltwirkungen, die von den digitalen Anwendungen ausgehen, werden die Belastungen aus der Bereitstellung, Nutzung und Entsorgung der bereits vorhandenen Energietechnik gegenübergestellt.

Bei den betrachteten Fallstudien handelt es sich in der Regel nicht um Multi-Output-Prozesse⁵. Bei den Effekten 3. Ordnung können im Vergleich zur Referenz jedoch auf Systemebene Wirkungen erzielt werden, durch welche der Einsatz anderer Produktsysteme oder Prozesse sich erübrigt, reduziert oder ersetzt wird. Die Vermeidung bzw. der Ersatz werden modelliert, indem die Umweltlasten markttypischer Produkte gutgeschrieben werden (siehe auch Kap. 0).

Als übergeordnete LCA-Methode wird die Attributional LCA (ALCA) verwendet. Hierbei wird auf historische, gesicherte und messbare **Daten** zurückgegriffen. Oft handelt es sich um generische Daten für spezifische Produkte und Dienstleistungen, bei denen die Herkunft sehr divers ist (European Union 2010, S. 71) (z. B. Strommix für Deutschland in einem bestimmten Jahr).

Alle Daten für die Fallstudien stammen aus der Ecoinvent 3.5 Datendank und der ÖKOBAUDAT oder basieren auf eigenständig modellierten Datensätzen bzw. Modulen. Die Größe und Einsatzhäufigkeit der Geräte, ihre Lebensdauer, ihr Energiebedarf in der Nutzung und der Umfang des Datentransfers in den Anwendungsfällen und Referenzfällen der Fallstudien wurden aus öffentlich verfügbaren Quellen abgeleitet, basieren auf Aussagen aus Experteninterviews oder begründen sich auf eigenen Annahmen und sind als solche kenntlich gemacht. Bei den verwendeten Sekundärdaten und generischen Daten wird auf Aktualität und den räumlichen Bezug geachtet. Der deutsche Strommix, als ein maßgeblicher und über die Zeit veränderlicher Input, wird für das Jahr 2018 abgebildet. Für die Hochrechnungen der Umwelteffekte bis 2030 wurden die Änderungen des Strommixes berücksichtigt. Ziel der Datenzusammenstellung war es, möglichst markttypische Bauteile und Prozesse abzubilden. Die Verwendung von generischen Datensätzen aus einschlägigen LCA-Datenbanken bietet sich daher an. Für einige elektronische Bauteile lagen keine hinreichenden Informationen zur baulichen Zusammensetzung sowie zur Herstellung vor. Gleiches gilt für die Umweltlasten des Datentransfers. Um die Umweltwirkungen dennoch abbilden zu können, wurden Datensätze für generische Elektronikbauteile und für den Datentransfer erstellt (siehe Kapitel 2.2.2.1). Da im Zuge der Studie vornehmlich auf generische Daten aus Datenbanken zurückgegriffen wird, weist die Methode Charakteristika einer Screening-LCA⁶ auf.

Die **Wirkungsabschätzung** der vorliegenden Arbeit erfolgte nach der CML-Methode, einer wissenschaftlich anerkannten Methode, die durch das CML Institute of Environmental Science, University of Leiden entwickelt wurde und regelmäßig aktualisiert wird. Die Methode zählt zu den Midpoint-Ansätzen, die über die jeweiligen Wirkungsindikatoren die potenziellen Veränderungen des Umweltzustandes quantitativ beschreiben. Endpoint-Ansätze versuchen hingegen über die Indikatoren kausale Zusammenhänge zu den Veränderungen der Umweltschutzgüter herzustellen (zum Beispiel menschliche Gesundheit). Für die Ökobilanzierung wird für diese Studie die Software Simapro 9.0 eingesetzt, in der die CML-Methode (aktuell CML-IA baseline, Version

⁵ Multi-Output-Prozesse stellen mehrere Produkte (Haupt- und Nebenprodukte) bereit. Für diesen Fall schlägt die DIN EN ISO 14040 ff. (2006) vor, die Umweltlasten auf die Produkte nach bestimmten Schlüsseln aufzuteilen (gemeint ist die Allokation z. B. nach physischen Größen oder monetären Werten) oder dem Hauptprodukt für jedes Nebenprodukt ökologische Gutschriften zuzuordnen (Systemraumerweiterung).

⁶ Stehen für eine LCA keine oder nur verhältnismäßig wenige spezifische Primärdaten zur Verfügung, kann auf Basis von Sekundärdaten (generische Daten aus Datenbanken oder Durchschnittsdaten) für die Sachbilanz eine erste Abschätzung der Umweltwirkungen in Form einer Screening LCA durchgeführt werden. Sie dient vor allem zur Identifizierung von relevanten Prozessen, Parametern, Stoffströmen, Annahmen etc. die maßgeblich zur Umweltwirkung des Produktsystems beitragen (European Union 2010, S. 13).

4.7) standardmäßig genutzt werden kann. Die in Simapro 9.0 integrierte Methodologie bezieht sich auf das in 2016 durch das CML veröffentlichte Daten-Set (siehe CML 2016), wobei in späteren Jahren umgesetzte Anpassungen und Aktualisierungen (z. B. eine Aktualisierung der Charakterisierungsfaktoren) ebenfalls integriert sind. Insgesamt gibt die Methode Ergebnisse zu zehn Wirkungskategorien aus: Klimaerwärmung (GWP), Versauerung (AP), Eutrophierung (EP), Ozonabbau (ODP), Photochemische Ozonbildung (POCP), Humantoxizität, Ökotoxizität (Land, Süßwasser-Ökosysteme und Salzwasser-Ökosysteme), Verknappung von abiotischen Ressourcen (Stoffe, ADPE) und Verknappung von abiotischen Ressourcen (fossile Energieträger, ADPF).

Die Wirkungskategorie Klimaerwärmung steht im Zentrum der Studie. Die Klimaerwärmung bzw. der anthropogene Treibhauseffekt, resultiert aus einer steigenden Konzentration von Treibhausgasen, vor allem Kohlenstoffdioxid, Methan und Lachgas in der Atmosphäre. Mögliche Klimafolgen sind der steigende Meeresspiegel, häufigere Extremwetterereignisse und Veränderungen in Temperatur und Niederschlagsmustern (IPCC 2018). Für die Charakterisierung wird das Global Warming Potential (GWP) erfasst, welches in CO₂-Äquivalenten (CO_{2eq}) angegeben wird. Da die Verweildauern der Gase unterschiedlich sind, hängen die Äquivalenzfaktoren vom Zeitbezug ab. Meist wird ein Zeitbezug von 100 Jahren gewählt (GWP 100).

Über die Wirkungskategorien des CML-Sets hinaus ist der kumulierte Energieaufwand (KEA) eine weitere Wirkungskategorie zur Bewertung der Umweltwirkungen der Digitalisierung. Der KEA gibt die Summe des Primärenergieaufwandes aus Produktherstellung, Nutzung und Entsorgung an und wird in einer energiebezogenen Einheit (z. B. MJ) dargestellt. Es wird sowohl der Prozessenergieaufwand (z. B. Transporte, Verbrennungsprozesse) als auch der nicht-energetische Aufwand (z. B. stoffliche Nutzung von Erdöl in Form von Kunststoffen) berücksichtigt (Klöpffer und Grahl 2009, S. 78 ff.). Für die Bewertung digitaler Anwendungen im Energiebereich kann über den KEA u. a. abgeschätzt werden, inwieweit die Energieeinsparungen aus den Optimierungs- und Substitutionseffekten durch den Energieaufwand aus dem Herstellungsprozess der benötigten Geräte kompensiert wird.

Die Auswertung der vorliegenden Studie beschränkt sich auf die Klimawirkung und den kumulierten Energieaufwand. Um zu prüfen, ob weitere Wirkungskategorien, wie das Potenzial für den Abbau nicht-fossiler Ressourcen, das Potenzial für den Abbau fossiler Energieträger oder auch das Versauerungspotenzial, eine große Bedeutung aufweisen, kann eine Normalisierung der Ergebnisse der Wirkungsabschätzung nach der CML-Methode erfolgen. Durch die Normierung wird erkennbar, in welchen Wirkungskategorien die untersuchten Produkte besonders hohe Anteile im Verhältnis zu den im Bezugsraum insgesamt auftretenden Aufwendungen und Emissionen verursachen. Somit ist es möglich, einzuschätzen, welche Wirkungskategorien aus Umweltperspektive besonders relevant sind. Im Dialog mit externen Sachverständigen wurde u. a. der abiotische Ressourcenverbrauch als weitere Kategorie für weitere Studien identifiziert.

Die **Auswertung** der Ergebnisse zu den Effekten 1. Ordnung erfolgt in den Fallstudien über die Darstellung des Verhältnisses zu einem analogen Referenzproduktsystem. Die Darstellung der Effekte 2. und 3. Ordnung erfolgt im Vergleich zu den vorgelagerten Netto-Effekten (Netto-Effekte 1. Ordnung im Vergleich zu den Effekten 2. Ordnung; Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu Effekten 3. Ordnung). Die Effekte sind in den grafischen Ergebnisdarstellungen wie folgt zugeordnet:

- ▶ Effekte 1. Ordnung – direkte Umwelteffekte aus der Technologieperspektive nach Implementierung digitaler Komponenten:
 - Digitale Geräte: zusätzliche Geräte, die für den digitalen Anwendungsfall notwendig sind (z. B. Datenlogger, Steuerbox, Smart Meter und Smart Meter Gateway),

- Energienutzung digitale Geräte: Nutzung von Energieträgern (v. a. Strom), die von den digitalen Geräten im Anwendungsfall ausgeht,
 - Datentransfer: Datentransfer über das Internet, der von den digitalen Geräten im Anwendungsfall ausgeht,
 - Sonstiges: sonstige Energie- oder Materialaufwendungen, die durch die digitale Anwendung entstehen (z. B. Fahraufwand für Wartung oder Erstellung und Versand von Rechnungen),
- ▶ Effekte 2. Ordnung – indirekte Umwelteffekte aus der Technologieperspektive nach Implementierung digitaler Komponenten:
- Effizienz: Veränderung der Lebensdauer der Energietechnik und Einfluss auf die Energienutzung, welche durch die technische Steuerung im Anwendungsfall entstehen,
 - Vorzeitige Entsorgung Referenz-Geräte: Entsorgung von Referenz-Geräten vor Ablauf ihrer typischen Lebensdauer, die durch den Austausch durch digitale Komponenten verursacht wird,
- ▶ Effekte 3. Ordnung – Umwelteffekte aus der Benutzer- und Systemperspektive nach Implementierung digitaler Komponenten:
- Benutzerperspektive: Veränderung des Energieverbrauchs, die von der Reaktion der Nutzer*innen auf die digitale Anwendung ausgeht,
 - Systemperspektive: Veränderungen auf den Strommix des Energiesystems, die von den digitalen Anwendungen ausgehen (v. a. Spot- & Intraday-Stromhandel und Primärregelleistung).

Über die Darstellung der aufgeführten Effekte hinaus, erfolgt eine Diskussion der Umweltwirkung des Referenzsystems, also der Umwelteffekte der Grundausstattung im analogen Referenzfalls vor Implementierung digitaler Komponenten. Hierbei wird zwischen folgenden Bestandteilen unterschieden:

- ▶ Energietechnik: Herstellung und Entsorgung der Energieversorgungstechnik, die durch zusätzliche digitale Komponenten gesteuert oder überwacht werden kann (z. B. Gas-Brennwertkessel, PV-Anlage und Batteriespeicher, Wärmepumpe),
- ▶ Energienutzung: Nutzung an Energieträgern (v. a. Erdgas und Strom), die durch zusätzliche digitale Komponenten gesteuert oder überwacht werden können,
- ▶ MRT: Mess- und Regeltechnik (MRT), die zur Messung und Steuerung der Energietechnik und Nutzung notwendig ist und ggf. durch digitale Geräte ausgetauscht wird,
- ▶ Sonstiges: sonstige Energie- oder Materialaufwendungen, die durch den Betrieb der Referenztechnik entstehen (z. B. Fahraufwand für Wartung, Messung und Ablesung oder Erstellung und Versand von Rechnungen).

Die Liste der oben genannten Effekte ist nicht abschließend für die potenziell auftretenden Effekte durch die Digitalisierung im Energiebereich, sondern beschreibt die Form der Zusammenfassung von Umweltwirkungen in der Ergebnisdiskussion und der grafischen Aufbereitung der Ergebnisse. In den fünf Fallstudien können einzelne Effekte nicht vorhanden sein bzw. keine Daten vorliegen. In diesem Fall wird kein Wert in den Abbildungen dargestellt. Darüber hinaus werden jeweils nur die fallspezifischen Effekte 3. Ordnung in den Abbildungen aufgegriffen. In der Diskussion der Ergebnisse werden jeweils besonders relevante Bauteile, Prozesse oder Teilprozesse gemäß ihrer Beiträge zur Gesamtumweltlast identifiziert. Es wird insbesondere darauf eingegangen, unter welchen Rahmenbedingungen und in welchem Umfang die Digitalisierung in den Anwendungsfällen zu einer positiven oder negativen Wirkung führt.

Um die Unsicherheiten in Bezug auf einige Inputdaten und in Bezug auf die systemische Wirkung der Digitalisierung zu berücksichtigen, wurden mit **Sensitivitätsanalysen** in jeder Fallstudie Bandbreiten ausgewiesen. In den Base Case gehen die Annahmen ein, die aus Sicht der Autor*innen am plausibelsten sind. In einem Best Case wurden jeweils die Annahmen zusammengetragen, die zu besonders geringen, und in einem Worst Case die Annahmen, die zu besonders hohen Umweltwirkungen führen. Weiterhin werden die Wirkungen der Anwendung im Verhältnis zur allgemeinen Wärme- oder Stromanwendung des Haushalts bzw. des Gebäudes diskutiert.

Die DIN ISO 14044 (2006) sieht für Studien mit vergleichenden Aussagen zwischen Produktsystemen eine interne oder externe **kritische Prüfung** vor. Die kritische Prüfung „ist ein Prozess zur Klärung, ob eine Ökobilanz die Anforderungen an die Methodik, Daten, Auswertung und Berichterstattung erfüllt und ob sie mit den Grundsätzen [der Ökobilanzierung] übereinstimmt“ (DIN EN ISO 14040 2006). Eine kritische Prüfung durch externe Sachverständige fand im Zuge der Bearbeitung des Vorhabens nicht statt. Stattdessen wurden die verwendeten Daten und Methoden sowie die Ergebnisse und Aussagen zu den Fallstudien zwischen internen, fachkundigen Kolleg*innen des IÖW und von co2online sowie mit dem Auftraggeber intensiv und kritisch diskutiert. Außerdem fand eine Diskussion zur Methode und zu zwei ausgewählten Fallstudien mit externen Sachverständigen statt (siehe Kapitel 2.2.3).

2.2.2 Übergreifende methodische Festlegungen für einen fallstudienbasierten Ansatz

2.2.2.1 Direkte Effekte aus der Technologieperspektive (Effekte erster Ordnung)

Die Effekte der 1. Ordnung umfassen die zusätzlich erforderlichen Geräte, die für den digitalen Anwendungsfall notwendig sind (z. B. Datenlogger, Steuerbox, Smart Meter, Smart Meter Gateway und Server), die Energienutzung der digitalen Geräte und den Datentransfer, der durch die Nutzung der digitalen Geräte bzw. den digitalen Anwendungsfall entsteht. Die verwendete Datengrundlage wird in den folgenden Kapiteln beschrieben. Darüber hinaus wird die Datengrundlage für die Stromerzeugungsanlagen sowie die Speichertechnologien beschrieben, die meist sowohl für die Referenzfälle und die digitalen Anwendungsfälle gleichermaßen benötigt werden.

Wärme- und Stromerzeugungsanlagen sowie Speichertechnologien

Für die Erstellung der LCA der Wärmeerzeugungsanlagen (Herstellung, Transport, Entsorgung inkl. Recycling und Nutzung) und Stromspeicher (Batteriespeicher) wird die Online-Datenbank ÖKOBAUDAT verwendet. Die ÖKOBAUDAT wird vom Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat (BMI) herausgegeben und vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) betrieben. Ziel der Plattform ist das kostenlose zur Verfügung stellen qualitativ hochwertiger Datensätze zu Umweltauswirkungen von Baumaterialien und Bauprozessen.

Der CO₂-Emissionsfaktor für den **deutschen Strommix** des Referenzjahres 2018 wurde aus der Studie „Emissionsbilanz erneuerbarer Energien“ mit einem Wert von 0,551 kg/kWh_{el} übernommen (Lauf et al. 2019, S. 84). Neben den direkten Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger sind hierbei auch die indirekten Emissionen aus den Vorketten (z. B. Kraftwerksbau) und der Nutzung von Hilfsenergie sowie die Netzverluste berücksichtigt. Da für den KEA kein vergleichbarer Wert vorliegt, wurde dieser selbst auf Grundlage der in Ecoinvent 3.5 enthaltenen Datensätze berechnet. Die in Ecoinvent 3.5 enthaltenen Datensätze zur **Stromproduktion** aus Einzeltechnologien für Deutschland sind teilweise älteren Datums (z. B. 2011 für Steinkohle-Kraftwerke). Um die technologischen Verbesserungen im Erzeugerpark abzubilden, wurde der jeweilige Wirkungsgrad für fossile Kraftwerke (Erdgas, Steinkohle, Braunkohle) dem durch das UBA veröffentlichten durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrad aus dem Jahr 2018 angepasst (UBA 2018). Der Strommix für das Jahr 2018, das heißt der Anteil der Erzeugungstechnologien pro Kilowattstunde Elektrizität, ist für die Berechnung des KEA von Fraunhofer ISE (2019) übernommen. Bezogen auf die Endverbraucherin oder den Endverbraucher (Niederspannungsnetz) ergibt sich auf dieser Datengrundlage ein KEA von 9,6 MJ/kWh_{el}. Dieser Wert ist im Abgleich mit Fritsche und Greß (2018) plausibel. Für die Hochrechnung der Klimawirkung wurde der Strommix anhand des „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019“ (BNetzA 2019a, S. 104) für das Jahr 2030 abgebildet und mit den technologiespezifischen Prozessdatensätzen in Ecoinvent modelliert.

Stromzähler: Smart Meter, Smart Meter Gateway und Ferraris-Zähler

Aufgrund der Aktualität, der guten Dokumentation der Daten und der Verfügbarkeit von Daten für einen konventionellen Stromzähler als Referenztechnologie, werden Material- und Energieeinsatz für einen Smart Meter von Sias (2017) übernommen. Mit Datensätzen aus Ecoinvent wird ein Prozessdatensatz für ein Smart Meter abgebildet (siehe Tabelle 1). Über den Massenanteil lassen sich im Zuge der Methodenanwendung unterschiedlich schwere Geräte abbilden, sofern dies aufgrund deutlicher Unterschiede im Gewicht der Geräte sinnvoll erscheint.

Tabelle 1: Materialien- und Energieeinsatz eines Smart Meter nach Sias (2017)

Material	Wert	Einheit	Quelle / verwendeter Prozessdatensatz
Kupferkabel	2,6	g	Ecoinvent „Copper wire, technology mix, consumption mix, at plant“
Leiterplatte	95,7	g	Ecoinvent Printed wiring board, mounted mainboard, laptop computer, PB containing {GLO} market for Cut off“
Aluminium	0,3	g	Ecoinvent „Aluminium, production mix, at plant/RER“
Stahl	87,5	g	Ecoinvent „Steel, low allowed, {GLO} market for Cut off“
Glas	8,7	g	Ecoinvent „Glass fibre, {GLO} market for Cut off“
Plastik	611,5	g	Ecoinvent „Polycarbonate, {GLO} market for Cut off“
Li-Ion Batterie	9,4	g	Ecoinvent „Battery, Li-ion, rechargeable {GLO} market for Cut off“

Kupfer	171	g	Ecoinvent „Copper {GLO} market for Cut off“
Anderes	3	g	Nicht berücksichtigt
Strombedarf Herstellung	1,64	kWh	Strommix Deutschland
Gesamtgewicht	989,7	g	Sias (2017)
Lebensdauer	12	Jahre	Annahme

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Nur eingeschränktes Erfahrungswissen gibt es zur Lebensdauer der Geräte. Die EU-Mitgliedstaaten haben bei der Kosten-Nutzen-Analyse für den Smart Meter Rollout im Schnitt eine Lebensdauer von 15–16 Jahren angenommen, wobei die Angaben zwischen 8 und 50 Jahren liegen. Eine Auswertung von technischen Datenblättern und Studien kommt zu dem Ergebnis, dass die Lebensdauer bei 10–20 Jahren liegt (Aleksic und Mujan 2016; Sias 2017; European Commission 2014; European Commission DG Energy 2019). In Deutschland ist für Smart Meter eine Eichfrist von 8 Jahren vorgesehen. Dies ist doppelt so häufig wie beim Ferraris-Zähler. Die Firma Discovery gibt für seine Geräte an, dass die Zähler in der Regel nach Ablauf der Eichfrist ausgetauscht werden, die Smart Meter insgesamt aber eine höhere Lebensdauer haben⁷. Basierend auf diesen unterschiedlichen Angaben wird in der vorliegenden Studie für den gesamten Smart Meter als Standardwert von einer Lebensdauer von 12 Jahren ausgegangen, als Best und Worst Case werden 8 und 20 Jahre betrachtet. Als Restlebensdauer des ausgetauschten Ferraris-Zählers wurden nach der Studie von Ernst&Young (2013) zum Smart Meter Rollout 11 Jahre angenommen.

Begriffsdefinition Smart Meter

Im deutschen Messstellenwesen werden nach Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) und auch dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), das den Rollout begleitet, zwischen einer modernen Messeinrichtung (nach §2 Abs. 1 Nr. 15 MsbG), einem Smart-Meter-Gateway (SMGW) und einem intelligenten Messsystem, kurz iMSys (nach §2 Nr. 7 MsbG) unterschieden. Dabei stellt das intelligente Messsystem die Kombination aus der modernen Messeinrichtung und der Kommunikationsschnittstelle, dem SMGW, dar.

Der Begriff „Smart Meter“ wurde in der aktuellen europäischen Gesetzgebung festgelegt und entspricht im deutschen im Wesentlichen dem intelligenten Messsystem. Laut der Richtlinie 2019/944 (Artikel 2(23)) bezeichnet der Ausdruck „intelligentes Messsystem“ bzw. „smart metering system“ ein „elektronisches System, das in der Lage ist, die in das Netz eingespeiste oder die daraus verbrauchte Elektrizität zu messen, das mehr Informationen als ein konventioneller Zähler liefert und mittels elektronischer Kommunikation Daten zu Informations-, Kontroll- und Steuerungszwecken übertragen und empfangen kann.“

Im Gegensatz dazu bezeichnet ein „konventioneller Zähler“ nach Richtlinie 2019/944 (Artikel 2(22)) „einen analogen oder elektronischen Zähler, der Daten nicht übermitteln und empfangen kann“. Eine moderne Messeinrichtung ohne Kommunikationsschnittstelle, zählt daher nach dieser Definition nicht zu den Smart Metern. Allerdings sind in der EU keine Anforderungen an die Kommunikationsschnittstelle vergleichbar mit denen des BSI vorausgesetzt.

⁷ Telefonisches Interview mit dem Geschäftsführer eines Messstellenbetreibers; 18.3.2020, sowie Ergänzungen per Mail vom 30.4.2020.

Ein Datensatz zur Zusammensetzung und Herstellung eines **Smart Meter Gateway** konnte nicht gefunden werden. Aus diesem Grund wurde der Smart Meter Gateway mithilfe des Prozessdatensatzes zur generischen Elektronik modelliert (siehe unten). Als Gewicht wurde auf der Grundlage von Datenblättern jeweils ein Wert von 200 g angenommen.

Die Studie von Sias (2017) enthält analog zum Smart Meter einen Datensatz für einen **konventionellen Stromzähler** als Referenztechnologie (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Materialien- und Energieeinsatz eines konventionellen Stromzählers nach Sias (2017)

Angaben pro Stück

Material	Wert	Einheit	Quelle / verwendeter Prozessdatensatz
Kupferkabel	54,7	g	Ecoinvent „Copper wire, technology mix, consumption mix, at plant“
Aluminium	340,8	g	Ecoinvent „aluminium, primarx, ingot {RoW} market for Cut off“
Stahl	265,4	g	Ecoinvent „Steel, low allowed, {GLO} market for Cut off“
Glas	744,3	g	Ecoinvent „Glass fibre, {GLO} market for Cut off“
Plastik	245,4	g	Ecoinvent „Polycarbonate, {GLO} market for Cut off“
Messing	2	g	Ecoinvent „Brass {RoW} market for Cut off“
Gummi	0,3	g	Ecoinvent „Synrthetic rubber { GLO } market for Cut off“
Strombedarf Herstellung	1,64	kWh	Strommix Deutschland
Gesamtgewicht	1.653	g	Sias (2017)
Lebensdauer	16	Jahre	Ernst&Young (2013)

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Für Smart Meter, Smart Meter Gateway und den konventionellen Stromzähler wird für die Entsorgung der Datensatz „Waste electric and electronic equipment“ aus Ecoinvent herangezogen.

Server als direkter Bestandteil des digitalen Anwendungsfalles

Server können ein direktes Bauteil bzw. Modul eines digitalen Anwendungsfalles sein. Dies ist dann der Fall, wenn Server explizit wegen der digitalen Anwendung neu errichtet werden und auch ausschließlich oder primär den Zweck der Speicherung und Verarbeitung von Daten für das betrachtete Energieteilsystem erfüllen. In anderen Fällen sind sie ein Teil der übergeordneten Internetarchitektur, die für den Datentransfer zur Verfügung steht und genutzt wird. Sie dienen in diesem Fall nicht ausschließlich dem Anwendungsfall, sondern erbringen zahlreiche andere Leistungen bzw. Nutzen. Ein Unterschied ergibt sich in der Modellierung insofern, als im ersten Fall der gesamte Server dem Anwendungsfall angerechnet wird, während die Server im zweiten Fall Teil des Moduls Datenübertragung und -verarbeitung sind, für das die funktionelle Einheit 1 GB herangezogen wird (siehe unten) und nur eine anteilige Anrechnung erfolgt.

Schödwell und Zarnekow (2018) beschreiben in ihrer Studie „Kennzahlen und Indikatoren für die Beurteilung der Ressourceneffizienz von Rechenzentren und Prüfung der praktischen Anwendbarkeit“ die Ressourceninanspruchnahme der Servertypen Blade- und Rackserver inklusive der Lebenswegabschnitte Herstellung, Transport, Nutzung und Entsorgung. Die verwendeten Materialien sind unterteilt nach Bauteilen, z. B. Gehäuse, Lüfter, Festplatten, Prozessoren, Netzteile etc. angegeben. Die Studie enthält auch Aussagen zu durchschnittlichen Datenübertragungsraten und der Leistungsaufnahme, sodass sich der Strombedarf ableiten lässt. Für die vorliegende Arbeit wurden sowohl Rack als auch Blade Server in Simapro 9.0 anhand der in Ecoinvent 3.5. vorhandenen Komponenten und Prozessmodule (z. B. Stahl, Kunststoffe, Kupfer) modelliert, so dass sie in die LCA integriert werden können. Schödwell und Zarnekow (2018) wählen für die Modellierung der aus ökologischer Sicht bedeutsamen Leiterplatte einen detaillierten Ansatz. Die Datensätze zur unbestückten Leiterplatte, zu den integrierten Schaltkreisen Prozessor und zum Arbeitsspeicher wurden anhand der Datensätze nach Prakash et al. (2013; 2016) einzeln modelliert. Aus dem bestehenden Ecoinvent Motherboard-Datensatz „*market for printed wiring board, mounted mainboard, desktop computer, Pb containing*“ wurden diese Teile Schödwell und Zarnekow (2018) zufolge schließlich rausgerechnet und durch die eigens erstellten Datensätze ersetzt. Da die Umweltbelastungen aus diesem zusammengesetzten Datensatz bei einem ersten Screening vergleichbar zu bereits bestehenden ecoinvent Datensätze bestückter Leiterplatten waren, wurde diese Methode bei der Modellierung des Rackservers aus Gründen der Konsistenz ebenfalls umgesetzt. Die Qualität der Daten aus der Studie von Schödwell und Zarnekow (2018) wird als hoch eingeschätzt, ebenfalls positiv ist die Aktualität der Daten.

Datenübertragung und Datenverarbeitung

Zu den Effekten erster Ordnung zählen die aus der Anwendung der IKT resultierende Datenübertragung und Datenverarbeitung und die damit verbundenen Umweltwirkungen. Aus Perspektive des Klima- und Umweltschutzes sind vor allem die Menge an Strom und Stoffen relevant, die für die Datenübertragung und -verarbeitung aufgewandt werden. Zudem beeinflusst die Zusammensetzung des Strommixes und dabei vor allem der Anteil erneuerbaren Stromes die Höhe der klimaschädlichen Emissionen.

Wichtige Kenngrößen für die Bestimmung der Umweltwirkungen sind somit der **Strombedarf** in Kilowattstunde pro Gigabyte in der Nutzungsphase sowie der **Geräte- und Bauteilaufwand** pro Gigabyte, aus dem sich der Energie- und Stofffluss für die Herstellung und Entsorgung der IKT-Geräte ergibt. Über die Prozessketten sind die in den verbauten Materialien steckenden Energieaufwendungen ebenfalls berücksichtigt.

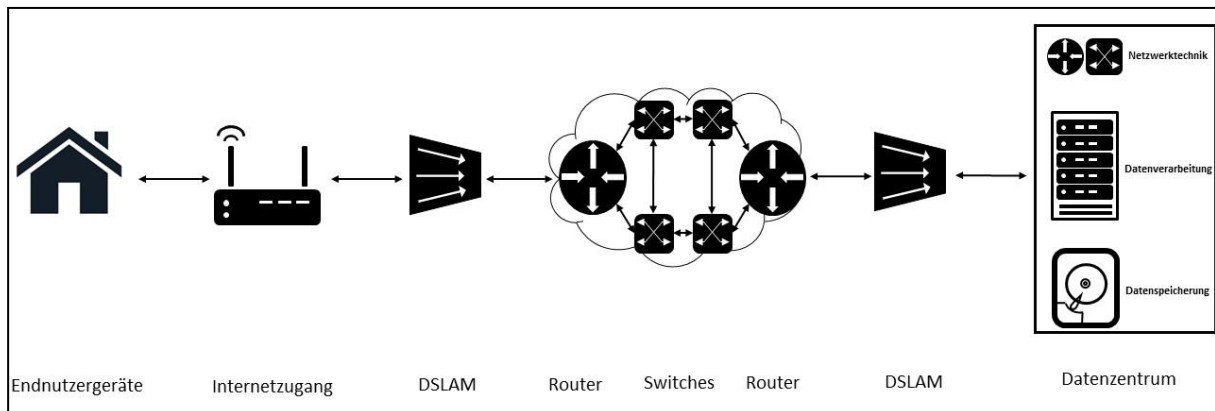
Für den Datentransfer wird an vielen verschiedenen Stellen und in unterschiedlichen Bauteilen Strom verbraucht, weshalb zunächst eine Erfassung der Bauteile in der Internet-Infrastruktur und eine Beschreibung der Funktionsweise sinnvoll ist.

Die Geräte der Endnutzer*innen benötigen Strom, um Datenanfragen zu senden oder Daten zu empfangen. Dies können zum Beispiel neben Desktop-Rechnern, Laptops, Smartphones und Tablets auch Smart Meter und Datenlogger mit Internet-Anschluss sein. Wenn eine Endnutzerin oder ein Endnutzer Daten von einem Server herunterladen möchte, so durchläuft diese Transaktion viele verschiedene Knotenpunkte und Übertragungsleitungen der Netzinfrastruktur. Zunächst sendet beispielsweise ein Rechner eine Anfrage zum Herunterladen einer Datei. Diese Anfrage wird nach *dem Internet Protocol* in Datenpaketen verschickt. Die erste Station eines Datenpakets ist der häusliche Router, der der Nutzerin oder dem Nutzer den Internetzugang ermöglicht. Ab diesem Knotenpunkt bewegt sich der Datentransfer in der Internet-Infrastruktur.

In Abbildung 5 ist schematisch die Netzinfrastruktur dargestellt. Die nächste technische Ebene sind die DSL-Zugangsmultiplexer, die auch Digital Subscriber Line Access Multiplexer (DSLAM)

genannt werden. DSLAM stehen an Orten, an denen mehrere Teilnehmeranschlussleitungen beispielsweise aus mehreren Gebäuden zusammenlaufen. DSLAM sind technisch gesehen ebenfalls Router, bei denen mehrere Anschlussleistungen zusammenlaufen und die den Datenverkehr der Endkund*innen eines Internetproviders sammeln und an einen regionalen Breitbandknotenpunkt (Point of Presence, PoP) weiterleiten. Von dort aus geht die Datenanfrage aufgeteilt in Datenpakete ihren Weg durch das Netz an Kabeln, Routern, Switches und Repeatern.

Abbildung 5: Schematische Darstellung der Internet-Architektur



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Beim Festnetz-Internet verbrauchen die für die Weiterleitung der Informationspakete verantwortlichen Router, Switches, Repeater und Server in den Knotenpunkten (PoP) Strom. Besonders auf längeren Strecken kann es zur Abschwächung des Datensignals kommen, weshalb Signalverstärker (Repeater) benötigt werden (Costenaro und Duer 2012). Letzte Station des Datentransfers sind die Rechenzentren mit den Servern. Diese können in drei Kompartimente aufgeteilt werden: Server für die Datenverarbeitung, Festplatten für die Datenspeicherung und die Netzwerktechnik für die Datenübertragung. Es kommen dabei jeweils unterschiedliche Geräte zum Einsatz mit unterschiedlich hohen Stromverbräuchen. Zusätzlich wird in den Rechenzentren Strom für die Kühlung der Server, die Beleuchtung und Belüftung benötigt (Benndorf 2016).

In der vorliegenden Studie wird der Stromverbrauch pro GB an übertragenen Daten und anschließend gespeicherten Daten anhand der beteiligten Geräte gemäß Abbildung 5 ermittelt. Dieser Bottom-up-Ansatz orientiert sich an der Vorgehensweise anderer Studien (z. B. Leuenberger und Frischknecht 2010; Costenaro und Duer 2012; Aslan et al. 2018) und wurde mit Fachleuten von der Forschungsgruppe Internet Architecture (INET) vom Max-Planck-Institut für Informatik sowie vom Umweltbundesamt diskutiert und abgestimmt. Der Ansatz beinhaltet stellenweise größere Unsicherheiten, sorgt jedoch auch für eine bessere Nachvollziehbarkeit und für einen höheren Detailgrad als ein Top-Down-Ansatz, wie er basierend auf der Studie von Andrae und Edler (2015) zum Energieverbrauch des globalen Datentransfer durchgeführt werden könnte. Der Material- und Energieaufwand für die Herstellung der Geräte (Server, Router, Kabel etc.) wird mit der gleichen Methode abgebildet.

Zunächst muss, um den jährlichen Strombedarf der Datenübertragung über jede Station abzuschätzen, erhoben werden, wie groß die Leistungsaufnahme und die jährliche Nutzungsdauer der jeweiligen Geräte sind. Anschließend wird über die maximale Datenübertragungsrate und die tatsächliche Auslastung und die Nutzungsdauer abgeschätzt, wie hoch der Stromverbrauch des Gerätes pro Gigabyte ist. Für die Ermittlung des Geräteeinsatzes in Stück pro Gigabyte bedarf es zusätzlich einer Information über die Lebensdauer der Geräte. Die Vorgehensweise und die Datenquellen werden für jedes Bauteil im Folgenden genauer beschrieben.

Da das Nutzungsendgerät je nach Fallstudie variiert, wird dieses im Modul Datenübertragung ausgespart und für jede Fallstudie erstellt (siehe unten). Teil der Internetarchitektur sind aber unabhängig von der Art des Endnutzungsgerätes die sogenannten Internet Access Devices, z. B. Modem bzw. Router, die das Gerät mit dem Internet verbinden. Es folgen als nächste technische Ebene die DSLAM-Geräte, die Kabel, Router, Switches, Repeater und die Server in den Datenzentren. Der Weg kann je nach Standort des Servers, auf dem die abgefragten Daten gespeichert sind, unterschiedlich lang und komplex sein.

Mit dem Computerprogramm Traceroute kann der „Weg“ einer Anfrage nachvollzogen werden. Traceroute ermittelt für eine konkrete Anfrage (z. B. Wetterprognosedaten des DWD oder eines anderen Wetterdienstes), über welche Router und Internetknotenpunkte Datenpakete zum abgefragten Rechner bzw. Server gelangen. Zwischen diesen „sichtbaren“ Routern befinden sich zusätzliche „unsichtbare“ Switches, wobei nach Expert*inneneinschätzung pauschal von drei „unsichtbaren“ Switches zwischen zwei „sichtbaren“ Routern ausgegangen werden kann. Auf Grundlage einer Analyse mit Traceroute sowie einer Einschätzung der Forschungsgruppe Internet Architecture (INET) vom Max-Planck-Institut für Informatik gehen wir von 18 Knotenpunkten als generellem Wert aus. Dieser Wert liegt im Bereich der Anzahl an Knotenpunkten, die in anderen Studien mit Bottom-up-Methoden ermittelt wurden (Aslan et al. 2018). Die Anzahl der Repeater ist analog der Anzahl der Knotenpunkte gesetzt. Die Länge der Kabel wird aus einer beispielhaften Analyse eines Datentransferprozesses des Max-Planck-Instituts auf einen Durchschnittswert von 100 km zwischen zwei Knotenpunkten angenommen. Tatsächlich können die Abstände stark variieren, beispielsweise zwischen einer transatlantischen- oder einer innerstädtischen Verbindung. Es wird davon ausgegangen, dass es sich um Glasfaserkabel handelt.

Die Datenübertragungsraten und Leistungsaufnahmen von Internetmodem, DSLAM und Router bzw. Switches wurde jeweils über die Datenblätter verschiedener Gerätemodelle und Größenklassen abgeschätzt. Die Werte stammen aus Datenblättern der Firmen Cisco, Zyxel und AVM (FRITZ!Box). Die Bandbreite an Datenübertragungsraten ist jedoch bei unterschiedlichen Modellen eines Gerätetyps (z. B. Router) teilweise enorm groß. Für die Bilanzierung wurde der Mittelwert der Datenübertragungsrate unterschiedlicher Modelle gebildet. Die Inputdaten sind mit Blick auf die Datenübertragungsrate mit großen Unsicherheiten behaftet. Der Stromverbrauch der Repeater berechnet sich aus der Gesamtanzahl der Repeater und deren Stromverbrauch aus Costenaro und Duer (2012). Die Rechenzentren werden nach Schödwell und Zarnekow (2018) modelliert. In Absprache mit Fachleuten der Forschungsgruppe INET werden hier Rackserver angenommen. Die Stromverbräuche der einzelnen Kompartimente eines Rechenzentrums (Server, Speicher, Netzwerktechnik) wurden anhand der Verbrauchsdaten der untersuchten Rechenzentren aus Schödwell und Zarnekow (2018) berechnet. Da voraussichtlich nicht durchgängig die technisch mögliche Datenübertragungsrate tatsächlich erreicht wird, geht die Studie für die meisten Geräte pauschal von einem Nutzungsfaktor von 50 % aus. Dieser Wert liegt innerhalb der Bandbreite von Nutzungsraten, die Aslan et al. (2018) in einem Review verschiedener Studien ermittelten (15 bis 100 %). Für die Rechenzentren werden die realen Auslastungen der in Schödwell und Zarnekow (2018) untersuchten Rechenzentren und Kompartimente übernommen. Über die Lebensdauer der Geräte, die aus Müller et al. (2012) übernommen ist, kann anschließend der Geräteeinsatz in Stück pro GB berechnet werden. Tabelle 3 führt die Annahmen und Ergebnisse zum Strom- und Geräteeinsatz der Internet-Infrastruktur auf. Die Anzahl der Internet-Zugangsgeräte und DSLAM ergibt sich aus der Annahme, dass bei Sender und Empfänger der Daten dieses Bauteil jeweils einmal vorhanden ist.

Tabelle 3: Bauteile und Materialaufwand pro GB für einen beispielhaften Datentransferprozess

Bauteil	Anzahl	Lebensdauer [Jahre]	Technische Datentransfer-rate [Mbps]	Geräteeinsatz [Stück pro GB]	Stromverbrauch [kWh pro GB]
Internet-Zugangsgerät	1	5	500	$2,2 \times 10^{-7}$	0,00014
DSLAM	2	6	1.280	$1,3 \times 10^{-7}$	0,00034
Router	54	5	10.000	$7,8 \times 10^{-7}$	0,08841
Signalverstärker	18	5	10.000	$2,0 \times 10^{-7}$	0,00228
Kabel	1800	50	1.850	$1,08 \times 10^{-5}$	-
Rechenzentrum (Server)	1	3	215	$1,1 \times 10^{-6}$	0,66021
Rechenzentrum (Speicher)	1	3	114	$2,1 \times 10^{-6}$	0,40041
Rechenzentrum (Netzwerk)	1	3	560	$4,3 \times 10^{-7}$	0,04596

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Insgesamt beträgt die Summe der Stromverbräuche aller beteiligten Geräte 1,2 kWh/GB. Die Studie von Andrae und Edler (2015) weisen für das Jahr 2018 Werte zwischen 1 und 2,25 kWh/GB aus. Der Wert ergibt sich aus dem Gesamt-Stromverbrauch für IKT und dem globalen Datenvolumen. Berücksichtigt sind in dieser Bandbreite die laut Andrae und Edler (2015) vorhandenen Unsicherheiten in Bezug auf die spezifischen Strombedarfe, die Marktentwicklung und die zu erwartende Effizienzsteigerung der eingesetzten Geräte. Die Werte nach Andrae und Edler (2015) enthalten allerdings den Strombedarf der Endnutzungsgeräte. Damit liefert die oben beschriebene eigene Berechnung einen im Vergleich zu Andrae und Edler (2015) etwas höheren, nach Expert*inneneinschätzung realistischeren Wert.

Um den Strombedarf in die Zielgröße CO₂-Äquivalente pro GB zu überführen, bedarf es außerdem eine Information zur Zusammensetzung des Strommixes. In Frage kommt je nach Anwendungsfall der deutsche oder auch der globale Strommix. Die Entscheidung, welcher Strommix hinterlegt wird, hängt davon ab, wo die abgefragten oder gesendeten Daten gespeichert werden. Da die Anwendungsfälle eine Speicherung der Daten auf Servern in Deutschland erfolgt, wird der Strommix Deutschland (Bezugsjahr 2018) herangezogen. Eine Analyse zur Umweltrelevanz des Datentransfers verdeutlicht, dass der allergrößte Teil der Umweltwirkung in den Wirkungskategorien Klimawirkung und Verknappung von abiotischen Ressourcen (bezogen auf ein Gigabyte) aus dem Stromverbrauch der Geräte und insbesondere der Rechenzentren in der Nutzungsphase resultiert.

Datennutzung

Die quantitativen Angaben zur Datennutzung, d. h. zum Umfang der jährlich übertragenen, verarbeiteten und gespeicherten Daten, wurden nach Möglichkeit im Zuge der Fallstudienbearbeitung in Expert*innen-Interviews abgefragt und eingeordnet. Alternativ können in bestimmten Fällen eigene Messungen durchgeführt werden. Liegen auf diesem Wege keine Angaben vor, wird auf bekannte Datentransfermengen ähnlicher Prozesse zurückgegriffen.

Viele digitale Energiedienstleitungen bieten die Nutzung von Kundenportalen an. Für einen konkreten Kundenportalbesuch durch die Nutzer*innen liegen häufig keine Informationen über den dadurch entstehenden Datentransfer vor. Die Autor*innen leiten den Datenumfang für diese Fälle über eine Abschätzung her. Die berechnete Datenmenge basiert auf einer pauschalen Annahme

zu der Zeit, die Nutzer*innen bzw. Haushaltsbewohner*innen in Summe pro Jahr auf dem Kundenportal mit einem Endgerät verbringen. Ein Portalaufenthalt wird mit einem Aufruf von 1 Seite pro Minute und mit einem Datenverbrauch von 2 MB pro Seite abgeschätzt. Der Datentransfer pro Seite basiert auf HTTP Archive (2020). Die unterstellte Verweildauer pro Seite basiert auf einem empfohlenen Branchenzielwert (vgl. Spinutech, Inc. 2020).

Generische Elektronik

Durch die Digitalisierung im Energiebereich kommt eine Vielzahl unterschiedlicher elektronischer Geräte zum Einsatz. Zu einigen wichtigen Technologien, wie dem Smart Meter oder den Rechenzentren existieren recht detaillierte Datensätze und Ökobilanzen, auf deren Grundlage Prozessdatensätze in SimaPro erstellt werden konnten. In vielen anderen Fällen liegen hierfür keine hinreichenden Informationen und Daten vor. Zum Teil kann dies daran liegen, dass manche Geräte wie das Smart Meter Gateway noch nicht flächendeckend zum Einsatz kommen und daher keine Erfahrungswerte vorliegen. Andere Geräte haben einen recht eingeschränkten Anwendungsbereich, sodass bislang kein hinreichendes Interesse bestand, eingehende Analysen zu den Herstellungsprozessen und der Materialzusammensetzung durchzuführen.

Somit lagen für mehrere IKT-Geräte keine hinreichenden Informationen zu den eingesetzten Komponenten oder Materialien vor. Eine Auswertung von technischen Datenblättern und sonstigen Herstellerangaben stellte sich als nicht ausreichend dar. Die Beschaffung von Primärdaten zu diesen Geräten über Herstellerbefragungen war im Rahmen des Projektes nicht vorgesehen und erscheint in einigen Fällen aufgrund der vergleichsweise geringen Relevanz für das Ergebnis nicht erforderlich. Um die entsprechenden Geräte zumindest nicht auszublenden und möglichst realitätsnah abbilden zu können, wurde ein Datensatz zu generischer Elektronik erstellt. Dieser Datensatz basiert auf der typischen Materialzusammensetzung von IKT-Geräten. Der Datensatz basiert auf Abfallanalysen, sodass in die Datengrundlage diverse IKT-Geräte eingehen und somit von einer breiten Repräsentativität auszugehen ist.

Die Europäische Union unterscheidet in ihrer Richtlinie 2012/19/EU über Elektro- und Elektronik-Altgeräte zehn Kategorien von Geräten. Kategorie 3 umfasst IT- und Telekommunikationsgeräte zu denen beispielsweise PCs, Handys oder Server zählen. Im Folgenden wird angenommen, dass die in dieser Studie betrachteten Geräte unter diese Kategorie fallen und eine ähnliche Komponentenzusammensetzung aufweisen. Freegard und Claes (2009) haben in ihrer Studie eine Abfallanalyse zu getrennt gesammelten Elektroaltgeräten durchgeführt und die Ergebnisse in die von der EU aufgestellten Kategorien aufgeschlüsselt. Wie in Tabelle 4 dargestellt, bestehen Geräte der Kategorie 3 aus den fünf Komponenten Metalle, Plastik, Leiterplatten, Kabel und Glas. Diese Zusammensetzung dient als Grundlage für den Datensatz „generische Elektronik“.

Tabelle 4: Zusammensetzung des „generische Elektronik“ Datensatzes

Komponente	Datensatz	Anteil [%]
Metalle	Siehe Tabelle 5	33,0
Plastik	Siehe Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW Tabelle 6	45,4
Leiterplatte	Printed wiring board, mounted mainboard, laptop computer, Pb free {GLO}, market for	14,4
Kabel	Schödwell (2018), siehe Tabelle 30	4,1
Glas	Flat glass, coated, at plant/RER U	3,1

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Für die Komponenten „Metalle“ und „Plastik“ wurden eigene Prozessdatensätze auf Grundlage der Ergebnisse von Haig et al. (2012) erstellt. In ihrer Abfallanalyse untersuchten Haig et al. (2012) sowohl die Zusammensetzung der Hauptbestandteile der EU-Elektronikkategorien als auch die durchschnittliche Zusammensetzung des verwendeten Plastiks. Die Gewichtsanteile der Metalle sind in Tabelle 5 aufgeführt, die Zusammensetzung des Plastiks findet sich in Tabelle 6. Um dem energetischen Aufwand der Herstellung Rechnung zu tragen, wurde die Herstellungsenergie von 5,9 MJ aus Sias (2017) für ein Smart Meter (ca. 1 kg) übernommen. Der Datensatz zur Entsorgung „Waste electric and electronic equipment {GLO} treatment of, shredding“ basiert auf den Annahmen von Schödwell und Zarnekow (2018) zur Behandlung diverser Elektronikkomponenten.

Tabelle 5: Zusammensetzung der Metalle des „generische Elektronik“ Datensatzes

Material	Datensatz	Anteil [%]
Eisen	Cast iron {GLO} market for, Cut-off	59,00
Aluminium	Aluminium, production mix, at plant/RER	27,60
Kupfer	Copper {GLO} market for Cut-off	12,40
Zinn	Tin {GLO} market for, Cut-off	0,67
Nickel	Nickel, 99.5 % {GLO} market for, Cut-off	0,24
Chrom	Chromium {GLO} market for, Cut-off	0,05
Silber	Silver {GLO} market for, Cut-off	0,03
Andere NE-Metalle	Mixmetal {GLO} market for, Cut-off	0,01

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Tabelle 6: Zusammensetzung des Plastiks des „generische Elektronik“ Datensatzes

Material	Datensatz	Anteil [%]
Polycarbonate/Acrylnitril Butadien Styrol (PCABS)	Polycarbonate {GLO} market for, Cut-off	37,4
Acrylnitril Butadien Styrol (ABS)	Styrene-acrylonitrile-styrene copolymer {GLO} market for, Cut-off	35,7
Styrol-Acrylnitril-Copolymer (SAN)	Styrene-acrylonitrile copolymer {GLO} market for, Cut-off	9,9
Polystyrol (PS)	Polystyrene, general purpose {GLO} market for, Cut-off	5,8
Polycarbonate (PC)	Polycarbonate {GLO} market for, Cut-off	3,4
Polyethylen (PE)	Polyethylene, high density, granulate {GLO} market for, Cut-off	2,0
Polypropylen (PP)	Polypropylene {GLO} market for, Cut-off	1,8
Polyphthalamid (PPA)	Polyamide (Nylon) 6/EU-27	1,3
Styrol-Blockcopolymer (SBC)	Nicht in ecoinvent enthalten (Ersatz: Plastics basic, virgin EU27)	1,3

Polyetherimid (PEI)	Nicht in ecoinvent enthalten (Ersatz: Plastics basic, virgin EU27)	0,7
Polyvinylchlorid (PVC)	Polyvinylchloride, at regional storage/RER	0,4
Polyethylenterephthalat (PET)	Polyethylene, low density, granulate {GLO} market for, Cut-off	0,2

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Die zentrale Komponente in Bezug auf die Umweltwirkung bei Elektronik sind die Leiterplatten (englisch: Printed wiring board (PCB)) und die darauf installierten integrierten Schaltkreise (englisch: integrated circuit (IC)). In den von Clément et al. (2020) untersuchten Smartphones tragen die Schaltkreise in den meisten Fällen den größten Anteil zu den Gesamt-Treibhausgasemissionen bei. Hierfür ist vor allem der hohe Energieaufwand in der Herstellung verantwortlich. Somit beeinflusst auch der jeweilige Strommix das Ergebnis in hohem Maße. Clément et al. (2020) weisen darauf hin, dass in einigen Ecoinvent-Datensätzen der Umwelteffekt von integrierten Schaltkreisen um den Faktor 78–120 unterschätzt sein könnte. In dieser Studie wird auf den Ecoinvent Datensatz einer bestückten Leiterplatte eines Laptops zurückgegriffen. Dieser Datensatz, sowie der einer bestückten Leiterplatte eines Desktop PCs, wurden bereits von anderen Elektronik-LCA-Studien verwendet (Subramanian und Yung 2017; Ciroth und Franze 2011; Honée 2013; Hutner et al. 2018; Lindgreen et al. 2017). Die Höhe der Treibhausgasemissionen ist vergleichbar mit der nach Schödwel und Zarnekow (2018) modellierten Variante.

Spezifische Geräte in den Fallstudien

In den Fallstudien kommen teilweise spezifische Geräte zum Einsatz. Um diese möglichst genau abbilden zu können, wurden abhängig von der Datenverfügbarkeit drei unterschiedliche Ansätze verfolgt. Da die Anwendungsbereiche einiger Geräte sehr spezifisch sind und einige Geräte noch nicht flächendeckend im Einsatz sind, bestehen bei einigen Technologien Datenlücken, die durch Annäherungen und Annahmen gefüllt werden mussten.

Tabelle 7 führt alle in den Fallstudien erfassten Geräte sowie die jeweilige Datenquelle auf, die für die Modellierung genutzt wurde. Die bevorzugt verwendete Art der Datengrundlage waren LCA-Studien zu den betreffenden oder nah verwandten Geräten. Dies war bei der Modellierung der Rack-Server nach Schödwel und Zarnekow (2018) sowie dem Smart Meter nach Sias (2017) der Fall. Im Falle der Energieerzeuger wie Wärmepumpe, Gas Heizkessel, PV-Anlage, Pufferspeicher oder dem Batteriespeicher wurde auf die ÖKOBAUDAT-Datenbank zurückgegriffen.

Zudem wurde innerhalb der Ecoinvent-Datenbank nach dem betreffenden oder einem vergleichbaren Gerät gesucht. Für die Fallstudie 1 wurde beispielsweise für den Wärmemengenzähler der Datensatz für industrielle Steuereinheiten (control units) auf das entsprechende Gewicht angewendet, da hier hinsichtlich Aufbau und Funktion die größten Übereinstimmungen gesehen wurde. Für den in den Fallstudien 1 und 2 betrachteten Datenlogger wurde, ebenfalls aufgrund der ähnlichen Funktionalität, ein Datensatz für Internetrouter angenommen. Derselbe Datensatz diente auch für die Darstellung des WLAN-Routers in Fallstudie 4. Der in dieser Fallstudie berücksichtigte Laptop beruht seinerseits auf einem Ecoinvent Datensatz eines Laptops.

Der Datensatz der generischen Elektronik wurde für mehrere Geräte aus unterschiedlichen Fallstudien nach Anpassung des Gewichts genutzt. Das Smart Meter Gateway, welches Teil der Fallstudien 3 und 5 ist, wird anhand von Datenblättern als 200 g generische Elektronik (Kategorie 3) modelliert. Es handelt sich hierbei um ein zwei Teilungseinheiten großes Hutschienenmodul⁸. Dieser Aufbau wird ebenfalls für die Steuerbox in Fallstudie 5 angenommen, weshalb hier

⁸ Jede Teilungseinheit misst 17,5 mm, die Module sind maximal 85 mm hoch. Das SMGW misst hier also 35x85mm.

der gleiche Modellansatz gewählt wird. Bei der Wallbox als Elektroladestation wurde anhand diverser Datenblätter ein Gewicht von 4,3 kg angenommen und entsprechend mit dem generischen Elektronik-Datensatz abgebildet. Die WPS-Steuerbox der Fallstudie 1 wird aufgrund von Angaben aus Datenblättern als 0,9 kg generische Elektronik dargestellt. Schließlich wird die S0-Schnittstelle⁹ der Fallstudie 1 ebenfalls als 100 g generische Elektronik betrachtet.

Im Falle des Temperatursensors der Fallstudie 1 konnten weder passende Studien, noch ein geeigneter Ecoinvent-Datensatz gefunden werden und auch der generische Elektronik Datensatz der Kategorie 3 war nicht passend. Es wurde daher auf der Grundlage von Herstellerdatenblättern ein Prozessdatensatz erstellt. Basierend auf den Datenblättern wurde ein Gesamtgewicht von 100 g angenommen, wobei jeweils 45,5 g auf Stahl und Aluminium als Hülle entfallen. Die restlichen 1 g wurden dem Platinmeselement zugerechnet. Zusätzlich wurde ein 1 m langes Datenkabel angenommen, welches nach Schödwell und Zarnekow (2018) modelliert wurde. Für die Entsorgung wurde der Datensatz *Disposal, steel, 0 % water, to inert material landfill/CH* herangezogen. Ähnlich verhielt es sich beim Gaszähler, der ebenfalls Teil der Fallstudie 1 ist. Auch hier konnte lediglich eine Abschätzung zum Gewicht aus entsprechenden Datenblättern gewonnen werden. Aufgrund der ähnlichen Bauweise und vergleichbarer Funktion wurde schließlich der Datensatz eines Ferraris-Zählers auf das entsprechende Gewicht angepasst.

Zusammenfassung zu den verwendeten Datenquellen und -qualität

Für die Erstellung der Geräte und Bauteile, die in die Kategorie der ersten Ordnung fallen, werden unterschiedliche Datenquellen verwendet. Tabelle 7 gibt abschließend einen Überblick über die Datenquellen und eine Einschätzung zur Qualität und Aktualität der Daten.

Tabelle 7: Datenquellen für die LCA von Geräten der Kategorie der 1. Ordnung

Bauteil / Gerät	Datenquelle	Qualität	Aktualität
Wärmeerzeugungsanlagen	ÖKOBAUDAT	hoch	Hoch, Referenzjahr 2018
Nutzung Wärmeerzeugungsanlagen	ÖKOBAUDAT	Hoch	Hoch, Referenzjahr 2018
Batteriespeicher	ÖKOBAUDAT	hoch	Hoch, Referenzjahr 2018
PV-Anlage	ÖKOBAUDAT	Hoch	Hoch, Referenzjahr 2018
Wärmepumpe	ÖKOBAUDAT	Hoch	Hoch, Referenzjahr 2018
Pufferspeicher	ÖKOBAUDAT	Hoch	Hoch, Referenzjahr 2018
Smart Meter	Sias (2017)	Mittel	Mittel
Ferraris-Zähler	Sias (2017)	Mittel	Mittel
Server	Schödwell und Zarnekow (2018)	Hoch	Hoch
Internet-Infrastruktur	Diverse technische Datenblätter, Experteneinschätzung, Literatur	Mittel, hohe Unsicherheit	Hoch

⁹ Einfache Messwerterfassung durch eine Impulsschnittstelle. Ein Standardbauteil bei der Übertragung verschiedener Verbrauchsmessungen im Haushalt.

Temperatursensor	Datenblätter → eigener Prozessdatensatz	Gering, wenig genaue Informationen	Mittel
Wärmemengenzähler	Electronics, for control units {RER} production Cut-off, U	Gering, geringe Vergleichbarkeit	Mittel, Referenzjahr 2011
Datenlogger	Router, internet {GLO} market for Cut-off, U	Gering, geringe Vergleichbarkeit	Hoch, Referenzjahr 2018
WPS Steuerbox	Datensatz für generische Elektronik	Mittel, hohe Unsicherheit in der Passgenauigkeit	Mittel
Smart Meter Gateway	Datensatz für generische Elektronik	Mittel, hohe Unsicherheit in der Passgenauigkeit	Mittel
Gaszähler	Konventioneller Stromzähler aus Sias (2017)	Gering, geringe Vergleichbarkeit	Hoch, 2017
WLAN Router	Router, internet {GLO} market for Cut-off, U	Hoch	Hoch, Referenzjahr 2018
Laptop	Computer, laptop {GLO} market for Cut-off, U	Hoch	Mittel Referenzjahr 2011
Steuerbox (Strom-pager)	Datensatz für generische Elektronik	Mittel, hohe Unsicherheit in der Passgenauigkeit	Mittel
SO-Schnittstelle	Datensatz für generische Elektronik	Mittel, hohe Unsicherheit in der Passgenauigkeit	Mittel
Wallbox	Datensatz für generische Elektronik	Mittel, hohe Unsicherheit in der Passgenauigkeit	Mittel

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

2.2.2.2 Indirekte Effekte (Effekte 2. und 3. Ordnung)

Wie oben dargelegt, stellt die Bewertung von indirekten Umwelteffekten im Rahmen der Ökobilanzierung eine Herausforderung dar (u.a. Finkbeiner et al. 2014a; Pohl et al. 2019). Pohl et al. (2019) identifizieren hierfür verschiedene Vorgehensweisen. Die in dieser Studie angewendeten Ansätze werden im Folgenden erläutert:

- ▶ **Komparative Bewertung**
Um Substitutions- und Optimierungseffekte in der Ökobilanzierung zu berücksichtigen, werden typischerweise vergleichende Umweltbewertungen durchgeführt. Hierfür werden digitale Produktsysteme mit konventionellen Referenzsystemen verglichen.
- ▶ **Sensitivitätsanalyse**
Unter der Sensitivitätsanalyse wird laut ISO-Norm ein „systematisches Verfahren zur Einschätzung der Wirkungen der getroffenen Auswahl an Methoden und Daten auf die Ergebnisse einer Studie“ (DIN EN ISO 14040 2006) verstanden. Der Einfluss einzelner induzierter bzw. Rebound-Effekte kann demnach über die systematische Änderung bestimmter Parameter untersucht werden.
- ▶ **Szenariomodellierung**
Während sich die Sensitivitätsanalyse auf Modell- und Datenunsicherheiten konzentriert,

versucht die Szenariomodellierung die Auswirkung zukünftiger Ausprägungsoptionen von Parametern bezogen auf ein Produktsystem zu untersuchen (Pohl et al. 2019).

► Individuelle Modellierungsansätze

Über die skizzierten Ansätze hinaus, gibt es individuelle Vorgehensweisen z. B. zur Bestimmung indirekter Effekte auf Gesamtsystemebene.

Bei der vorgeschlagenen Methode zur Bestimmung von indirekten Umweltwirkungen der Digitalisierung im Energiebereich handelt es sich primär um eine komparative Bewertung. Das zu untersuchende Produktsystem mit Digitalisierungselement wird mit einem Referenzsystem verglichen, das die Situation vor Einführung dieses Digitalisierungselementes repräsentiert. Um Unsicherheiten und Entwicklungsmöglichkeiten zu berücksichtigen, wird das Vorgehen um Sensitivitätsanalysen und Szenarien ergänzt.

Darüber hinaus werden als individueller Ansatz Break-even-Berechnungen durchgeführt, um Umwelteffekte, für die keine Datengrundlage vorliegt, zumindest einordnen zu können. Dies ist v. a. bei potenziellen Rebound-Effekten der Fall und auch beim systemischen Effekt des vermiedenen Netzausbaus (siehe unten).

Änderung Strommix

In den Fallstudien 4 und 5 wird der Einfluss der digitalen Anwendungen auf den Strommix als Effekt 3. Ordnung über eine Systemraumerweiterung abgebildet (siehe DIN EN ISO 14044 2006). Gemäß dem Vorgehen einer Attributional LCA (ALCA) werden aufgrund komplexer Wirkungszusammenhänge auf und zwischen den jeweiligen Strommärkten und aufgrund fehlender Informationen Marktdurchschnitte als Referenzwerte für die substituierten Strommengen angesetzt (z. B. allgemeiner Strommix, Redispatch oder Primärregelleistung). Die angesetzten Referenzwerte werden je Fallstudie diskutiert.

Ein alternatives Vorgehen ist die Consequential LCA (CLCA). Hierbei werden marginale Änderungen in den Märkten und Systemen, mit denen das Produktsystem in Verbindung steht, berücksichtigt (z. B. das zu erwartende Grenzkraftwerk, das zur Versorgung einer weiteren Kilowattstunden Strom benötigt wird). Die Durchführung setzt die Identifizierung relevanter marginaler Marktprozesse voraus (European Union 2010, S. 72). Energiesysteme mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien sind geprägt durch dynamische Einflüsse (Lund et al. 2010). Für die Abbildung solcher dynamischer Einflüsse ist die Nutzung dynamischer Optimierungsmodelle sowie partieller und allgemeiner Gleichgewichtsmodelle eine Option (Finkbeiner et al. 2014b). Aus Kapazitätsgründen wird in der vorliegenden Studie von einer Modellierung abgesehen. Für zukünftige Forschungsvorhaben wäre die Untersuchung der Auswirkungen eines CLCA-Ansatzes ein wichtiger Schritt, um Marktdynamiken besser abzubilden.

Vermiedener Netzausbau

Für die strombezogenen Fallstudien 3, 4 und 5 wird das Potenzial der Digitalisierung zur Vermeidung des Stromnetzausbaus durch Lastverschiebung diskutiert, sofern es Hinweise darauf gibt, dass von der jeweiligen Anwendung solche Effekte ausgehen können. Die Höhe des vermiedenen Netzausbaus, ist stark von standortspezifischen Faktoren abhängig. Nach Rücksprache mit mehreren Expert*innen ist der Effekt unter Umständen gar nicht vorhanden, wenn ein Verteilnetz hinreichend für seine aktuellen und zukünftigen Aufgaben ausgebaut ist.

Da die Modellierung des tatsächlichen Effekts mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet ist, wird ausschließlich ein ökologischer Break-even ermittelt, der darstellt, mit welcher Menge Netzausbau (ausgedrückt in Netzlänge inkl. Kabeln und Transformatoren etc.) die Umweltbelastungen

der digitalen Komponenten vergleichbar sind. Wenn der Wert für den Break-even nur einige wenige Meter beträgt, ist das ein Hinweis darauf, dass der Anwendungsfall ein hohes Potenzial besitzt, positive Umweltwirkungen zu erzielen. Zur Einordnung: Büchner et al. (2014, S. 39) gehen bis 2032 von einem konventionellen Netzausbaubedarf von 50.393 km auf Niederspannungsebene aus. Die dena kommt in ihrer Verteilnetzstudie zu einem ähnlichen Ergebnis (51.563 bis 57.299 km bis 2030 (Agricola et al. 2012, S. 8)). Unter Annahme einer konstanten Anzahl von 48,4 Mio. Haushaltskund*innen¹⁰ (BNetzA und BKartA 2020, S. 39) entspricht der Ausbaubedarf pro Haushalt 1,0 bis 1,2 m. Eine neuere Studie mit stärkerem Fokus auf den lastgetriebenen Ausbaubedarf bestimmt bis 2030 einen Netzausbedarf von 128.744 bis 564.987 km auf Niederspannungsebene (Agora Verkehrswende et al. 2019, S. 102). Der Ausbaubedarf pro Haushalt entspricht damit 2,6 bis 11,7 m pro Haushalt. Bei den überschlägigen Angaben handelt es sich um Durchschnittswerte. Je nach Netztyp fällt der Ausbaubedarf pro Haushalt höher oder geringer aus.

Voraussetzung zur Hebung des tatsächlichen Potenzials zur Vermeidung des Netzausbaus wäre die Berücksichtigung der jeweiligen Anwendungstechnologie bei der Netzplanung. Die Vermeidung von Netzausbau kann dabei nicht durch einen einzelnen Haushalt erreicht werden, sondern ist erst ab einer gewissen Verbreitung der jeweiligen Anwendung an kritischen Netzstellen möglich. Die Werte sind in den Fallstudien dennoch exemplarisch pro Haushalt dargestellt, um den Effekt sichtbar zu machen.

Die Ecoinvent 3.5 Datenbank stellt unter anderem Datensätze mit einem räumlichen Bezug auf die Schweiz und auf Kanada bereit, welche die Umweltbelastungen aus der Errichtung von Niederspannungsnetzen pro Meter Kabellänge inkl. Transformatoren etc. wiedergeben. Bei einer angenommenen Lebensdauer der Komponenten von 50 Jahren, reicht das Treibhauspotenzial von 0,3 bis 0,5 kg CO_{2eq}/m*a. Der KEA beträgt 5,1 MJ/m*a bzw. 8,6 MJ/m*a. Für die Diskussion der Fallstudien wird vom jeweiligen Mittelwert der Effekte ausgegangen: 0,4 kg CO_{2eq}/m*a und 6,8 MJ/m*a.

2.2.3 Methodenevaluation

Eine Evaluation der oben dargestellten Methode erfolgte nach der Anwendung in fünf Fallstudien (Kapitel 4 bis 8). Im ersten Schritt erfolgte eine interne Reflexion mit den Fallstudien-Bearbeiter*innen (siehe auch Anhang A.1), im zweiten Schritt erfolgte eine Reflexion mit externen Sachverständigen.

Für den internen Reflexionsprozess wurden alle Bearbeiter*innen der Fallstudien gebeten, auf wesentliche Anwendungsprobleme und Grenzen der Methodenanwendung hinzuweisen sowie Maßnahmen zur Verbesserung der Methode vorzuschlagen und Ansätze für zukünftige Forschungsarbeiten in dem Themen- und Methodenfeld zu identifizieren. Eine externe Reflexion der entwickelten Methode wurde von Johanna Pohl (Technische Universität Berlin) und Dr. Severin Beucker (Borderstep Institut) anhand von exemplarischen Fallstudien durchgeführt. Beide sind Sachverständige für die Ökobilanzmethode und vertraut mit der Anwendung in den Themenkontexten Digitalisierung und Energiewirtschaft.

Grundsätzlich wurde die Durchführung von Umweltbewertungen im Themenkomplex der Digitalisierung begrüßt, da entsprechende Analysen bislang nur vereinzelt vorliegen. Fallstudien, wie die in Kapitel 4 bis 8, sind notwendig, um ein klareres Bild über die Umweltwirkungen der Digitalisierung zu erhalten. Die Methode ermöglicht ein systematisches und ganzheitliches Vorgehen bei der Umweltbewertung. Das wird v. a. an der Einteilung der Effekte deutlich. Der Un-

¹⁰ Weitere Letztverbraucher und der Ausbaubedarf auf höheren Spannungsebenen werden für die Einordnung vernachlässigt.

tersuchungsrahmen entspricht den Ökobilanzstandards und die Ergebnisse sind nachvollziehbar. Methodisch sollte sich das Vorgehen auf weitere Technologien und Kontexte übertragen lassen, nicht nur auf Anwendungen im Haushaltsbereich, sondern auf die Endverbrauchssektoren Gewerbe-, Handel- & Dienstleistungen, Industrie und ggf. Verkehr. Unterstützt wird die Übertragbarkeit durch die transparente Darstellung der verwendeten Daten in der vorliegenden Studie.

Zentrale Grenzen und Schwächen der Methode sowie Handlungsmöglichkeiten sind im Folgenden beschrieben.

Repräsentativität des Anwendungsfalls

Die Repräsentativität der gewählten Fälle ist ein kritisches Thema über alle Fallstudien hinweg. Hintergrund ist, dass mit den ausgewählten Fällen nach Möglichkeit typische Energieverbräuche und Ausstattungen gewählt werden sollten. Die Befürchtung besteht aber, dass mit den Ergebnissen keine Aussagen für die gleiche Anwendung in stark unterschiedlichen Verbrauchskontexten (z. B. Mehrfamilienhaus vs. Einfamilienhaus) getroffen werden können oder dass kleinere Änderungen in Verbrauch und Ausstattung (z. B. Batteriespeicher mit 9 kWh Kapazität vs. 7 kWh) zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen führen könnten.

Zentrale Maßnahmen, darauf einzugehen, sind die Anwendung der Methode auf weitere Verbrauchsfälle (Szenarien) und die Durchführung von Sensitivitätsanalysen, um den Anwendungsfall in einem breiteren Kontext zu betrachten.

Berücksichtigung von Effekten und Wirkungszusammenhängen auf allen Ordnungsebenen

Effekte 1. und 2. Ordnung zu berücksichtigen, stellte in den Fallstudien keine grundsätzliche Hürde dar. Mitunter fehlen aber effektspezifische Daten für die Methodenanwendung. Die Bestimmung der Effekte 3. Ordnung ist grundsätzlich herausfordernd. Direkte Verhaltensänderungen und Rebound-Effekte konnten teilweise abgeschätzt oder mittels Break-Even-Berechnung eingeordnet werden. Bei etablierteren Anwendungen liegen teilweise bereits Erfahrungswerte vor. Bei neueren digitalen Anwendungen fehlt es an einer guten empirischen Datenbasis für die Abschätzung. Indirekte Rebounds sowie Spillover-Effekte konnten gar nicht quantitativ bewertet werden. Wesentlicher Grund ist v. a. das Fehlen von Daten oder der Datenzugang. Für die systemischen Effekte ergibt sich ein ähnliches Bild. Effekte auf den Strom-Verteilnetzausbau wurden teilweise mittels Break-Even-Berechnung zumindest eingeordnet. Effekte auf Übertragungsnetzausbau, Strommix und Erzeugungskapazitäten konnten aufgrund ihrer Komplexität nicht berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung dieser Effekte setzt weitere Daten voraus, die empirisch erhoben oder über weitere methodische Ansätze abgeschätzt werden könnten.

Der genutzte Break-Even-Ansatz bietet die Möglichkeit zur Einordnung der Relevanz von Effekten 3. Ordnung. Der Ansatz hat aber Grenzen, denn aus Ökobilanz-Perspektive müsste ein vergleichbarer Nutzen der gegenübergestellten Systeme gewährleistet sein. Beim Vergleich von Verteilnetzausbau versus der Installation bestimmter Endverbrauchsgeräte ist das nicht immer klar gegeben.

Datenverfügbarkeit und Zugang zu Daten für alle Ordnungsebenen

Fallspezifische Daten zu den relevanten Umwelteffekt-Typen sind die essentielle Grundlage für die Durchführung der Umweltbewertung von digitalen Anwendungsfällen. Insbesondere für die Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive sowie zu technischen Optimierungseffekten sind jedoch kaum Daten vorhanden oder nur mit hohem Aufwand zu beschaffen.

Als Maßnahmen zur Verbesserung der Datenlage wird auf Basis der Fallstudien die Erhebung empirischer Daten (z. B. über Messungen) gesehen sowie die Verknüpfung der Umweltbewertung mit weiteren Methoden wie der Energiesystemmodellierung zur Abbildung systemischer Effekte. Auch die interdisziplinäre Einbindung sozio-ökonomischer und umweltpsychologischer Ansätze für die Abbildung benutzerbezogener Effekte und die breitere Bewertung von digitalen Anwendungen sind Optionen. Das Einbeziehen von Technologieanbietern in die Untersuchungen ist eine weitere Möglichkeit, allerdings bedarf das Vorgehen einer kritischen Einordnung der Daten.

Robustheit und Aussagekraft der Ergebnisse

In Bezug auf bestimmte Effekte sind robuste Aussagen zur Höhe der Umweltlast nur sehr eingeschränkt möglich. Hintergrund sind v. a. die hohen Datenunsicherheiten, sodass die Ausweitung der Datenbasis hier ebenfalls essentiell ist. Allerdings können über die Best und Worst Case-Betrachtungen oftmals richtungssichere Aussagen zur allgemeinen Vorteil- oder Nachteilhaftigkeit von Anwendungen im untersuchten Kontext getroffen werden, etwa wenn alle Szenarien auf Emissionsreduktionen hinweisen.

Ein weiterer kritischer Aspekt ist der Zeitbezug. Für die Hochrechnungen bis 2030 wurden zentrale Datensätze wie der Strommix auf Basis von zentralen Szenarien angepasst. Weitere Hintergrunddaten sind nur eingeschränkt anpassbar bzw. nur mit hohem Aufwand. Für prospektive Untersuchungen empfiehlt sich, die betroffenen Prozessabschnitte nach Umweltrelevanz zu priorisieren und die wichtigsten Abschnitte anzupassen. Ein Kandidat für notwendige Anpassungen sind Leiterplatten, da die Produktion der Platinen eine große Umweltwirkung zur Folge hat und sich über die Zeit ändern kann.

Vollständigkeit der Ergebnisse

Für eine umfassende Umweltbewertung erscheint die Verkürzung der Untersuchung auf das Treibhauspotenzial und den kumulierten Energieaufwand unvollständig. Da in den digitalen Technologien mitunter kritische Ressourcen verbaut sind, sollten zukünftige Betrachtungen z. B. um die Wirkungskategorie der abiotischen Ressourcenverknappung erweitert werden. Die Bereitstellung der Ressourcen ist wiederum mit weiteren Umwelteinflüssen (z. B. Wasserverbrauch, Flächennutzung, Ökotoxizität etc.) verbunden, die in weiteren Untersuchungen bewertet werden können. Ziel sollte es sein, Indikatoren zu finden, die in verschiedenen Lebenszyklusphasen bedeutsam sind. So hat z. B. der abiotische Ressourcenverbrauch eine hohe Relevanz in der Produktion von digitalen Geräten aber nicht in der Nutzungsphase. Hier ist der Stromverbrauch und somit das Treibhauspotenzial eine wichtige Wirkungskategorie.

Anwendbarkeit durch Dritte

Die Anwendbarkeit der Bewertungsmethode durch Dritte sollte durch die transparente Darstellung von Effekteinordnung, Vorgehen und Sachbilanzdaten gegeben sein. Allerdings setzt die Methodenanwendung Vorkenntnisse in der Ökobilanzierung voraus und richtet sich somit an eine bestimmte Fach-Community.

Bei der Darstellung der Ergebnisse wurde auf die Nachvollziehbarkeit durch weitere Kreise geachtet. Der Dialog mit weiteren Akteuren zu den Fallstudienresultaten zeigte, dass die Darstellungen für weitere Stakeholder-Kreise verständlich sind.

Fazit

Die Anwendbarkeit der entwickelten Methode konnte im Rahmen des Forschungsprojektes demonstriert werden. Sie wurde zur Bewertung von fünf digitalen Endanwendungen im Strom-

und Wärmebereich eingesetzt. Für einzelne Technologien liegt damit eine ökologische Bewertung vor, die nach Möglichkeit relevante Umwelteffekte aus Technologie-, Benutzer- und Systemperspektive berücksichtigt. Die Methode erscheint außerdem geeignet, weitere digitale Anwendungsfälle im Energiebereich – auch außerhalb privater Haushalte – zu untersuchen.

Die Einschätzung, dass die Methode und ihre Anwendung einen Mehrwert für die Umweltbewertung der Digitalisierung im Energiebereich bieten, wird von den Bearbeiter*innen der Fallstudien und den konsultierten, externen Sachverständigen geteilt.

Gleichwohl haben die Methodenanwendung und die Methodenevaluation Herausforderungen und Grenzen der Umweltbewertung von digitalen Endanwendungen aufgezeigt. Als zentrales Problem hat sich die Verfügbarkeit und die Belastbarkeit von Daten herausgestellt, insbesondere um die Umwelteffekte aus Benutzer- und Systemperspektive bewerten zu können. Der Evaluationsprozess hat darüber hinaus Maßnahmen zur Verbesserung und Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Methode identifiziert. Diese zeigen einen weiteren Forschungsbedarf auf.

3 Praxisscreening

3.1 Auswahlkriterien und Herangehensweise

Die entwickelte Methode zur Bilanzierung der Klimaeffekte bei Anwendungen der Digitalisierung im Energiebereich wurde anhand von fünf Fallstudien detailliert erprobt. Als Zwischenschritt zur Identifikation der fünf Fallstudien wurde eine größere Zahl potenziell interessanter Anwendungsfälle im Rahmen eines Praxisscreenings betrachtet. Die folgenden Auswahlkriterien wurden hierbei angewendet:

- ▶ Direkter Bezug zur Digitalisierung,
- ▶ Ausgewogene Auswahl von strom- und wärmebezogenen Anwendungen,
- ▶ Anwendungsfälle sollen „möglichst repräsentativ“ sein,
- ▶ Übertragbarkeit auf weitere Anwendungsbereiche,
- ▶ Aufnahme auch von Fallbeispielen, die eher mittelfristig ein relevantes Potenzial oder Risiko aus Klima- und Umweltperspektive erwarten lassen,
- ▶ Fokus auf Anwendungen im Endkundenmarkt sowie der Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch mit moderatem Technikeinsatz,
- ▶ Nicht im Fokus: mobilitätsbezogene Einsparpotenziale, Anwendungen in Wärmenetzen, industrielles Lastmanagement und Energienutzung.

Grundlage des Praxisscreenings war eine breite Literaturrecherche. Über die Analyse relevanter Veröffentlichungen im Kontext Klimaschutz und Digitalisierung der vergangenen Jahre¹¹ und darin benannter relevanter Sekundärquellen wurden zunächst die für die Studie relevanten Handlungsfelder beschrieben sowie im zweiten Schritt maßgebliche Anwendungsfälle. Neben der Literaturrecherche flossen auch eigene Erfahrungen der Autor*innen aus themenrelevanten Projekten oder Studien in die Arbeit mit ein.

3.2 Identifikation der Anwendungsfälle und Auswahl der Fallstudien

Die recherchierten Anwendungsfälle wurden drei Themenfeldern zugeordnet:

- ▶ **Smarte Gebäude / Verbraucher**
Digitale Techniken, über die der Energieverbrauch in Gebäuden (Strom, Wärme) gesenkt werden kann.
- ▶ **Smarte Netze / Erzeuger**
Digitale Techniken, die einen Beitrag zur Flexibilisierung von Energieangebot und -nachfrage leisten und somit zumindest mittelbar zu einer stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien beitragen.

¹¹ Z. B. Lange und Santarius (2018), Friedrichsen (2017), WBGU (2019).

► **Smarte Energiemärkte**

Digitale Techniken (z. T. Blockchain-basiert), die Prozesse und Transaktionen an den Energiemärkten sicherer, schneller und dezentraler gestalten können; zu klären ist, ob den absehbar negativen Klimaeffekten der Blockchain-Technologie positive Effekte, z. B. über eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien gegenüberstehen.

Weitere Themenfelder und Einteilungen wurden als Kategorien für das Praxisscreening geprüft, jedoch am Ende für die Nutzung in dieser Studie verworfen, insbesondere da die damit verknüpften Anwendungsfälle – zumindest teilweise – außerhalb des Studienfokus lagen:

► **Smart Cities und Nachhaltige Stadtentwicklung**

Anwendungsfälle liegen an der Schnittstelle zwischen den Feldern „Smarte Gebäude / Verbraucher“ und „Smarte Netze / Erzeuger“; wurden hier der Kategorie „Smarte Netze / Erzeuger“ zugeordnet.

► **Smart Services**

Im Energiebereich kommen aktuell zahlreiche neuartige Geschäftsmodelle in den Markt, die auf digitalen Technologien (z. B. Smart Meter) basieren. Jedoch unterscheiden sich die Klimaeffekte der Technologien nicht maßgeblich, wenn diese als Dienstleistung („Smart Service“) statt in Eigenumsetzung erbracht werden. Deshalb erfolgt die thematische Zuordnung vor allem auf der technischen, weniger auf der organisatorischen Ebene.

► **Smart Home**

Unter Smart Home versteht man technische Verfahren und Systeme in Wohnräumen und -häusern, die auf Basis vernetzter und fernsteuerbarer Geräte und Installationen sowie automatisierbarer Abläufe eine Erhöhung von Wohn- und Lebensqualität, Sicherheit und eine effizientere Energienutzung anstreben. Aufgrund dieser Funktionsvielfalt erschien den Autor*innen „Smart Home“ als Kategorie im Sinne der Studienziele eher ungeeignet. Sehr wohl aber werden jene technischen Anwendungen, die auch als Teil eines Smart-Home-Systems einen Beitrag zur Energieeinsparung geben können, im Anwendungsfeld „Smarte Gebäude / Verbraucher“ thematisiert. Hierzu gehören insbesondere die digitale Steuerung von Heizung, Hausgeräten, Verschattungselementen und Beleuchtungsanlagen sowie die Herstellung von Verbrauchstransparenz.

► **Smart Products**

Je nach Definition können alle Produkte, die mittels digitaler Schnittstellen zur Datenkommunikation mit anderen Produkten, Prozessen oder Nutzern in der Lage sind, als Smart Products bezeichnet werden. In diesem Sinne wäre jedoch jede digitale Technik (wie Smart Meter, Sensoren, Aktoren), die Grundlage eines Anwendungsfalls ist, gleichzeitig ein Beispiel für ein Smart Product. Entscheidend war für diese Systematisierung jedoch der Anwendungsfall, nicht das zugrundeliegende Produkt.

► **Smart Maintenance**

Hierbei werden Anlagen und Maschinen unter Nutzung historischer sowie in Echtzeit erfasseter Indikatoren, unter anderem zum Energieverbrauch, anlassbezogen gewartet. Algorithmen erkennen z. B. aus sich verändernder Leistungsaufnahme von Maschinen und Anlagen

Verschleißerscheinungen oder Verunreinigungen frühzeitig. Ziel ist es, über die Vorhersage potenzieller Funktionseinschränkungen oder Fehler („Predictive Maintenance“) ein angestrebtes Niveau an Anlageneffektivität oder -produktivität bei minimalem Input (u. a. von Energie) zu erreichen. Im Rahmen von „Smart Predictive Maintenance“ werden Wartungsaufträge automatisch registriert, der Ersatzteilbestand überprüft und fehlende Komponenten nachbestellt. Da bisherige Anwendungen im Bereich „Smart Maintenance“ jedoch fast ausschließlich industrielle Prozesse adressieren, wurde dieses Thema mit Bezug auf den Fokus dieser Studie auf Endkundenanwendungen nicht vertieft.

Tabelle 8 zeigt die im Kontext des Praxisscreenings identifizierten Anwendungsfälle in den drei genannten Themenfeldern.

Tabelle 8: Übersicht und Bewertung der betrachteten Anwendungsfälle

Themenfeld / Anwendungsfall	Klimaeffekte	Datenverfügbarkeit	Aktualität / Relevanz
1. Smarte Gebäude / Verbraucher			
1.1 Smarte Thermostate	mittel / hoch	gut	hoch
1.2 Digitalisierte Heizung			
a) Smarte Heizungsregelung (z. B. über Wetterprognose)	hoch	gut	hoch
b) Verbrauchstransparenz Wärme (über Feedback-System)	mittel / hoch	mittel	moderat
c) Effizienzmonitoring	mittel / hoch	gut	schwierig
1.3 Sommerlicher Wärmeschutz (Automatische Jalousien)	mittel	schwierig	schwierig
1.4 Gebäudeleittechnik (in Nichtwohngebäuden)	hoch	mittel / schwierig	moderat
1.5 Lichtsteuerung mit Präsenz- u. Bewegungssensoren	hoch	mittel	schwierig
1.6 Smarte Stromverbrauchserfassung über Smart Meter (mit Feedback-System)	mittel	gut	hoch
2. Smarte Netze / Erzeuger			
2.1 Prosuming in EZFH	mittel / hoch	gut	hoch
2.2 Intelligente Energiequartiere	gering	schwierig	moderat
2.3 Virtuelle Kraftwerke & Speicher	unsicher	schwierig	hoch
2.4 Flexible Nutzung von kleinen Lasten durch §14a EnWG	hoch	mittel	hoch
3. Smarte Energiemärkte			

3.1	Messstellenbetrieb mit Smart Meter	mittel	gut	moderat
3.2	Lastvariable Stromtarife	mittel	gut	hoch
3.3	Zertifizierung von Herkunftsnachweisen (über Blockchain-Technologie)	gering	schwierig	moderat
3.4	Peer-to-Peer-Handel zwischen Prosumern (über Blockchain-Technologie)	gering	schwierig	moderat

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

Im Rahmen einer Sitzung wurden gemeinsam mit dem Projektbeirat sowie dem Auftraggeber die identifizierten Fälle diskutiert und priorisiert. Folgende Aspekte, die in den hinteren Spalten von Tabelle 8 dargestellt sind, waren bei der Priorisierung besonders relevant:

- ▶ **Erwartete Klimaeffekte**
Im Rahmen des Praxisscreenings wurden für die in Tabelle 8 gelisteten Anwendungsfälle grobe Abschätzungen der THG-Effekte sowie der künftigen Marktentwicklung angestellt, um daraus die potenzielle Bedeutung für den Klimaschutz abzuleiten.
- ▶ **Datenverfügbarkeit**
Bereits im Praxisscreening wurde offenbar, dass nur für manche Anwendungen die Daten- und Studienlage ausreichend umfangreich für die Erstellung einer Fallstudie ist.
- ▶ **Aktualität und Relevanz**
Eine hohe energie- und/oder klimapolitische Aktualität bzw. Relevanz war ein weiteres Kriterium bei der Auswahl der Fallstudien.

Das Ergebnis des Diskussionsprozesses war die Auswahl der folgenden fünf Fallstudien, deren Ergebnisse im Bericht detailliert dargestellt werden:

- ▶ **Fallstudie 1: Wetterprognosesteuerung von Heizanlagen**
(1.2a in Tabelle 8),
- ▶ **Fallstudie 2: Online-Effizienzüberwachung von Heizanlagen**
(1.2c in Tabelle 8),
- ▶ **Fallstudie 3: Smarte Stromverbrauchserfassung über Smart Meter mit Feedback-System**
(1.6 in Tabelle 8),
- ▶ **Fallstudie 4: Stromspeicher auf Haushaltsebene als Teil eines virtuellen Verbunds**
(2.3 in Tabelle 8),
- ▶ **Fallstudie 5: Stromnetzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen und Elektroladestationen**
(2.4 in Tabelle 8).

4 Fallstudie 1: Wetterprognosesteuerung von Heizanlagen

In Deutschland sind circa 35 % des Endenergieverbrauchs und 33 % der Treibhausgasemissionen (BMWi 2015) dem Gebäudebereich zuzuordnen, verursacht vor allem durch die Wärmebereitstellung. Im Rahmen ihres Klimaschutzplans hat die Bundesregierung das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 vorgegeben (BMUB 2016). Und obgleich die Emissionen von Gebäuden seit 1990 bereits um 44 % gesenkt werden konnten, ist das Zwischenziel von 66–67 % Emissionsminderungen bis 2030 nur erreichbar, wenn die Anstrengungen deutlich erhöht werden. Im Klimaschutzgesetz, dessen ursprüngliche Fassung (KSG 2019) vom BVerfG für unzureichend erachtet wurde¹² und dessen Überarbeitung sich um Gesetzgebungsverfahren befindet (KSG 2021-E)¹³, sind daher die zulässigen Jahresemissionsmengen für sechs Sektoren festgelegt. Im Gebäudesektor müssen die jährlichen Emissionen bis 2030 auf 70 (künftig voraussichtlich 67) Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent reduziert werden (2020: 120 Mio. t).

Neben der verstärkten energetischen Sanierung des Gebäudebestands bilden auch Verbesserungen an der Gebäudetechnik und deren Betrieb das Potenzial, einen Beitrag zu den erforderlichen Einsparungen zu leisten. Die zunehmende Digitalisierung in der Gebäudetechnik eröffnet hier neue Chancen, ein Beispiel ist die Wetterprognosesteuerung.

4.1 Darstellung Fallstudie und Anwendungsgebiet

4.1.1 Funktionsweise

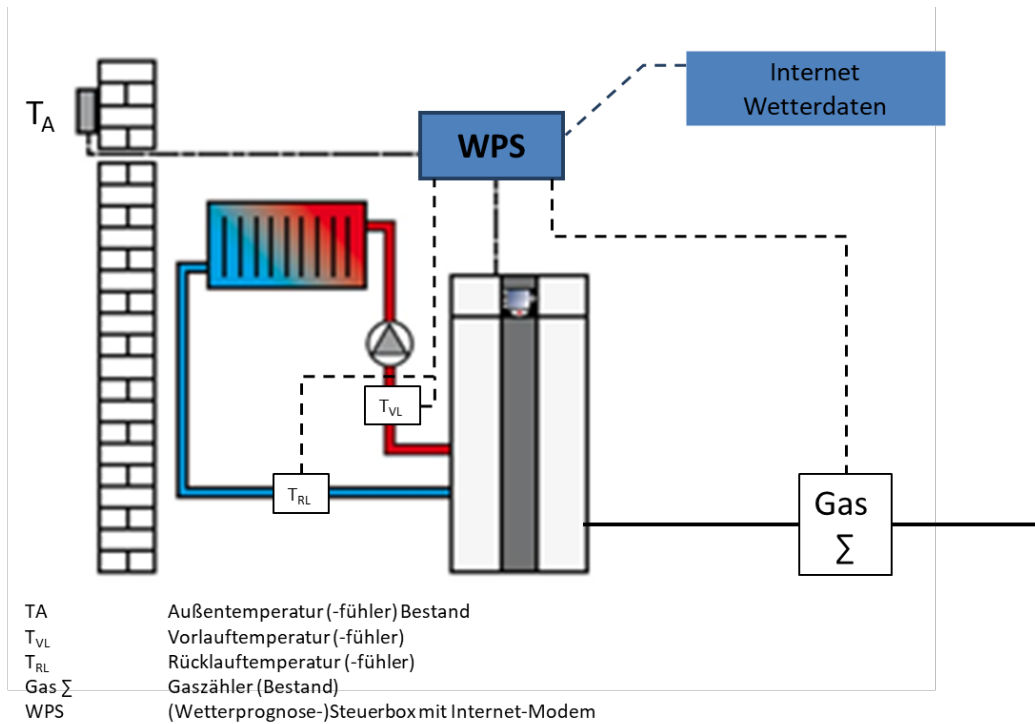
Die Wetterprognosesteuerung (WPS) dient der Vermeidung der Überheizung des Gebäudes durch reduzierte Wärmezufuhr (reduzierte Vorlauftemperaturen) in den Morgenstunden, soweit im Tagesverlauf deutlich höhere Temperaturen oder Sonneneinstrahlung zu erwarten sind. Die Wetterprognosesteuerung optimiert damit die Nutzung solarer Wärmegewinne. Für diesen Zweck wird die konventionelle außentemperaturgeführte Regelung (Regelparameter Vorlauftemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur) mittels bewerteter Wetterdaten übersteuert. Die optimierten Regelparameter werden auf dem zentralen Server des Anbieters aus Daten eines Wetterdienstes (z. B. Deutscher Wetterdienst) und den Lastprofilen der Heizanlage (Wärmeerzeuger) erzeugt und an die Heizungsregelung übermittelt. Bei einigen Anbietern werden zusätzlich Innentemperaturen berücksichtigt. Bei Nachrüstungen von bestehenden Heizanlagen wird die Wetterprognosesteuerung durch „Manipulation“ des Außentemperaturfühlers in die bestehende Regelung integriert.

Die **Funktionsweise der Wetterprognosesteuerung** ist in Abbildung 6 dargestellt: Sie wird bei der Nachrüstung einer konventionellen Heizanlage zwischen dem Außentemperaturfühler und der vorhandenen, im Kessel integrierten Regelung platziert. Zur Nutzung der solaren Gewinne liefert die Wetterprognosesteuerung der vorhandenen Regelung, zeitlich versetzt zu den realen Verhältnissen, erhöhte Außentemperaturwerte, die zu einer Reduzierung der Vorlauftemperatur führen und damit solare Gewinne berücksichtigen.

¹² BVerfG, Beschl. v. 24. März 2021 – 1 BvR 2656/18 u. a.

¹³ Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, BR-Drucks. 411/21.

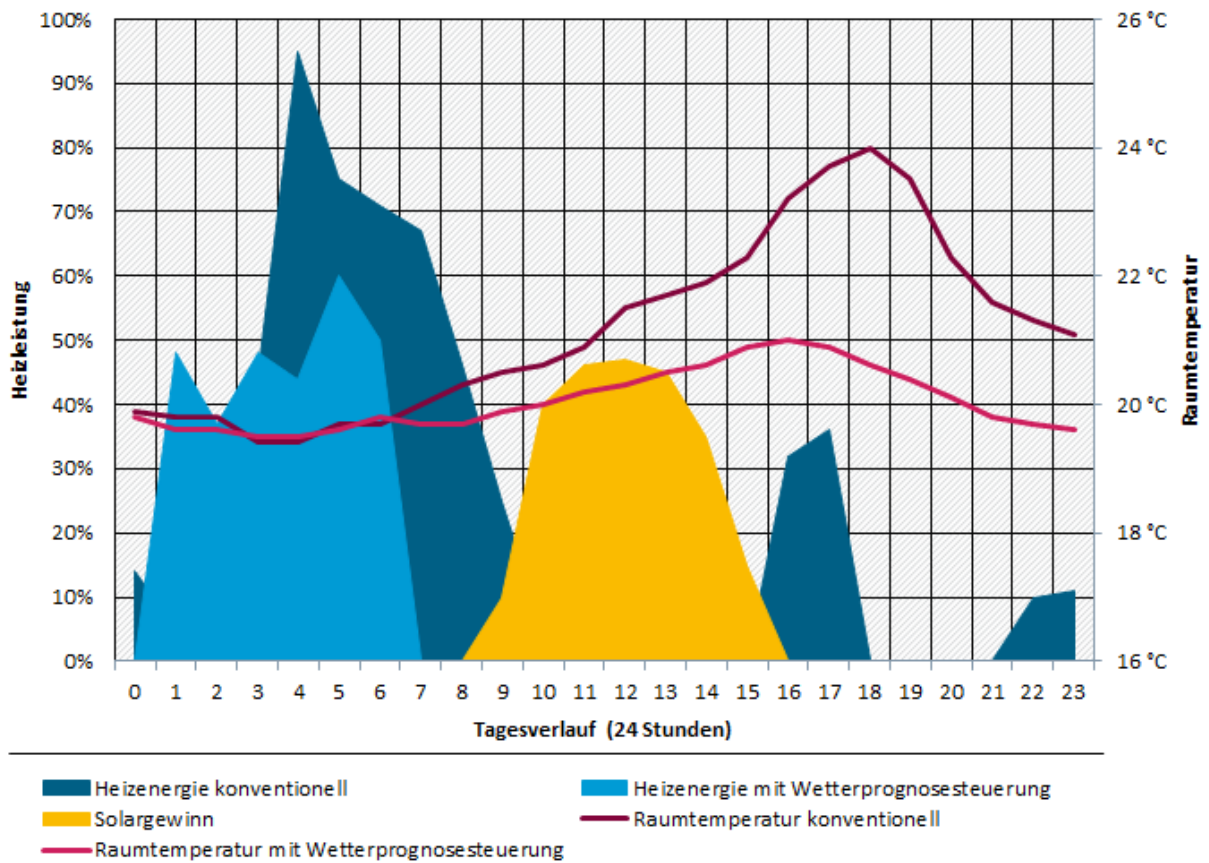
Abbildung 6: Funktionsprinzip einer Wetterprognosesteuerung



Quelle: Eigene Darstellung, co2online; auf Basis eines Heizanlagenschemas der Fa. Wolf GmbH

Eine Überheizung der Räume wird vermieden (vgl. Abbildung 7), wodurch Heizenergie eingespart wird. Die Heizenergieeinsparungen finden vor allem an Tagen in der Übergangsperiode statt, wenn die Außentemperaturen noch unter der Heizgrenztemperatur (Grenze zwischen Heiz- und Nichtheizbetrieb) liegen, diese im Tagesverlauf aber deutlich überschritten werden. Weiterhin bei Hochdruckwetter (mit viel Sonnenschein) in der Heizperiode.

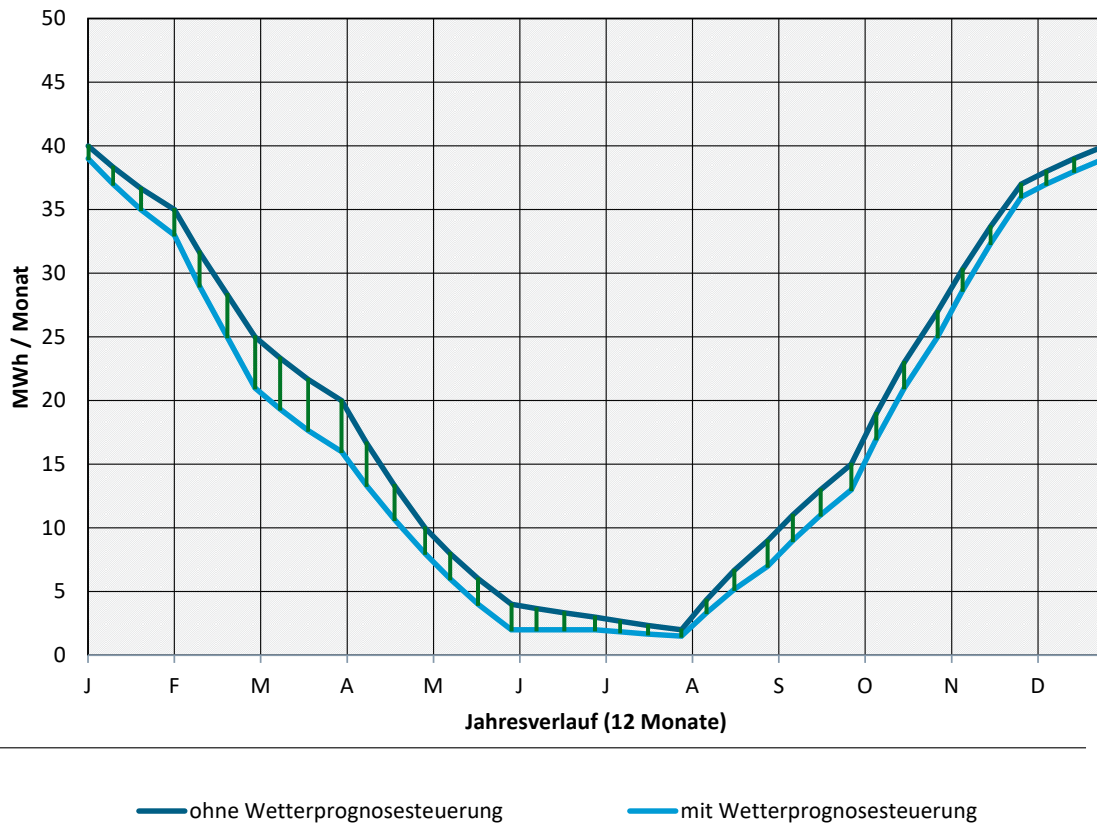
Abbildung 7: Heizleistung und Raumtemperatur mit und ohne Wetterprognosesteuerung



Quelle: Eigene Darstellung, co2online; in Anlehnung an BINE Projektinfo 14/2011 (Friedrich 2011); exemplarischer Nutzungstag in Übergangsperiode

Über den Jahresverlauf erzielt die Wetterprognosesteuerung insbesondere in der Übergangszeit signifikante Heizenergieeinsparungen (vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8: Wetterprognosesteuerung: Wärmeenergieverbrauch über das Jahr



Quelle: Eigene Darstellung, co2online; Mehrfamilienhaus (1.200 m²) in Anlehnung an Anbieter ClimaCloud

Die Funktionsweise veranschaulicht, dass bei trägen Heizsystemen, die vergleichsweise langsam auf die Änderung von Regelungsvorgaben reagieren, die Einsparungen besonders hoch sind. In der Praxis wird Wetterprognosesteuerung nicht nur bei Fußbodenheizungen erfolgreich eingesetzt, sondern auch bei Heizsystemen mit Heizkörpern.

4.1.2 Technische Komponenten

Die Wetterprognosesteuerung besteht aus einer vor Ort installierten Steuerbox, einem Datenlogger für die Vor- und Rücklauftemperatur der Heizanlage und die Außentemperatur, einem Netzteil sowie einer Anbindung an einen zentralen Server des Anbieters. Auf dem Server gehen auch Wettervorhersagedaten eines Wetterdienstes ein. Hier wird unter Nutzung der Wetterdaten der simulierte Außenwiderstand der Heizungsanlage berechnet und an die Steuerbox übermittelt. Anstelle des Außentemperaturfühlers gibt die Steuerbox die modifizierten Außentemperaturen (Widerstände) an die Regelung der Heizungsanlage weiter, die die Vorlauftemperaturen reduzieren.

Abbildung 9: Temperaturfühler Vor- und Rücklauf bei Wetterprognosesteuerung (Bild links); Steuerbox rechts neben Türsturz (Bild rechts)

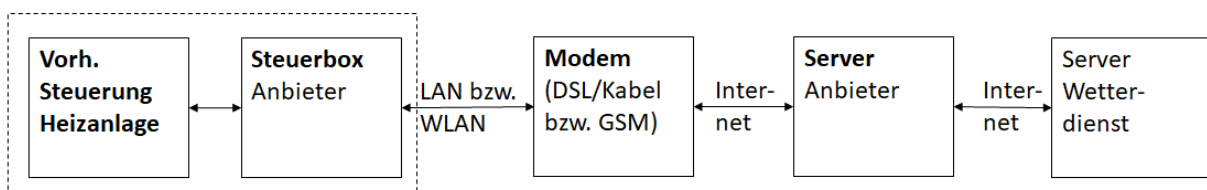


Quelle: eGain, co2online

Optional kann der Datenlogger noch weitere Signale verarbeiten. In der Regel findet zusätzlich eine Überwachung des Endenergie- und Nutzwärmeverbrauchs der Heizanlage auf Basis vorhandener oder zusätzlich installierter Zähler statt, insbesondere, um die durch die Wetterprognose erzielten Einsparungen zu monitoren. Diese Verbrauchsdaten werden für die Funktion der eigentlichen Wetterprognosesteuerung jedoch nicht benötigt. Die digitalen Komponenten und Prozesse der Wetterprognosesteuerung beinhalten insbesondere:

- ▶ **Dezentral:** Je Heizungsanlage eine Steuerbox mit Datenlogger und Gateway; die Steuerbox erfasst im 15-Minuten-Takt Lastprofilaten (Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur, Gasverbrauch) der Heizungsanlage und speichert diese lokal zwischen; einmal täglich werden diese Lastprofilaten über das Gateway auf den Server des Dienstleistungsunternehmens übertragen.
- ▶ **Zentral:** neben den Betriebsdaten der Heizungsanlage laufen auf dem Server des Dienstleistungsunternehmens auch lokale Wettervorhersagedaten (z. B. des Deutschen Wetterdienstes) auf; beides geht ein in die Berechnung optimierter Regelparameter (Außenwiderstand der Heizungsanlage), die stündlich an die dezentrale Steuerbox zurück übermittelt werden, die diese an die Heizungsregelung weitergibt. Alle Berechnungen erfolgen auf dem zentralen Server, um lokale Software-Updates zu vermeiden.

Abbildung 10: Schematische Darstellung der digitalen Infrastruktur in Fallstudie 1



--- ggf. künftig eine Komponente

Quelle: Eigene Darstellung, co2online

4.1.3 Anwendungsgebiete

Das derzeitige Haupt-Einsatzgebiet der Wetterprognosesteuerung liegt im Wohngebäudebestand. Aber auch in einfach ausgestatteten Nichtwohngebäuden (wenige Heizkreise, keine zentrale Klimatisierung) ist der Einsatz möglich. Alternativ können in komplexen Nichtwohngebäuden Gebäudeteile oder einzelne Heizkreise mit einer Wetterprognosesteuerung ausgestattet werden.

4.2 Anwendungs- und Referenzfall

Anwendungsfall Wetterprognosesteuerung

Für die modellhaften Berechnungen dieser Fallstudie wird die Nachrüstung mittelgroßer Mehrfamilienhäuser (hier definiert als Wohngebäude mit 13 und mehr Wohneinheiten) als Anwendungsfall gewählt. Denn dies stellt derzeit in der Praxis den Standardfall für den Einsatz von Wetterprognosesteuerung dar. Hierzu werden anhand eines repräsentativen fiktiven Referenzgebäudes die Effekte erster, zweiter und dritter Ordnung mit der entwickelten Methodologie berechnet und bilanziert.¹⁴

Eckdaten des Modellgebäudes und des Anwendungsfalls:

- ▶ Mehrfamilienhaus (22 Wohneinheiten) mit 1.650 m² beheizter Nutzfläche (mittlere Gebäudegröße für Gebäude mit mehr als 13 Wohneinheiten nach Zensus 2011 (Destatis 2014),
- ▶ Zentrale Erzeugung von Heizwärme und Warmwasser über Gas-Brennwertkessel: 127 kW, 1.800 Vollbenutzungsstunden pro Jahr,
- ▶ Energieverbrauch nach Heizspiegel: 139 kWh/m² im Jahr (co2online 2019),
- ▶ Wetterprognosesteuerung: dezentrale Steuerbox (Leistungsaufnahme 1-7 W) mit Cloud-Anbindung,
- ▶ Installation, Einrichtung und Funktionsoptimierung (Datenanalyse / -monitoring, der Wetterprognosesteuerung durch ein externes Dienstleistungsunternehmen),
- ▶ Gebäudeeigentümer erhält anlassbezogene Informationen, sobald die Datenanalyse Mängel feststellt, jährlich eine schriftliche, manuell oder automatisch generierte Energieanalyse mit eingesparten Energiemengen, -kosten und CO₂-Emissionen, sowie Zugang und Schulung zu einem Kundenportal (Internet).

Referenzfall

Als Referenzfall dient das identische Gebäude des oben beschriebenen Anwendungsfalls, jedoch ohne Ausstattung mit einer Wetterprognosesteuerung oder einer alternativen Technik zur Optimierung der Heizanlage.

¹⁴ Generelle Anmerkung zu textlichen Ausführungen im Bericht: Die Fallstudien 1 und 2 basieren auf dem gleichen Referenzgebäude. Daraus ergeben sich im Vergleich der Kapitel 3 und 4 an mehreren Stellen Doppelungen. Diese wurde bewusst in Kauf genommen, um die Verständlichkeit des Textes innerhalb eines Kapitels zu gewährleisten.

Exkurs Ein- und Zweifamilienhäuser / kleine Mehrfamilienhäuser

Grundsätzlich ist der Einsatz einer Wetterprognosesteuerung auch in kleineren Gebäuden sinnvoll und möglich und würde nach Einschätzung des Anbieters eGain¹⁵ zu vergleichbaren prozentualen Energieeinsparungen führen. Jedoch ist die Nachrüstung entsprechender Gebäude betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll, da die Energiekosteneinsparungen die Kosten der Wetterprognosesteuerung bzw. der Dienstleistung auch mittelfristig nicht decken könnten. Ursächlich hierfür ist der Aufwand für die Nachrüstung (Personaleinsatz des Dienstleisters, vergleichsweise hohe Hardwarekosten).

Die Wirtschaftlichkeit würde sich besser darstellen, wenn bereits herstellerseitig die Funktionalität einer Wetterprognosesteuerung in neuen Heizkesseln integriert wäre. Die hardwareseitigen Mehrkosten in der Herstellung wären sehr gering, zumal die Zahl der Heizkessel, die über eine Anbindung zum Internet verfügen, in den kommenden Jahren voraussichtlich schnell ansteigen wird, so dass die kommunikationstechnische Schnittstelle meist gegeben wäre.

Eine Marktrecherche ergab, dass in Deutschland derzeit keine Heizkessel am Markt angeboten werden, die diese Funktionalität integriert haben. Befragte Energiedienstleister und Hersteller bestätigten dies in Interviews. Vor diesem Hintergrund müsste eine Kalkulation von Effekten dieser Anwendung in Ein- und Zweifamilienhäusern auf Annahmen abgestellt werden und wäre nicht ausreichend fundiert. Der Anwendungsfall „Wetterprognosesteuerung in Ein- und Zweifamilienhäusern / kleinen Mehrfamilienhäusern“ wird deshalb hier nicht vertieft.

Gleichwohl könnte der Anwendungsfall – sofern die Heizungsindustrie eine in Neuanlagen integrierte Wetterprognosesteuerung breit am Markt anbietet – perspektivisch zu Energie- und Treibhausgaseminderungen beitragen, die aufgrund des großen Bestands an kleinen Mehrfamilienhäusern sowie Ein- und Zweifamilienhäusern das kumulierte Einsparpotenzial von großen Mehrfamilienhäusern deutlich übertreffen würde.

Tabelle 9: Vergleich Referenzfall und Fallstudie 1

Attribut / Ausprägung	Referenzfall	Anwendungsfall
Beschreibung	Mehrfamilienhaus ohne Wetterprognosesteuerung und ohne Online-Anbindung der Heizungsanlage	Mehrfamilienhaus mit nachgerüsteter Wetterprognosesteuerung inklusive Online-Anbindung der Heizungsanlage
Technik	nicht vorhanden	Nachrüstung einer Steuerbox mit Datenlogger und Gateway zur Onlineanbindung (über Mobilfunk)
Datentransfer (Internet)	nein	Stündliche Übertragung von Regelparametern von Server an Steuerbox, tägliche Übertragung von Lastprofilen von Steuerbox an Server

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

¹⁵ Telefonisches Interview mit dem technischen Projektentwickler eines Energiedienstleisters; 24.3.2020.

4.3 Marktsituation und -entwicklung bis 2030

Für die Anwendung Wetterprognosesteuerung sind bislang keine spezifischen Marktdaten verfügbar, aus denen die genaue Zahl der Nachfrager, Anbieter, der Jahresumsatz oder die Zahl der Installationen zu entnehmen wäre. Die folgende Analyse stützt sich deshalb auf übergeordneter Ebene auf Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamts und der Bundesstelle für Energieeffizienz (TopDown-Perspektive), auf Ebene des Marktes für Wetterprognosesteuerung auf Online-Recherchen sowie Aussagen von Anbietern aus Interviews (BottomUp-Perspektive). Diese Datenbasis ist jedoch nicht ausreichend für präzise Berechnungen, weshalb bei den darauf aufbauenden Potenzialanalysen teilweise mit Bandbreiten und begründeten Annahmen gearbeitet werden musste.

4.3.1 Marktsituation

Angebotsseite

Die Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) veröffentlicht regelmäßig eine Marktanalyse zum deutschen Energiedienstleistungsmarkt. Diese untersucht die Angebots- und Nachfrageseite der folgenden Energiedienstleistungs(EDL)-Produkte: Energieausweise, Energieberatung, Energie-Contracting und Energiemanagement. Ein Teilsegment im Energiemanagement ist das Energiecontrolling. Teil des Energiecontrollings wiederum sind Gebäudeautomationsysteme (Überwachung, Steuerung, Regelung, Optimierung); die Wetterprognosesteuerung ist somit eine Dienstleistung im Bereich des Energiecontrollings.

Die Marktanalyse der Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE 2019) weist für Energiemanagement-Dienstleistungen einen Jahresumsatz von 109 Mio. € aus. Dies entspricht nahezu exakt dem Wert der beiden Vorjahre, ein Marktwachstum war zuletzt also nicht gegeben. Die Marktanalyse beschreibt aber auch, dass die Marktakteure im Bereich Energiemanagement für die kommenden Jahre in großer Mehrheit einen wachsenden bis stark wachsenden Markt erwarten.

Unter den ca. 770 Anbietern von Energiemanagement-Dienstleistungen finden sich unter anderem Energieberatungs- und Ingenieurbüros, EVUs, Contractoren, Zertifizierer, spezialisierte Architektur- und Bauingenieurbüros sowie IT- und Softwareanbieter.

Für die Untergruppe des Energiecontrollings (darunter auch die Wetterprognosesteuerung) benennt die Marktstudie keine spezifischen Zahlen zu Anbietern, Kundengruppen, verbauten Einheiten oder Umsatz.

Aktuell bietet nach eigener Internet-Recherche sowie Gesprächen mit Marktakteuren¹⁶ eine kleinere Zahl an Energiedienstleistern die Dienstleistung Wetterprognosesteuerung an, welche erstmals vor ca. 10 Jahren angewendet wurde. Maßgebliche Anbieter am deutschen Markt sind:

- ▶ Controme GmbH, Traunstein¹⁷,
- ▶ ClimaCloud GmbH, Vechta¹⁸,

¹⁶ In Interviews mit mehreren Anbietern erbat die Autor*innen Informationen zur eingesetzten Technik, zu den zugrundeliegenden Geschäftsmodellen sowie zur Marktsituation. Die kontaktierten Unternehmen bestätigten, dass die Technik sowohl in Nichtwohngebäuden wie auch in Mehrfamilienhäusern zum Einsatz komme. Letzteres werde dadurch erleichtert, dass auch die Kosten der Wetterprognosesteuerung im Rahmen der Nebenkosten umlagefähig seien. Fragen zur Anzahl verbauter Einheiten und zu konkreten Marktvolumina ihres Unternehmens wollten die Gesprächspartner mit Verweis auf die Vertraulichkeit dieser Daten nicht benennen.

¹⁷ <https://www.controme.com/heizungssteuerung/wetter/> (Zugriff: 07.06.2021).

¹⁸ <https://www.climacloud.info/de/smarteres-energiemanagement/heizungssteuerung-wetterprognose/> (Zugriff: 07.06.2021).

- ▶ eGain Energiedienstleistungen GmbH, Berlin¹⁹,
- ▶ MeteoViva GmbH, Jülich²⁰.

Nachfrageseite

Für die Fallstudie 1 liegt der Fokus auf dem Nachfragesegment Mehrfamilienhäuser mit 13 und mehr Wohneinheiten (vgl. Kapitel 4.2).²¹

Das Bundesamt für Statistik weist in seinem Datenreport 2021 einen Bestand von gut 19 Mio. Wohngebäuden für Deutschland aus (Destatis 2021). Hierunter befinden sich knapp 3,2 Mio. Mehrfamiliengebäude mit drei und mehr Wohneinheiten.

Das Teilsegment Mehrfamilienhäuser mit 13 und mehr Wohneinheiten wurde vom Bundesamt für Statistik zuletzt im Rahmen des Zensus 2011, Teil Gebäude und Wohnungen erhoben (Destatis 2014): Von den zum Stichtag 9. Mai 2011 gut 18,9 Mio. Wohngebäuden in Deutschland waren laut Zensus knapp 219.000 Gebäude mit 13 und mehr Wohneinheiten.

Unter der Annahme, dass der Anteil von Mehrfamilienhäusern mit 13 und mehr Wohneinheiten am Gesamtbestand deutscher Wohngebäude mit 1,19 % seit 2011 unverändert geblieben ist, kann für das Jahr 2020 eine Anzahl von 230.000 größeren Mehrfamilienhäusern für Deutschland extrapoliert werden. Dies stellt in Fallzahlen das aktuelle Marktpotenzial des hier betrachteten Anwendungsfalls dar.

Zur Ermittlung des mittelfristigen Marktpotenzials 2030 bietet sich eine Extrapolation auf Basis der Entwicklung des Wohngebäudebestands seit 2011 an. Schreibt man die sehr stabile Zunahme des Wohngebäudebestands von jährlich 100.000 Wohngebäuden linear weiter, so wächst der Wohngebäudebestand bis Ende 2030 auf 20,2 Mio. Einheiten. Darunter werden ca. 242.000 Mehrfamilienhäuser mit 13 und mehr Wohnungen sein.

Marktverbreitung

Auf Basis der übergeordneten Marktdaten im Segment Energiemanagement der BfEE Marktanalyse sowie der Aussagen der befragten Unternehmensvertreter erstellten die Autor*innen eine grobe Abschätzung der aktuellen Verbreitung von Wetterprognosesteuerungen in Deutschland. Hierbei wurden auch Informationen über den Digitalisierungsgrad von Heizzentralen berücksichtigt²².

Im Ergebnis ermitteln die Autor*innen für 2020 einen geschätzten Bestand von ca. 1.000 bis 1.500 installierten Wetterprognosesteuerungen sowie einen geschätzten jährlichen Zuwachs von ca. 125 bis 250 Einheiten.²³ Hierin enthalten sind Installationen sowohl in Wohn- wie auch in Nichtwohngebäuden. Vereinfachend wird eine 50:50 Verteilung zwischen Nichtwohngebäuden und größeren Mehrfamilienhäusern angenommen. Daraus ergibt sich für 2020 ein geschätzter Bestand von ca. 500 bis 750 Wetterprognosesteuerungen in Mehrfamilienhäusern mit 13 und mehr Wohneinheiten.

¹⁹ <https://www.egain.io/de/news/intelligente-heizungssteuerung-dank-wetterprognose/> (Zugriff: 14.06.2021).

²⁰ <https://meteoviva.com/loesungen/meteoviva-climate/meteoviva-climate/> (Zugriff: 14.06.2021).

²¹ Das Nachfragesegment Nichtwohngebäude wird hier nicht vertieft, ist aber in der Praxis ebenfalls relevant.

²² Der Geschäftsführer eines Energiedienstleistungsunternehmens bezifferte in einem Interview die Zahl ‚aufgeschalteter‘ – das heißt mit fernauslesbarer digitaler Messtechnik ausgestatteter – Heizzentralen auf deutschlandweit maximal 20.000 (hierunter auch solche in Nichtwohngebäuden). Erst die Aufschaltung ermöglicht eine kontinuierliche online-gestützte Übertragung und Analyse relevanter Betriebsdaten. Eine solche Online-Anbindung ist auch für Wetterprognosesteuerung erforderlich. Wichtig ist, dass die genannte Zahl unterschiedlichste Energiedienstleistungen beinhaltet; dies reicht von Installation und Betrieb kompletter Heizzentralen mit Blockheizkraftwerk durch Contractoren bis hin zum onlinegestützten Monitoring von Energiedaten.

²³ Diese Zahlen wurden durch einen der Anbieter kommentiert mit „schwer zu sagen, [...] aber plausibel“.

4.3.2 Marktentwicklung 2030

Der nachfolgenden Abschätzung der möglichen Verbreitung von Wetterprognosesteuerungen bis 2030 liegen folgende Annahmen zugrunde:

- ▶ Veränderung des jährlichen Zuwachses bis 2030: 25–30 %
Begründung: Gute Wirtschaftlichkeit der Dienstleistung Wetterprognosesteuerung (vgl. Hengstenberg 2018) für Anbieter und Kunden, die sich durch CO₂-Bepreisung weiter verbessern wird; fortschreitende Digitalisierung des Gebäudebestands; voraussichtliche Zunahme an Anbietern für Wetterprognosesteuerung im Markt.
- ▶ Bei dem Zubau von Wetterprognosesteuerungen wird zwischen 2020 und 2030 ein Anteil von 50 % Mehrfamilienhäuser angenommen. Die andere Hälfte sind Nichtwohngebäude.²⁴

Bis 2030 ergibt sich hieraus die nachfolgende Bandbreite an möglichen Installationen von Wetterprognosesteuerungen im deutschen Markt insgesamt sowie im Teilssektor Mehrfamilienhäuser mit ≥ 13 WE. Die Zahlen sind eine konservative Abschätzung unter Business-as-usual Bedingungen.²⁵

Tabelle 10: Abschätzung WPS in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 WE bis 2030

Jahr	WPS installiert gesamt		WPS installiert in MFH ≥ 13 WE		Bestand MFH ≥ 13 WE	Anteil WPS an Be- stand MFH ≥ 13 WE	
	min.	max.	min.	max.		min.	max.
2020	1.000	1.500	500	750	230.000	0,2 %	0,3 %
2025	2.030	3.760	1.015	1.880	236.000	0,4 %	0,8 %
2030	5.160	12.150	2.580	6.075	242.000	1,1 %	2,5 %

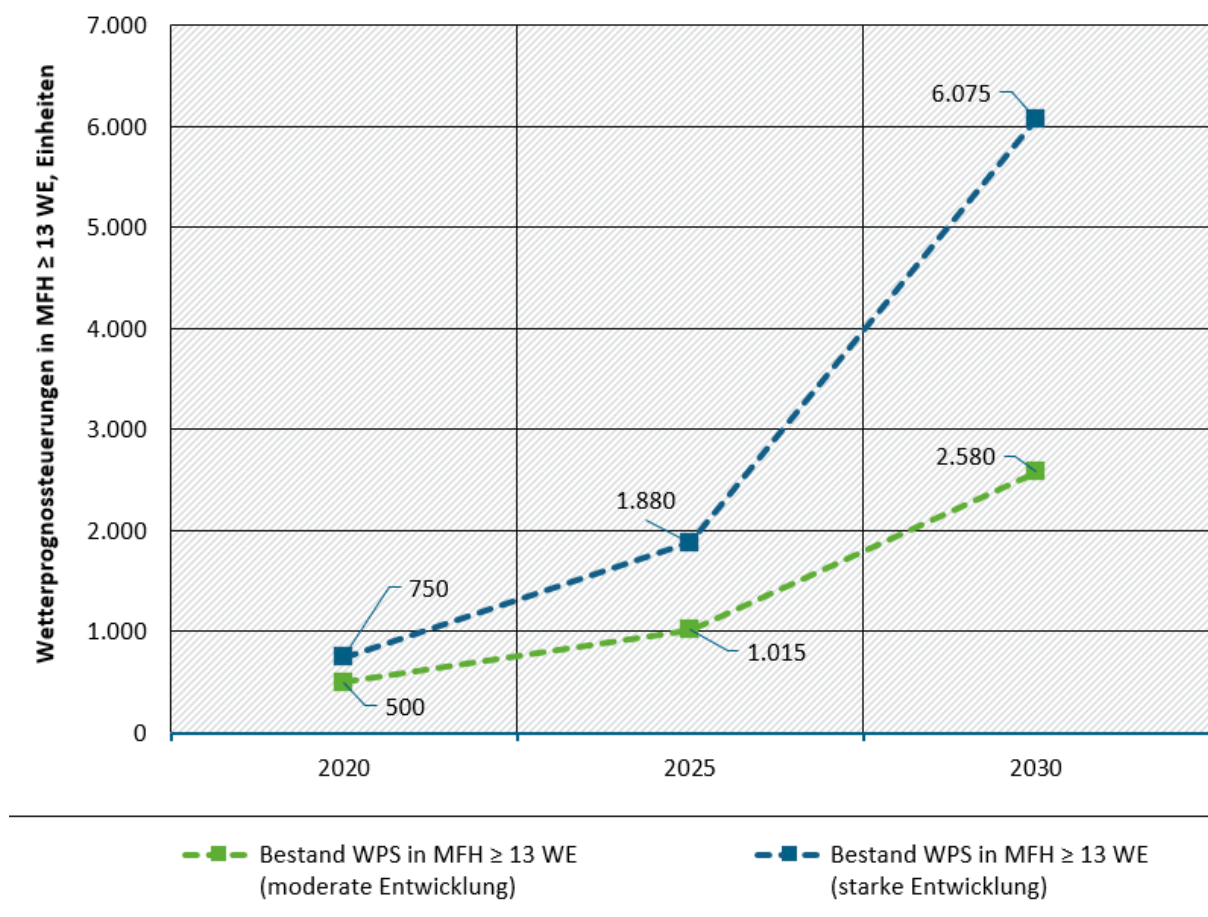
Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online; Extrapolation auf Basis Destatis (2014; 2019b)

Die erwartete mengenmäßige Bandbreite installierter Wetterprognosesteuerungen in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 WE in Deutschland unter den genannten Annahmen zeigt Abbildung 11.

²⁴ Laut BfEE Marktstudie stellen Wohngebäude-Eigentümer derzeit keine wichtige Nachfragegruppe von Energiedienstleistungen dar. In Interviews mit Anbietern von Wetterprognosesteuerung wurde jedoch angemerkt, dass das Interesse von Wohnungsgesellschaften durchaus gegeben sei und auch wachse.

²⁵ Eine deutlich stärkere Marktentwicklung ist möglich, sofern es zu Anpassungen bei den Rahmenbedingungen kommt, siehe hierzu Kapitel 4.7.

Abbildung 11: Abschätzung der Wetterprognosesteuerungen in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 WE bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung, co2online

4.4 Klima- und Umwelteffekte der Einzelanwendung

4.4.1 Untersuchungsrahmen

Die **Systemgrenze** bei dieser Anwendung ist das Gebäude (Wohngebäude) bzw. die von einer Heizanlage versorgten Gebäude. Mögliche Heizenergieeinsparungen sind nicht vom Nutzungsverhalten abhängig, sondern allein von den technischen Gegebenheiten vor Ort und der Qualität der Regelstrategie. Nutzer*innen werden nur insoweit in den Prozess einbezogen, dass ggf. die Raumtemperatur der Wohnungen überwacht, in die Regelstrategie einbezogen sowie ein Komfort-Temperaturniveau garantiert und bei Bedarf nachgewiesen wird. Auswirkungen auf das vorgelagerte Versorgungsnetz (Strom, Gas, Fernwärme) der Heizanlage werden nur als systemische Effekte betrachtet.

Als **funktionelle Einheit** der Fallstudie wird die Wärmeversorgung eines Gebäudes für ein Kalenderjahr herangezogen. Das Mustergebäude ist ein Mehrfamilienhaus mit 22 Wohneinheiten und 1.650 m² beheizter Nutzfläche. Die Wärmeversorgung erfolgt über einen Gas-Brennwertkessel mit 127 kW Leistung und 1.800 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Der spezifische Wärmeenergieverbrauch des Gebäudes beträgt 139 kWh/m² im Jahr.

4.4.2 Sachbilanz

4.4.2.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

Im Mittelpunkt der Betrachtung steht die Heizanlage des in Abschnitt 4.2 beschriebenen Gebäudes. Es wurde eine Gasheizung mit einer Nennleistung von 127 kW mit einer Lebensdauer von 20 Jahren (nach VDI 2067, Bl. 1, VDI 2000) abgebildet, weiterhin der Gaszähler des Versorgers (16 Jahre, d. h. bei einer Eichdauer von 8 Jahren wurde eine übliche Nacheichung unterstellt) und der Stromverbrauch der Heizung für Steuerung und Pumpen (Leistungsaufnahme 50 W bei 4.500 Betriebsstunden ergibt 225 kWh/a). Alle aufgeführten Parameter gehen in die Bilanz von Referenz- und Anwendungsfall ein. Der Gasverbrauch des Gebäudes beträgt 229.350 kWh.

Die Wetterprognosesteuerung besteht aus den folgenden zusätzlich benötigten Geräten, Schnittstellen und Sensoren, für die Herstellung und Entsorgung sowie Stromverbrauch im Betrieb zu berücksichtigen sind:

- ▶ Steuerbox für die „Manipulation“ des Außentemperatursensors und Einbindung der Wetterprognosesteuerung in die vorhandene Heizanlagenregelung („generisches Elektronikbauteil“, Nutzungsdauer 10 Jahre),
- ▶ Datenlogger und Gateway („Internetmodem“, 10 Jahre Lebensdauer, Leistungsaufnahme inkl. Steuereinheit ca. 0,25–7²⁶, im Mittel 5 W, bei 8.760 h entsprechend 2,19 bis 96,36 kWh/a, im Mittel 43,8 kWh/a),
- ▶ Zwei Temperaturfühler (20 Jahre Lebensdauer angelehnt an die in Heizungen verbauten Temperaturfühler),
- ▶ Aufsatz Gaszähler (S0-Schnittstelle, 16 Jahre Lebensdauer analog zum Gaszähler bzw. 10 Jahre Lebensdauer bei einer „Energycam“, also einem Kameraaufsatz, der die Gaszählerstände abfotografiert),
- ▶ Rack-Server im Rechenzentrum (1–2 Höheneinheiten, 3 Jahre Lebensdauer, Leistungsaufnahme 140 W) pro 200 Anwendungen ca. 1.226,4 kWh/a, d.h. 6,1 kWh je Wetterprognosesteuerung).

Für alle Bauteile werden die Material- und Energieaufwendungen sowie Emissionen aus Herstellung, Betrieb und Entsorgung ökologisch bilanziert (vgl. Kapitel 4.2).

Tabelle 11: Übersicht über die Bauteile in Fallstudie 1

Bauteil	Einsatzort	Einsatzhäufigkeit	Vorhanden in Referenz / Anwendungsfall?
Gas-Brennwertkessel (127 kW)	Heizzentrale d. Gebäudes	1 pro Heizzentrale	Referenz + Anwendungsfall
Aufsatz Gaszähler	Heizzentrale d. Gebäudes	1 pro Heizzentrale	Anwendungsfall
Temperaturfühler Vor- und Rücklauf	Heizzentrale d. Gebäudes	2 pro Heizzentrale	Anwendungsfall
Steuerbox	Heizzentrale d. Gebäudes	1 pro Heizzentrale	Anwendungsfall

²⁶ 0,25 W: Datenblatt Anbieter eGain; 7 W: Angabe eines Anbieters per Email vom 25.09.2019.

Datenlogger und Gateway	Heizzentrale d. Gebäudes	1 pro Heizzentrale	Anwendungsfall
Rackserver	Rechenzentrum Dienstleister	1-2 Höheneinheiten	Anwendungsfall

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

Im Referenzfall übermittelt der Außentemperaturfühler die aktuelle Außentemperatur an den Heizkessel. Die aktuelle Außentemperatur bestimmt gemäß hinterlegter Heizkurve die Fahrweise des Heizkessels. Weiter misst der Gaszähler den Gasverbrauch. Eine weitere Datenerfassung ist im Referenzfall nicht gegeben. Eine Datenübertragung nach außen findet ebenfalls nicht statt, entsprechende Übertragungsvorrichtungen (Gateway) sind nicht vorhanden. Im Anwendungsfall erfasst die neu installierte Steuerbox im 15-Minuten-Takt Lastprofilaten (Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur, Gasverbrauch) der Heizungsanlage. Hierzu wurden entsprechende Tempertaturfühler bzw. ein Aufsatz auf den Gaszähler ergänzt. Die Daten werden lokal zwischengespeichert und einmal täglich über ein Gateway auf den Server des Dienstleistungsunternehmens übertragen.

Neben den Betriebsdaten der Heizungsanlage laufen auf dem Server des Dienstleistungsunternehmens auch lokale Wettervorhersagedaten (z. B. des Deutschen Wetterdienstes) auf. Beides geht ein in die Berechnung optimierter Regelparameter (Außenwiderstand der Heizungsanlage), die stündlich an die dezentrale Steuerbox zurück übermittelt werden, die diese an die Heizungsregelung weitergibt. Alle Berechnungen erfolgen auf dem zentralen Server, um lokale Software-Updates zu vermeiden. Zum Gesamtumfang des dargestellten Datentransfers wurden unterschiedliche Angaben gemacht, er liegt laut Anbieter ClimaCloud bei 0,01 GB/a²⁷ pro angeschlossene Heizzentrale. Die Autor*innen schätzen diese Angabe im Vergleich zu anderen Anwendungen als eher gering ein, daher wurde dieser Wert im Best Case verwendet. Für den Base Case wurden angelehnt an Standardanwendungen abweichend 0,1 GB/a angesetzt. Für die Nutzung der entsprechenden App / Webanwendung durch den Anlagenbetreiber werden zusätzlich 0,2 GB/a angenommen. Dies beruht auf der Annahme, dass die Kundin oder der Kunde im Durchschnitt 100 Minuten/a das Portal / die App nutzt und darin Daten überprüft (siehe hierzu Kapitel 2.2.2.1).

Tabelle 12: Übersicht über den Datentransfer in Fallstudie 1

Datenübertragung	Frequenz	Empfänger	Genutzte Infrastruktur
Temperaturdaten, Gas-Zählerstände	15 Minuten	Steuerbox	M-Bus
Lastprofilaten (0,1 GB/a)	stündlich	Server	DSL/Kabel bzw. GSM
Wetterdaten an Server	täglich	Server	Internet
Steuersignal mit angepassten Parametern	täglich	über Steuerbox an Heizkessel	DSL/Kabel bzw. GSM; M-Bus
Kundenportal (ca. 0,2 GB/a)	ca. monatlich	Anlagenbetreiber	Internet

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

²⁷ Email eines Unternehmens zum Energiemanagement vom 25.09.2019.

4.4.2.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

Für die Effekte 2. Ordnung wird in der Fallstudie der mittels Wetterprognosesteuerung reduzierte Heizenergieverbrauch des Modellgebäudes betrachtet. Durch den Einsatz einer Wetterprognosesteuerung kann der Heizenergieverbrauch nach Anbieterangabe (eGain)²⁸ im Schnitt um 10–20 % gesenkt werden.

Diese Einsparung wurde auch von Hengstenberg (2018) evaluiert. Für sieben Gebäude (Studentenwohnheime, Schulen und Wohngebäude) mit der Nutzfläche von ca. 10.000 m² wurden die klimabereinigten Verbrauchsminderungen nach Einbau einer Wetterprognosesteuerung des Anbieters eGain bestimmt. Die mittlere Einsparung betrug bei diesen Gebäuden 20 %. Aus Gründen der Abgrenzung von Effekten einer ggf. parallel an der Heizungsanlage vorgenommenen Effizienzüberwachung (vgl. Fallstudie 2) werden für den Durchschnittsfall einer Wetterprognosesteuerung nur 10 % Einsparung angesetzt. Dieser Wert wird zudem vom Hersteller/Dienstleister garantiert, kann also als gesichert angesehen werden.

Oschatz und Mailach (2017) untersuchten die Energieeinsparpotenziale digitaler Anwendungen im Heizungsbereich, wobei auch eine Simulationsstudie (Kersken und Sinnesbichler 2013) über eine Heizungsregelung mit Abwesenheitserkennung und Wetterprognose analysiert wurde. Abschließend ermitteln Oschatz und Mailach für die Funktionalität der Wetterprognosesteuerung bei Einfamilienhäusern bzw. kleine Mehrfamilienhäuser im Bereich Altbau ein Einsparpotenzial von nur 3 % p.a., weshalb dieser Wert im Worst Case verwendet wird.

Zum besseren Verständnis der Bandbreite der dargestellten Einsparpotenziale ist zu berücksichtigen, dass die von Hengstenberg ermittelten Einsparungen auf gemessenen Daten größerer Gebäude beruhen, in denen ein Energiedienstleistungsunternehmen die Wetterprognosesteuerung eingebaut und kontinuierlich gemonitort hat. Oschatz und Mailach (2017) hingegen hatten als Referenz eine Heizungssteuerung, in der die Wetterprognosesteuerung ein Teilsystem darstellt und welches nicht durch Fachpersonal überwacht wird. Gleichwohl ist die Datenlage bei dieser noch jungen Technik derzeit begrenzt, so dass weitere Feldstudien zur Absicherung und Präzisierung der Potenziale wünschenswert wären.

Für die unterstellte Heizanlage mit 127 kW Leistung und 1.800 Vollbenutzungsstunden beträgt die mittlere Einsparung (10 %) daher 22.935 kWh, in der Max-Variante nur 9.174 kWh.

4.4.2.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Die Effekte 3. Ordnung werden hier nur qualitativ beschrieben.

Bei einer Nachrüstung von Wetterprognosesteuerungen werden Fehler und Defekte im vorgelagerten Heizsystem (z. B. defekte Komponenten bzw. Anbindung), am Kessel bzw. an der Regelung erkannt und beseitigt. Die damit verbundenen zusätzlichen Heizenergieeinsparungen werden in Fallstudie 2 „Effizienzüberwachung“ betrachtet.

Rebound: Da die Anbieter den Energieverbrauch vor Einbau und nach Einbau der Technik messen, sind Rebound-Effekte in der Einsparung bereits inkludiert. Tatsächlich wird ein Rebound auftreten, wenn Bewohner*innen eine Unterversorgung ihrer Wohnung vermuten, die ggf. mit höheren Raumtemperaturen kompensiert wird. Der Vermutung einer Unterversorgung wird durch den Anbieter entgegengetreten, indem teilweise die Innentemperaturen ausgewählter Nutzer*innen gemessen werden, um nachzuweisen, dass eine Unterversorgung nicht auftritt. Rebound-Effekte einzelner Nutzender dürften sich größtenteils durch den Normalverbrauch benachbarter Wohnungen (Transmission zwischen den Wohnungen führt zu gleichbleibendem

²⁸ Telefonisches Interview mit dem technischen Projektentwickler eines Energiedienstleisters; 24.3.2020.

Temperaturniveau innerhalb eines Mehrfamilienhauses) nivellieren. Nur kollektive Nutzungsverhaltensänderungen führen in solchen Gebäuden zu Mehr- oder Minderverbräuchen. Sollten solche Fälle eintreten (insbesondere bei Betrachtung kleiner Gebäude), liegt die Grenze, wo der Rebound die beschriebenen Effekte 1. und 2. Ordnung übertrifft, bei einer nutzerseitigen Erhöhung der Innentemperaturen um ca. 1,5 K (ca. 6 % Mehrverbrauch je K).

Ebenfalls nicht bilanziert wird der Zusatznutzen, der durch die vorhandene Fernüberwachung generiert werden kann. Hierzu zählt beispielsweise die Funktionsüberwachung der Heizungsanlage über ein Verbrauchsmonitoring. Auch der in der Praxis häufig vorkommende Fall, dass Bewohner*innen in den Übergangszeiten, wenn die Außentemperatur über der Heizgrenztemperatur liegt, einen Heizungsausfall melden, kann nun online geklärt und damit ein aufwendiger und kostenintensiver Personaleinsatz vermieden werden.

4.4.2.4 Sensitivitätsanalyse

Es erfolgte eine Sensitivitätsanalyse, um die Unsicherheiten in den Annahmen und Daten zu berücksichtigen und die Robustheit der Ergebnisse einschätzen zu können. In den Base Case gehen die Annahmen ein, die aus Sicht der Autor*innen am plausibelsten sind. In einem Best Case wurden jeweils die Annahmen zusammengetragen, die zu besonders geringen, und in einem Worst Case die Annahmen, die zu besonders hohen Treibhausgasemissionen führen. Tabelle 13 führt die Input-Parameter auf, die für Best und Worst Case angenommen wurden.

Tabelle 13: Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 1

Bauteil	Base Case	Best Case	Worst Case
Datentransfer [GB/a]	0,1	0,01	0,1
Stromverbrauch Steuerbox, Datenlogger, Gateway [kWh/a]	43,8	2,2	96,4
Stromverbrauch Rack-Server in Abhängigkeit von der angeschlossenen Anzahl der Anlagen (200, 300, 100) [kWh/a]	6,1	4,1	12,3
Einsparung Gasverbrauch (10, 15 bzw. 4 % p.a). [kWh/a]	22.935	34.402	9.174

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

Weiterhin wurde im Rahmen der Sensitivitätsanalyse geprüft, ab welcher Heizanlagengröße die Mehraufwände für MRT die Einsparungen der Wetterprognosesteuerung bei CO₂-Äquivalent aufwiegen: Auch bei Einfamilienhäusern mit durchschnittlichen Verbrauchswerten nach Heizspiegel gibt es noch einen Umweltvorteil.

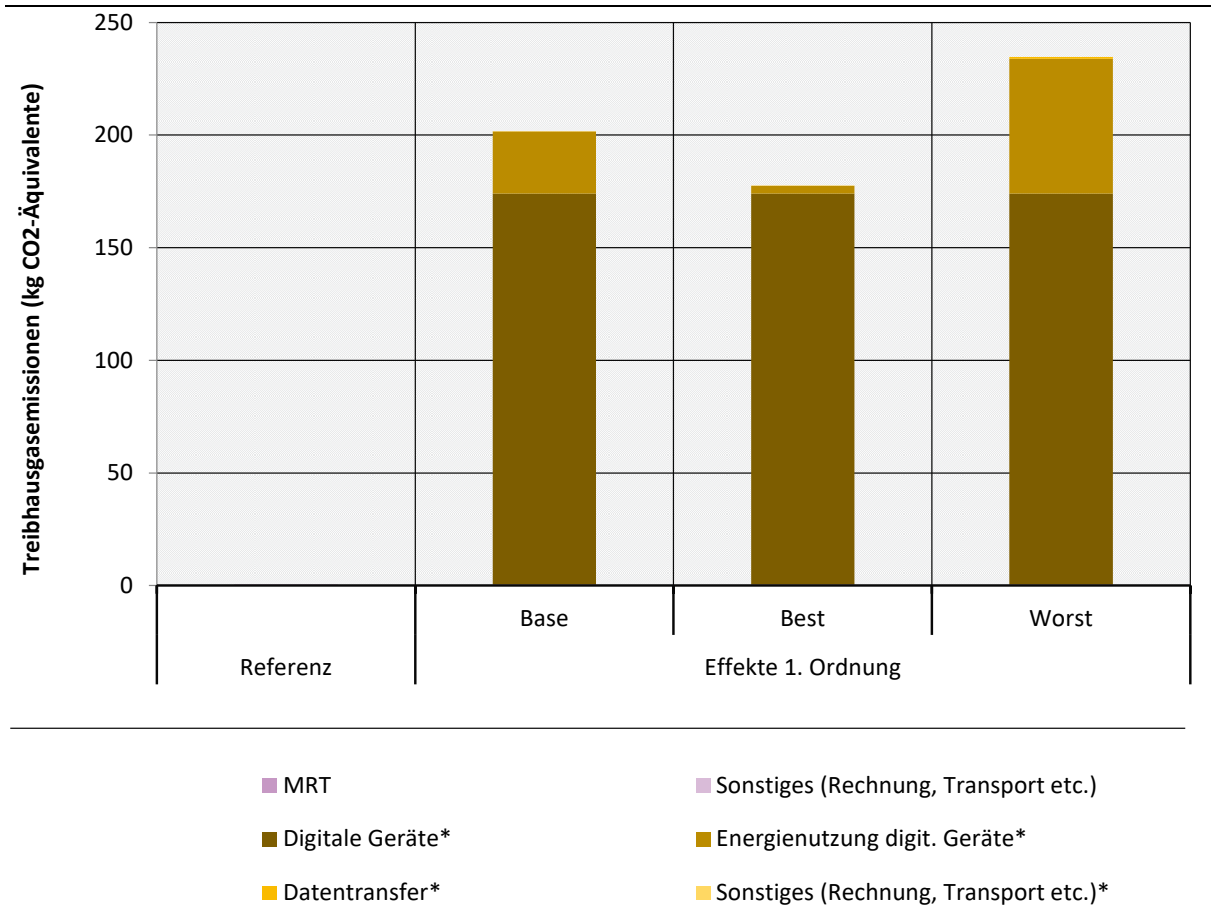
4.4.3 Zusammenfassung der umweltrelevanten Effekte und Wirkungsabschätzung

4.4.3.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

Die notwendige digitale Infrastruktur für die Wetterprognosesteuerung verursacht bei den Effekten 1. Ordnung im Vergleich zum nicht-digitalen Referenzfall zusätzliche Emissionen von im Mittel 201 kg CO_{2eq}/a (min: 177, max. 234 kg CO_{2eq}/a). Davon machen Produktion, Betrieb und Entsorgung der IKT 174 kg CO_{2eq}/a (entspricht 2.842 MJ/a bzw. 790 kWh/a) aus, die Energienutzung der Geräte nochmals 28 kg CO_{2eq}/a (entspricht 484 MJ/a bzw. 134 kWh/a). Der Daten-

transfer zwischen Heizzentrale und Dienstleister, zwischen Wetterdienst und Dienstleister sowie für die Nutzung des Kundenportals bzw. der App durch den Anlagenbetreiber verursachen eine Umweltwirkung von ca. 0,2 kg CO_{2eq}/a (entspricht 3,2 MJ/a bzw. 0,9 kWh/a). Abbildung 12 zeigt, dass sich durch die zusätzlich genutzte digitale Infrastruktur bei den Effekten 1. Ordnung eine Netto-Umweltbelastung ergibt.

Abbildung 12: Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls für Fallstudie 1



*Wirkungen ausgehend von zusätzlichen digitalen Anwendungen in den Varianten

Quelle: Eigene Darstellung, co2online

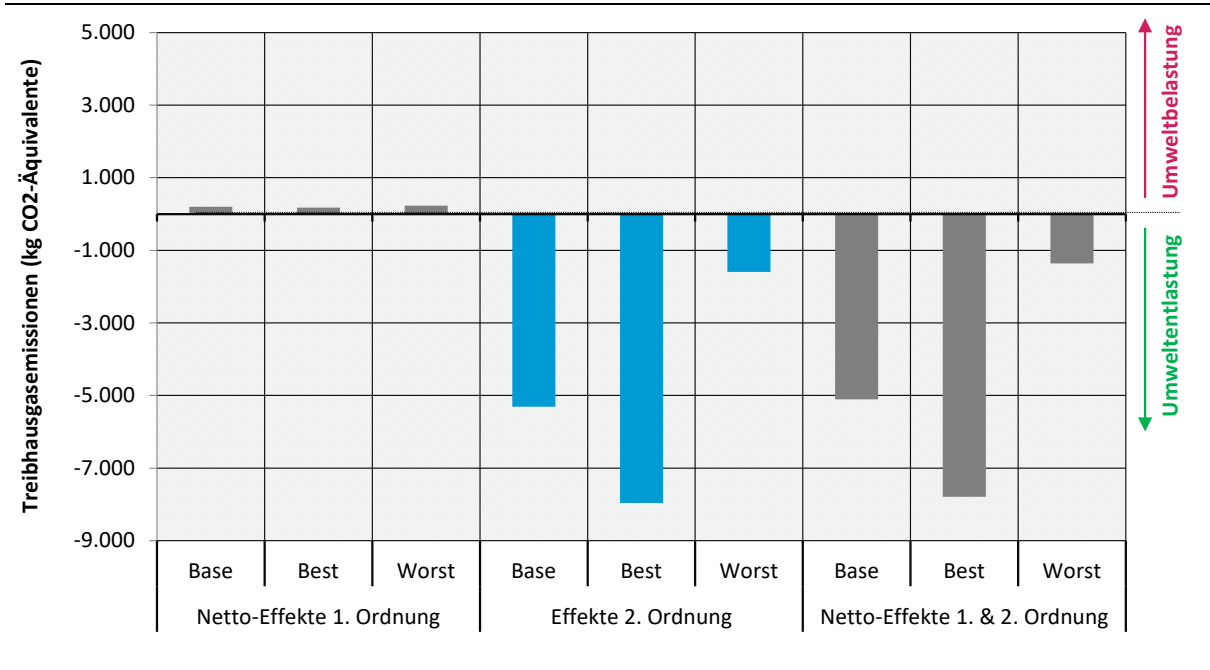
Die Emissionen der Digitalisierung können auch zu den Umweltwirkungen der Herstellung, dem Betrieb und der Entsorgung der Wärmeversorgung des Referenzgebäudes gesetzt werden. Die Gesamtemissionen hierfür belaufen sich auf 53.331 kg CO_{2eq}/a. Hiervon macht der Energieverbrauch (vor allem Gas 894.645 MJ/a bzw. 248.512 kWh/a) den größten Teil mit 53.218 kg CO_{2eq}/a aus. Die Technikausstattung (Gaskessel, -zähler) ist mit 0,9 MJ/a (2,5 kWh/a) für weitere 112 kg CO_{2eq}/a verantwortlich. Die direkten Effekte der Digitalisierung sind demgegenüber gering.

4.4.3.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

Die Reduzierung des Energieverbrauchs und der Energiekosten für die Wärmeerzeugung ist die zentrale Motivation auf Seiten der Anlagenbetreiber, ihre Heizzentrale mit einer Wetterprognosesteuerung ausstatten zu lassen. Das erreichbare Maß der Einsparung macht die Wetterprognosesteuerung bei größeren Gebäuden wirtschaftlich, was wiederum Grundlage dafür ist, dass diese Dienstleistung am Markt angeboten wird.

Abbildung 13 zeigt, dass der Großteil der Umweltentlastung eben aufgrund der erzielbaren Energieeinsparung (Effizienz) erreicht wird. Der um 89.071 MJ/a (22.935 kWh/a) reduzierte Energieverbrauch verursacht verringerte Emissionen in Höhe von 5.310 kg CO_{2eq}/a. Dies übersteigt die gegenläufigen Effekte erster Ordnung bei weitem, so dass ein Umweltvorteil (grün) in Höhe von 5.108 kg CO_{2eq}/a (entspricht 85.741 MJ/a bzw. 23.817 kWh/a) gegeben ist. Selbst im Worst Case mit sehr konservativen Annahmen besteht noch ein Umweltvorteil in Höhe von 1.359 kg CO_{2eq}/a (entspricht 22.814 MJ/a bzw. 6.337 kWh/a).

Abbildung 13: Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung für Fallstudie 1



Effekte 2. Ordnung:

- Energieträgerwechsel
- Effizienz
- Vorzeitige Entsorgung Referenz-Geräte
- Ersatz durch virtuelle Produkte

Quelle: Eigene Darstellung, co2online

4.4.3.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Die Effekte 3. Ordnung werden wegen der Schwierigkeit, die Größe der Effekte zu bestimmen, nicht mengenmäßig bilanziert, sondern qualitativ beschrieben.

Als Effekt 3. Ordnung ist insbesondere der Rebound-Effekt zu sehen, der beispielsweise durch eine nutzerseitig vorgenommene Erhöhung der Innentemperatur nach Einbau der Wetterprognosesteuerung erfolgen kann. Die Studie „Rebound-Effekte: Ihre Bedeutung für die Umweltpolitik“ (de Haan et al. 2015) fasst die Literatur zu Rebound-Effekten bei der Raumwärme nach energetischen Modernisierungen zusammen. Im Mittel werden Rebound-Effekte von 30 % festgestellt, wobei eine Innentemperaturerhöhung nur einen Teilaspekt darstellt. Untersuchungen zu Rebound-Effekten nach der Durchführung von geringinvestiven Maßnahmen werden in der Studie nicht aufgeführt. Eine mengenmäßige Bewertung ist daher, wie bereits dargestellt, nicht ohne weiteres möglich. Hinzu kommt der Effekt, dass in den Einsparungen, die der Dienstleister dem Anlagenbetreiber kommuniziert, der Rebound-Effekt bereits enthalten ist, da die Einsparung messtechnisch bestimmt wird.

Außerdem ist zu berücksichtigen: Wenn nur einzelne Bewohner*innen eines Mehrfamilienhauses ihre Innentemperatur anpassen, wird der Effekt durch den Temperatenausgleich zwischen den Wohnungen fast komplett verschwinden. Ein wirksamer Rebound-Effekt ist nur dann zu erwarten, wenn die große Mehrheit der im Gebäude lebenden Personen gleichermaßen die Temperaturen in ihren Wohnungen anheben.

Als Break-Even-Punkt, an dem der dargestellte Umweltvorteil in Höhe von 5.108 kg CO_{2eq}/a durch den Rebound-Effekt wieder ‚aufgefressen‘ würde, ist eine Erhöhung der Innentemperatur um 1,5 K zu betrachten.

Die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung zeigen, dass die Netto-Umweltwirkung aus den Effekten 1. und 2. Ordnung deutlich vorteilhaft ist. Zwar führen Produktion, Betrieb und Entsorgung der IKT zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Referenzfall. Durch die deutliche Verminderung des Energieverbrauchs wird dies aber mehr als ausgeglichen, so dass selbst unter konservativen Annahmen ein Umweltvorteil verbleibt. Auch bei Betrachtung von Rebound als Effekt der 3. Ordnung bleibt dieses Potenzial zur Treibhausgasvermeidung bestehen, solange nicht aufgrund des Rebound-Effekts eine nutzerseitige Erhöhung der Innentemperaturen um mehr als 1,5 K erfolgt. Unter Berücksichtigung der vereinfachenden Annahmen ist daher davon auszugehen, dass von der Wetterprognosesteuerung eine positive Klimawirkung ausgeht.

4.5 Hochrechnung der Klimateffekte

Durch Skalierung der ermittelten THG-Minderungspotenziale pro Einzelobjekt mit den für die Jahre 2025 und 2030 erwarteten Stückzahlen von Wetterprognosesteuerungen im Segment größerer Mehrfamilienhäuser (vgl. Tabelle 14) lässt sich das Treibhausgasemissionsminderungspotenzial bis 2030 für diesen Teilmarkt abschätzen. Die dargestellten Bandbreiten ergeben sich zum einen aus der Marktentwicklung (moderates vs. starkes Marktwachstum), des Weiteren aus den im Rahmen dieser Studie ermittelten spezifischen THG-Minderungspotenzialen (Best, Base, Worst Case, vgl. Abbildung 13).

Für die zwei in Abbildung 11 dargestellten Marktentwicklungen werden folgende THG-Effekte erwartet (negativer Wert bedeutet THG-Minderung)²⁹:

Tabelle 14: Hochrechnung der Klimateffekte in 2030 für Fallstudie 1

	2025			2030		
	Base	Best	Worst	Base	Best	Worst
	[t CO _{2eq} /a]	[t CO _{2eq} /a]	[t CO _{2eq} /a]	[t CO _{2eq} /a]	[t CO _{2eq} /a]	[t CO _{2eq} /a]
Moderate Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	200	179	229	501	455	565
Effekte 2. Ordnung	-5.389	-8.084	-1.617	-13.699	-20.548	-4.109
Effekte 3. Ordnung	0	0	0	0	0	0
Summe	-5.189	-7.904	-1.388	-13.197	-20.093	-3.544

²⁹ Die Emissionsminderungen 2025 und 2030 sind auf Basis der Daten des Referenzgebäudes errechnet worden. Eine mögliche Minderung des Energiebedarfs des Referenzgebäudes bis 2030 aufgrund künftiger Sanierungsmaßnahmen – und damit auch eine Minderung der erzielbaren THG-Minderungen durch die Wetterprognosesteuerung – sind in den Zahlen noch nicht berücksichtigt.

Starke Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	371	332	424	1.180	1.070	1.331
Effekte 2. Ordnung	-9.982	-14.973	-2.994	-32.255	-48.383	-9.676
Effekte 3. Ordnung	0	0	0	0	0	0
Summe	-9.611	-14.641	-2.571	-31.075	-47.312	-8.345

Quelle: Eigene Berechnung, co2online

Effekte 3. Ordnung – dies ist im Fall der Wetterprognosesteuerung vor allem der mögliche Rebound-Effekt in Form eines weniger sparsamen Heizverhaltens der Mieter*innen – sind in der Modellierung der THG-Effekte nicht quantitativ erfasst worden. Rebound-Effekte könnten das Maß der THG-Minderungen verkleinern, jedoch erst ab einer durchschnittlichen Raumtemperaturerhöhung der Mieter*innen von 1,5 K die erzielten THG-Minderungen verschwinden lassen (vgl. Kapitel 4.4.3.3).

Beitrag zu den Klimazielen

Die Bundesregierung hat mit dem Klimaschutzplan 2050 (BMUB 2016) ihre klimapolitischen Grundsätze und Ziele festgelegt. Der Weg zum Langfristziel Treibhausgasneutralität wird darin mit Sektor-spezifischen Zwischenzielen für das Jahr 2030 konkretisiert. Die Ziele wurden später im Bundes-Klimaschutzgesetz beschlossen, das im Juni 2021 nochmals novelliert wurde.

Für den Sektor Gebäude verweist der Klimaschutzplan auch auf die Energieeffizienz-Strategie Gebäude (BMWi 2015), worin Instrumente für die Transformation hin zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050 definiert sind, darunter auch Maßnahmen wie Heizungsoptimierung und Energiemanagement.

Für den Sektor Gebäude definiert das novellierte Klimaschutzgesetz das folgende Emissionsminderungsziel:

Tabelle 15: Emissionsminderungsziel Gebäudesektor

	1990 [Mio. t CO₂/a]	2014 [Mio. t CO₂/a]	Ziel 2030 [Mio. t CO₂/a]
Sektor Gebäude	209	119	67

Quelle: Deutscher Bundestag (2021)

Im Gebäudesektor sind somit bis 2030 die jährlichen THG-Emissionen um 139 Mio. t auf rund ein Drittel des Basiswertes von 1990 abzusenken. Bis 2014 konnten die Jahresemissionen bereits um 90 Mio. t auf 119 Mio. t gesenkt werden, doch dieser positive Trend ist zwischenzeitlich zum Erliegen gekommen. Für das Jahr 2020 benennt die Bundesregierung (BMU 2021) einen Wert von 120 Mio. t³⁰. Es ist somit erforderlich, die Anstrengungen im Gebäudebereich zu verstärken, um die verbleibende Lücke von 53 Mio. t. pro Jahr bis 2030 schließen zu können.

Die Maßnahme Wetterprognosesteuerung kann im Segment Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE aus heutiger Sicht im Jahr 2030 mit Emissionsminderungen zwischen 3.544 und 47.312 t CO_{2eq}/a

³⁰ Die Emissionswerte des Jahres 2020 enthalten aufgrund der Corona-Pandemie vermutlich Sondereffekte, die nicht dauerhaft sein werden.

(vgl. Tabelle 14) einen Beitrag zwischen 0,01 und 0,09 % zum Schließen der Lücke von 53 Mio. t pro Jahr bis 2030 leisten. Dieser Beitrag wird mit einer Abdeckung von 0,2 bis 2,5 % des Gebäudebestands innerhalb des Segments Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE erreicht (vgl. Tabelle 14).

Zusätzliche Emissionsminderungen entstehen im Bereich der Nichtwohngebäude. Da Nichtwohngebäude schon heute eine wichtige Kundengruppe für Wetterprognosesteuerung darstellen und die Gebäude tendenziell größer sind als das Referenzgebäude dieser Studie, kann von einer Emissionsminderung in mindestens ähnlicher Höhe wie im Segment der größeren Mehrfamilienhäuser ausgegangen werden.

Einordnung

Als technische Optimierungsmaßnahme adressiert Wetterprognosesteuerung vor allem Bestandsgebäude und erreicht dort Wärmeenergieeinsparungen von 3–15 %. Die Technik ist – wie auch andere Maßnahmen der Betriebsoptimierung – relevant für die Minderung von Energieverbrauch und THG-Emissionen im Gebäudebestand, jedoch nicht in vergleichbarem Maße wie die Ertüchtigung der Gebäudehülle oder der Wechsel auf erneuerbare Energieträger.

Wären 2030 alle ca. 242.000 Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE mit einer Wetterprognosesteuerung ausgestattet, so könnten Emissionsminderungen von bis zu 1,88 Mio. t. CO_{2eq}/Jahr erreicht werden, dies entspräche einem Beitrag von 3,56 % zum Schließen der Lücke von 53 Mio. t im Gebäudesektor 2030. Im Bereich der 2,7 Mio. Nichtwohngebäude ist das Potenzial nochmals deutlich größer, wobei hier aufgrund der Diversität der Gebäude und der unzureichenden Datenlage keine Größenordnung benannt werden kann.

Darüber hinaus ist es möglich, dass sukzessive auch kleinere Mehrfamilienhäuser (3–12 WE) sowie Ein- und Zweifamilienhäuser mit Wetterprognosesteuerung ausgestattet sein werden, sofern diese Technik herstellerseitig in die Wärmeerzeuger bzw. deren Regelung vorinstalliert wird. Damit würde auch für diese ca. 18,7 Mio. Gebäude ein wirtschaftlicher Einsatz der Wetterprognosesteuerung möglich (siehe auch Kapitel 4.7).

Eine zahlenmäßige Annäherung zum gesamten theoretischen Einsparpotenzial im Gebäudebereich bei einer angenommenen 100 % Ausstattung der Gebäude mit Wetterprognosesteuerung ist möglich mit Blick auf den prognostizierten kumulierten Raumwärmebedarf 2030. In der Energierferenzprognose (Schlesinger et al. 2014) wird für den Sektor „Private Haushalte“ ein Endenergieverbrauch für Raumwärme von 1.356 PJ (S. 151) errechnet, für den Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ 299 PJ (S. 174), in Summe 1.655 PJ Endenergie. Bei einer angenommenen durchgehenden Nutzung von Wetterprognosesteuerung könnten bei einer Einsparung von 5 % (konservative Annahme) im Jahr 2030 knapp 83 PJ Endenergie eingespart werden.

4.6 Bestehender Rechtsrahmen

4.6.1 Europarecht

Das Europarecht adressiert Heizungsanlagen zum einen als Bestandteil der Gebäudetechnik, zum anderen als eigenständige Produkte. Eine Wetterprognosesteuerung ist in den einschlägigen Vorschriften nicht explizit vorgesehen.

4.6.1.1 Richtlinie 2010/31/EU

Art. 2 Nr. 15a Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden³¹ legaldefiniert eine Heizungsanlage als „eine Kombination der Bauteile, die für eine Form der Raumluftbehandlung erforderlich sind, durch welche die Temperatur erhöht wird“. Es handelt sich dabei um ein spezifisches gebäudetechnisches System i.S.v. Art. 2 Nr. 3 RL 2010/31/EU, hinsichtlich dessen Erw. 15 Richtlinie 2010/31 – wenn auch ohne rechtliche Verbindlichkeit – den Grundsatz statuiert, „dass zuerst der Energiebedarf für die Heizung und Kühlung auf ein kostenoptimales Niveau zu senken ist.“ Zugleich gilt nach Erw. 7 Richtlinie (EU) 2018/844 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und der Richtlinie 2012/27/EU über Energieeffizienz³² das Gebot, „den Gebäudebestand zu dekarbonisieren“ und (insbesondere) bei Renovierungen „der Grundsatz ‚Energieeffizienz an erster Stelle‘“. Anknüpfend daran ist in Art. 8 Abs. 1 UAbs. 1 Richtlinie 2010/31/EU eine mitgliedstaatliche Festlegung von „Systemanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz, die ordnungsgemäße Installation und angemessene Dimensionierung, Einstellung und Steuerung der gebäudetechnischen Systeme“ vorgesehen.

Heizungsanlagen sowie kombinierte Raumheizungs- und Lüftungsanlagen mit einer Nennleistung von mehr als 70 kW, beispielsweise Wärmeerzeuger, Steuerungssystem und Umwälzpumpe(n), die zur Gebäudeheizung verwendet werden, unterfallen der in Art. 14 Abs. 1 UAbs. 1 Richtlinie 2010/31/EU vorgesehenen Pflicht zur regelmäßigen Inspektion. Diese „umfasst auch die Prüfung des Wirkungsgrads und der Dimensionierung des Wärmeerzeugers im Verhältnis zum Heizbedarf des Gebäudes und berücksichtigt gegebenenfalls die Fähigkeit der Heizungsanlage oder der kombinierten Raumheizungs- und Lüftungsanlage, ihre Leistung unter typischen oder durchschnittlichen Betriebsbedingungen zu optimieren.“³³ Damit ist eine grundsätzliche Aufgeschlossenheit gegenüber effizienzsteigernden Maßnahmen verbunden, wie auch Erw. 36 zur Richtlinie (EU) 2018/844 verdeutlicht. Danach sollte „[b]ei der Durchführung von Inspektionen ... das Ziel mit Blick auf das Erreichen der angestrebten Verbesserungen der Gesamtenergieeffizienz der Gebäude darin bestehen, die tatsächliche Energieeffizienz von Heizungs-, Klima- und Lüftungsanlagen unter realen Nutzungsbedingungen zu verbessern. Die tatsächliche Energieeffizienz dieser Anlagen hängt von der Energie ab, die unter sich dynamisch verändernden typischen oder unter durchschnittlichen Betriebsbedingungen verbraucht wird. Unter den genannten Bedingungen wird die meiste Zeit nur ein Teil der Nennleistung benötigt, daher sollte eine Bewertung der entsprechenden Fähigkeiten der Ausrüstung, die Energieeffizienz des Systems unter unterschiedlichen Bedingungen wie etwa unter Teillastbetriebsbedingungen zu verbessern, Bestandteil der Inspektionen von Heizungsanlagen, Klimaanlage und Lüftungsanlagen sein.“ Eine Wetterprognosesteuerung von Heizungsanlagen fügt sich im Hinblick auf die dadurch hervorgerufenen Einspareffekte in diese Zielvorgaben ein.

³¹ ABl. L 153 vom 18.6.2010, S. 13, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1.

³² ABl. L 156 vom 19.6.2018, S. 75.

³³ Hingewiesen sei ergänzend auf Art. 15 Abs. 6 Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. 2018 L 328/82, wonach die Mitgliedstaaten im Falle eines Heizungsaustauschs mit baurechtlichen Mitteln „die Verwendung von Systemen und Anlagen zur Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Quellen [fördern], die eine erhebliche Verringerung des Energieverbrauchs ermöglichen.“ Im vorliegenden Kontext entfaltet die Regelung eine neutrale Wirkung.

4.6.1.2 Richtlinie 2009/125/EG i.V.m. Verordnung (EU) Nr. 813/2013

Als energieverbrauchende Produkte mit weiter Verbreitung unterfallen Heizanlagen den spezifischen Anforderungen der Verordnung (EU) Nr. 813/2013 der Kommission vom 2. August 2013 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Raumheizgeräten und Kombiheizgeräten³⁴. Basierend auf der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte³⁵ regelt die Verordnung (EU) Nr. 813/2013 Ökodesign-Anforderungen an neue Heizgeräte. Die detaillierten Vorgaben enthalten eine Vielzahl von technischen Anforderungen, die Heizanlagen erfüllen müssen, um das CE-Kennzeichen zu erhalten. Soweit dies der Fall ist, sind sie zugleich nach Art. 6 Abs. 1 UAbs. 1 Richtlinie 2009/125/EG uneingeschränkt im Binnenmarkt verkehrs- und inbetriebnahmefähig. Von den Ökodesign-Anforderungen abweichende Anforderungen dürfen die Mitgliedstaaten mithin nicht aufstellen, jedoch andere Parameter durchaus regulieren.

Bei der Fähigkeit zur Wetterprognosesteuerung von Heizungen handelt es sich um eine Ökodesign-Anforderung i.S.v. Art. 2 Nr. 24 Richtlinie 2009/125/EG, nämlich „eine Anforderung an ein Produkt oder an seine Gestaltung, die zur Verbesserung seiner Umweltverträglichkeit bestimmt ist, oder die Anforderung, über Umweltaspekte des Produkts Auskunft zu geben“. Es stellt sich daher die Frage, ob damit eine Sperrwirkung der Verordnung (EU) Nr. 813/2013 in Bezug auf die nationale Vorgabe einer Wetterprognosesteuerung verbunden ist. Dies ist jedenfalls dann nicht der Fall, wenn diese technisch kein Bestandteil der Heizung selbst ist, sondern es sich um ein eigenständiges technisches Gerät handelt, welches mit der Heizung verbunden und zu deren externer Steuerung eingesetzt wird. In diesem Falle ist bereits der Regelungsbereich der Verordnung (EU) Nr. 813/2013 nicht betroffen und es bleiben die europarechtlichen Anforderungen an Heizgeräte als solche unberührt. Anders ist dies, wenn die Wetterprognosesteuerung integraler Bestandteil der Heizung sein soll. Eine entsprechende normative Vorgabe auf nationaler Ebene hätte bei zwingender Ausgestaltung zur Folge, dass andere Heizgeräte in dem betreffenden Mitgliedstaat nicht mehr verkauft werden könnten, so dass die durch die Ökodesign-Vorgaben angestrebte Binnenmarktfähigkeit der Produkte unterlaufen würde. Allerdings ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass die Verordnung (EU) Nr. 813/2013 keine umfassende Regelung der technischen Charakteristika von Heizgeräten vornimmt, sondern vor allem Anforderungen an deren Mindestwirkungsgrade aufstellt. Eine Wetterprognosesteuerung kann zum einen in tatsächlicher Hinsicht zu deren Erreichung durchaus beitragen; zum anderen handelt es sich dabei gerade um den Gegenstand einer „Nichtregelung“ in der maßgeblichen Ökodesign-Verordnung. Der Einfluss der Steuerung wird vielmehr erst in Bezug auf die Energieverbrauchskennzeichnung aufgegriffen. Dies spricht dafür, für darauf bezogene Vorgaben mitgliedstaatliche Regelungsspielräume als eröffnet anzusehen. Gleichwohl verbleibt eine juristische Restunsicherheit insbesondere im Hinblick auf die primärrechtlich gewährleistete Warenverkehrsfreiheit, Art. 34 ff. AEUV, deren Realisierung die Ökodesign-Vorgaben zu dienen bestimmt sind. Diese ließe sich jedoch ohne Weiteres vermeiden, wenn zum Zwecke der Herstellung der Verkehrsfähigkeit von Heizgeräten eine externe Wetterprognosesteuerung einer integrierten normativ gleichgestellt

³⁴ ABl. 2013 L 239/136; geändert durch VO (EU) 2016/2282 der Kommission vom 30.11.2016 zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 1275/2008, (EG) Nr. 107/2009, (EG) Nr. 278/2009, (EG) Nr. 640/2009, (EG) Nr. 641/2009, (EG) Nr. 642/2009, (EG) Nr. 643/2009, (EU) Nr. 1015/2010, (EU) Nr. 1016/2010, (EU) Nr. 327/2011, (EU) Nr. 206/2012, (EU) Nr. 547/2012, (EU) Nr. 932/2012, (EU) Nr. 617/2013, (EU) Nr. 666/2013, (EU) Nr. 813/2013, (EU) Nr. 814/2013, (EU) Nr. 66/2014, (EU) Nr. 548/2014, (EU) Nr. 1253/2014, (EU) 2015/1095, (EU) 2015/1185, (EU) 2015/1188, (EU) 2015/1189 und (EU) 2016/2281 im Hinblick auf die Anwendung von Toleranzen bei Prüfverfahren, ABl. 2016 L 346/51.

³⁵ ABl. 2009 L 285/10; geändert durch VO (EU) 2016/2282 (Fn. 34).

würde, indem etwa anstelle einer produktbezogenen („Heizung mit eingebauter Wetterprognosesteuerung“) eine produktnutzungsbezogene Vorgabe („Betrieb der Heizung mit Wetterprognosesteuerung“) formuliert würde.

Darüber hinaus gilt jedenfalls gemäß Art. 6 Abs. 1 UAbs. 2 Richtlinie 2009/125/EG für von den Mitgliedstaaten nach Art. 4 Abs. 1 und Art. 8 Richtlinie 2010/31/EU festgelegte Anforderungen an die Gesamtenergieeffizienz und Systemanforderungen eine Ausnahme. Anders als die Richtlinie 2009/125/EG formuliert die Richtlinie 2010/31/EU allein Mindestanforderungen; ergänzende und weitergehende Regelungen der Mitgliedstaaten sind explizit zulässig (Art. 1 Abs. 3). Ausweislich Erw. 35a Richtlinie 2009/125/EG ist es insoweit „mit den Zielen dieser Richtlinie zu vereinbaren, dass diese Anforderungen unter bestimmten Umständen die Installation von energieverbrauchsrelevanten Produkten, die mit dieser Richtlinie und ihren Durchführungsmaßnahmen in Einklang stehen, einschränken können, sofern durch diese Anforderungen „keine ungerechtfertigten Marktbarrieren errichtet werden.“

Bislang ist nicht abschließend geklärt, unter welchen konkreten Voraussetzungen und in welchem Umfang Art. 6 Abs. 1 UAbs. 2 Richtlinie 2009/125/EG den Mitgliedstaaten im Interesse der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden weitergehende Anforderungen an Heizanlagen gestattet.³⁶ Es erscheint jedoch gut vertretbar, jedenfalls die Einführung von Anforderungen für europarechtskonform zu erachten, die auch im Wege der Nachrüstung von Heizanlagen erreicht werden können. Werden diese zudem mit funktionsbezogenen und nichtdiskriminierenden Fördermaßnahmen kombiniert, dürften negative Auswirkungen auf den Binnenmarkt kaum mehr feststellbar sein.

4.6.2 Nationales Recht: GEG

Das am 1.11.2020 in Kraft getretene und an die Stelle der bislang einschlägigen Vorgaben von EnEG, EnEV und EEWärmeG Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz – GEG) bezieht sich ausweislich § 2 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 GEG auf „Anlagen und Einrichtungen der Heizungs-, Kühl-, Raumluft- und Beleuchtungstechnik sowie der Warmwasserversorgung“ in den Nr. 1 unterfallenden Gebäuden. Ebenso wie seinen Vorläuferregelungen ist dem GEG jede Art der spezifischen datengestützten Steuerung fremd.

Grundsätzlich besteht nach § 58 Abs. 1 GEG die Verpflichtung, „[e]nergiebedarfssenkende Einrichtungen in Anlagen und Einrichtungen der Heizungs-, Kühl- und Raumlufttechnik sowie der Warmwasserversorgung ... vom Betreiber betriebsbereit zu erhalten und bestimmungsgemäß zu nutzen.“ Bei Ausstattung einer Heizungsanlage mit einer Wetterprognosesteuerung ist daraus eine grundsätzliche Verpflichtung zu ihrer Nutzung zu entnehmen.³⁷

Im Falle des Einbaus einer Zentralheizung in ein Gebäude haben nach § 61 Abs. 1 GEG „der Bauherr oder der Eigentümer dafür Sorge zu tragen, dass die Zentralheizung mit zentralen selbsttätig wirkenden Einrichtungen zur Verringerung und Abschaltung der Wärmezufuhr sowie zur Ein- und Ausschaltung elektrischer Antriebe ausgestattet ist. Die Regelung der Wärmezufuhr sowie der elektrischen Antriebe im Sinne von Satz 1 erfolgt in Abhängigkeit von 1. der Außentemperatur oder einer anderen geeigneten Führungsgröße und 2. der Zeit.“ Eine Wetterprognosesteuerung bildet eine andere geeignete Führungsgröße in diesem Sinne.

Bei Wohngebäuden mit mehr als fünf Wohnungen kann nach § 61 Abs. 3 GEG „jede einzelne Wohnung mit den Einrichtungen nach Absatz 1 ausgestattet werden.“ Darüber hinaus muss nach

³⁶ Sehr weitgehend ifeu und Öko-Institut (Weiß et al. 2018), S. 143 ff.

³⁷ Vgl. Frenz/Lülsdorf/Frenz § 11 EnEV Rn. 17.

§ 61 Abs. 2 GEG „[s]oweit die in Absatz 1 Satz 1 geforderte Ausstattung bei einer Zentralheizung in einem bestehenden Gebäude nicht vorhanden ist, ... der Eigentümer sie bis zum 30. September 2021 nachrüsten.“ Als (Bestandteil) eine(r) derartige Steuerung kann eine Wetterprognosesteuerung angesehen werden, ohne dass eine solche allerdings gesetzlich gefordert wäre.

Zwar gelten die Anforderungen des GEG an Heizungsanlagen gemäß § 110 GEG nur, „solange und soweit ein Durchführungsrechtsakt auf der Grundlage der Richtlinie 2009/125/EG nicht etwas anderes vorschreibt.“ Dies ist nach derzeitigem Stand der Rechtsentwicklung jedoch nicht der Fall.

Weiter legt das GEG fest, dass der (Primär)Energiebedarf von Neubauten und Sanierungen gemäß DIN 18599 berechnet werden muss. Teil 11 der Norm beschäftigt sich mit der Bewertung der Gebäudeautomation. Unter anderem werden Gebäudeautomationssysteme in die Effizienzklassen A-D eingeteilt. Zwar wird bei der Klasseneinteilung die Wetterprognosesteuerung nicht als eigenständige Technik aufgeführt. Allerdings ergibt sich nach Abschnitt 6.2. „Gebäudemanagement“ die Möglichkeit, „prädiktive Regel-/Managementmaßnahmen unter Einbeziehung von Wetter und Lastprofilen“, die den höheren Effizienzklassen A und B zugeordnet werden, im Rechenverfahren zu berücksichtigen. Aufgrund der höheren Effizienzklasse darf bei der Berechnung der Transmissionswärmeverluste und des Primärenergiebedarfs ein Korrekturfaktor verwendet werden, der zu einer energetisch besseren Bewertung des Gebäudes beiträgt.

4.6.3 Risiken aus dem bestehenden Rechtsrahmen

Ein rechtliches Risiko geht von dem Umstand aus, dass nicht abschließend geklärt ist, ob die Vorgabe einer internen Wetterprognosesteuerung für neue Heizungen als unzulässige Ökodesign-Anforderung zu qualifizieren ist. Zwar erscheint gut vertretbar, dass jedenfalls Art. 6 Abs. 1 UAbs. 2 Richtlinie 2009/125/EG eine diesbezügliche Vorgabe zulässt. Uneingeschränkt rechtssicher ist dies jedoch nicht. Der Unsicherheit ließe sich jedoch durch eine dieser Rechnung tragenden Ausgestaltung der Anforderungen auf nationaler Ebene Rechnung tragen.

4.7 Handlungsoptionen und -empfehlungen

Wie gezeigt, ist die Wetterprognosesteuerung eine technische Optimierungsmaßnahme, die mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zur Klimaentlastung beiträgt. Die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme ist so gut, dass sie für größere Gebäude als Dienstleistung am Markt angeboten wird. Gleichwohl ist die Wetterprognosesteuerung heute noch ein Nischenmarkt, und selbst bei gutem Marktwachstum ist unter den heutigen Rahmenbedingungen auch 2030 noch keine starke Marktdurchdringung der Technik zu erwarten.

Vor diesem Hintergrund wurden Maßnahmen identifiziert, die zu einem verstärkten Einsatz der Technik und damit zur Ausweitung des positiven Klimaeffekts beitragen. Dies erfolgte mittels Literaturstudium, Austausch mit relevanten Marktakteuren sowie mit dem Projektbeirat. Tabelle 16 gibt einen Überblick der identifizierten Maßnahmen, einschließlich betroffener Akteure sowie der Wirkungsebene der Maßnahmen. Die Handlungsoptionen werden dabei den Handlungsfeldern Ökonomie, Regulierung, Information und Forschung zugeordnet.

Nachfolgend werden die Handlungsoptionen detailliert beschrieben und dahingehend priorisiert, inwieweit sie einen Beitrag dazu leisten können, die Klimaschutzpotenziale der Wetterprognosesteuerung (vgl. Kapitel 4.5) bis 2030 deutlich zu erhöhen. Folgende Kriterien wurden bei der Bewertung und Priorisierung berücksichtigt:

- ▶ Ausmaß der zu erwartenden zusätzlichen THG-Minderung,
- ▶ Voraussichtliche Wirksamkeit der Maßnahme,
- ▶ Präferenz für marktbasierende Ansätze, wo diese aussichtsreich erscheinen.

Tabelle 16 zeigt, dass viele der Maßnahmen eine Erhöhung der Nachfrage zum Ziel haben. Über eine stärkere Markterschließung in den Segmenten Nichtwohngebäude und Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE sollen die in Kapitel 4.5 aufgezeigten Potenziale möglichst weitgehend erschlossen werden. In den Gebäudesegmenten kleine Mehrfamilienhäuser (3–12 WE) sowie Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) könnte durch eine herstellerseitige Integration der Wetterprognosesteuerung in Wärmeerzeuger bzw. deren Regelungen der Anwendungsbereich der Wetterprognosesteuerung und damit die positiven Klimaeffekte deutlich erweitert werden. Entsprechend finden sich in allen nachfolgend diskutierten Handlungsfeldern Maßnahmen, die diese Ziele der Markterschließung und -erweiterung verfolgen, jedoch auf unterschiedlichen Ebenen und mit unterschiedlichen Instrumenten.

Tabelle 16: Handlungsoptionen Wetterprognosesteuerung

Handlungsfeld	Maßnahmen	Akteure				Wirkungsebene			Kommentar
		EU	Bund	Länder/ Kommunen	Wirtschaft	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Technikgüte / Wirk- samkeit	
Regulierung ³⁸	EU-Ökodesign (Verordnung (EU) Nr. 813/2013)	x	x		x	x	x		WPS Mindestausstattung v. Heizung / Regelung
	Gebäudeenergiegesetz (Novelle 2023)		x			x			Vorgaben WPS für Neuanlagen; Nachrüstungspflicht für Be- standsanlagen
Ökonomie	CO ₂ -Bepreisung und deren Ausgestaltung		x			x			Maß, zu dem Kosten auf Mie- tende umlegbar sind
	Förderung (z. B. im Kontext BEG)		x	x		x	x		
Information	Adressierung in (Fach)publikationen / -veranstaltungen, Portalen		x	x	x	x			
Forschung	Integration WPS in neue Heizgeräte (Produkt statt Dienstleistung)	x	x		x	x		x	Potenzial der Marktausweitung auf kl. MFH u. EZFH
	Felduntersuchungen zu WPS	x	x					x	Verbesserte Kenntnis zu Wir- kung / Potenzialen

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

³⁸ Betrifft ggf. auch kleinere Wohngebäude und/oder Nichtwohngebäude.

4.7.1 Regulierung

Es wird in starkem Maße von der Einführung neuer normativer Verpflichtungen abhängen, ob sich Wetterprognosesteuerungen bei Neuanlagen und ggf. im Wege der Nachrüstung schnell verbreiten werden. In diesem Fall sind Feature-Anforderungen zu definieren.

Europarecht: Ökodesign

Als höchst wirksames Instrument der hoheitlichen Beeinflussung von Eigenschaften energieverbrauchsrelevanter Produkte haben sich Ökodesign-Anforderungen erwiesen. Eine Änderung der Verordnung (EU) Nr. 813/2013 dahingehend, dass neue Heizungen zwingend und als Voraussetzung für ihre Verkehrsfähigkeit im EU-Binnenmarkt mit der Fähigkeit zur Wetterprognosesteuerung oder einer standardisierten Schnittstelle, die dies ermöglicht, ausgestattet werden müssen, erscheint als das effektivste Instrument für deren Durchsetzung bei Neuanlagen.

Im Hinblick auf die Nachrüstung bestehender Heizungsanlagen mit Wetterprognosesteuerungen kommt grundsätzlich eine Ergänzung der Richtlinie 2010/31/EU in Betracht, da die Richtlinie sowohl Heizungen als auch Renovierungen adressiert. Allerdings enthält sie sich insoweit bislang konkreter Vorgaben, sondern weist deren Formulierung den Mitgliedstaaten zu. Solange der europäische Gesetzgeber diesem Regelungskonzept festhalten will, liegt – zumal in Anbetracht des Subsidiaritätsprinzips und der Umsetzungsbedürftigkeit der Richtlinienbestimmungen – ein diesbezügliches Handeln auf nationaler Ebene näher.

Nationales Recht: Gebäudeenergiegesetz

Das GEG enthält bereits jetzt Regelungen, welche die Wetterprognosesteuerung zumindest mit-erfassen, ohne sie jedoch zwingend vorzugeben. Diese Ansätze könnten ausgebaut werden. Hierzu bedarf es mangels einschlägiger Verordnungsermächtigungen³⁹ gesetzlicher Regelungen, die aus systematischen Gründen im GEG verankert werden sollten.

In Bezug auf Vorgaben für Neuanlagen erscheint eine Orientierung am französischen Vorbild denkbar. Aufgrund der *Réglementation Thermique 2020 (RT 2020)* ist in Frankreich seit 1.1.2021 die Ausstattung von neuen Heizanlagen mit Systemen zum Verbrauchsmonitoring vorgesehen.⁴⁰ Im Hinblick auf Vorgaben für neue Heizungen mit *eingebauter* Wetterprognosesteuerung kommt ein entsprechender nationaler Alleingang ggf. auf Grundlage von Art. 6 Abs. 1 UAbs. 2 Richtlinie 2009/125/EG im GEG in Betracht, wobei aus Gründen der Bestimmtheit spezifische technische Erfordernisse hinsichtlich der Funktionsweise festzulegen wären. Für von Ökodesign-Anforderungen wie der Verordnung (EU) Nr. 813/2013 nicht erfasste Heizkessel wäre dies ebenfalls möglich; jedoch erscheint insbesondere die Festlegung anspruchsvollerer Anforderungen auf nationaler Ebene für kleinere Anlagen im Vergleich zu leistungsfähigeren konzeptionell fraglich. Das Gleichbehandlungsgebot wäre andernfalls gleichwohl nicht tangiert, da divergierende Vorgaben auf unterschiedliche Regelungsgeber zurückgingen. Die Alternative der Vorgabe einer bloßen Wetterprognosesteuerungsfähigkeit, die *auch* durch *externe* Geräte hergestellt werden kann, vermeidet die rechtlichen Schwierigkeiten und erscheint daher vorzugswürdig. Mögliche Realisierungsprobleme wegen Defiziten bei der Internetanbindung werden bereits auf Grundlage der technischen Erfüllbarkeit nach § 5 S. 1 GEG berücksichtigt, könnten aber klarstellend speziell geregelt werden.

Für bestehende Heizungsanlagen könnte im GEG in Ausfüllung der in der Richtlinie 2010/31/EU vorgesehenen Spielräume für eine nationale Gesetzgebung eine Nachrüstungsverpflichtung mit Wetterprognosesteuerungen vorgesehen werden. Im Hinblick auf das verfassungsrechtliche

³⁹ § 6 Abs. 1 GEG dient primär der Abstützung der HeizkostenV, BT-Drucks. 19/16716, S. 113.

⁴⁰ Vgl. dazu Keeplanet (2020), Ademe (2018).

Verhältnismäßigkeitsgebot wäre diese an die wirtschaftliche Vertretbarkeit im Einzelfall zu knüpfen (vgl. § 5 GEG). Da diese bei größeren Anlagen eher als bei kleiner dimensionierten eintritt, liegt die Beschränkung auf Anlagen mit einer festzulegenden Mindestleistung nahe. Überdies könnte alternativ oder kumulativ zur Vorgabe einer angemessenen Übergangsfrist eine anlassbezogene Nachrüstungsverpflichtung normiert werden, wobei allerdings anstelle einer Wetterprognosesteuerung auch andere, ebenso effektive technische Maßnahmen in Betracht kommen. Eine solche Nachrüstungsverpflichtung könnte unmittelbar an größere Reparaturen an der Heizungsanlage geknüpft werden. Sofern darüber hinaus zusätzlich Inspektionserfordernisse für Heizungsanlagen parallel zu §§ 74 ff. GEG (wofür deren Einbeziehung in Art. 14 Richtlinie 2010/31/EU spricht) oder eine Effizienzüberwachung vorgesehen würden, könnte die Unterschreitung eines Mindesteffizienzniveaus als Anknüpfungspunkt dienen.

Tabelle 17: Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 1

Regelungsebene	Rechtsakt	Relevanz	Anpassungsbedarf
EU	Richtlinie 2010/31/EU	Gebäudeautomatisierung und -steuerung	Ggf. Vorgaben bzgl. Nachrüstung bestehender Heizungsanlagen mit Wetterprognosesteuerungen
EU	Richtlinie 2009/125/EG i.V.m. Verordnung (EU) Nr. 813/2013	CE-Kennzeichnung	Qualifikation der Wetterprognosesteuerung als Ökodesign-Anforderung
D	GEG	Nutzungsvorgaben Zentralheizung muss mit zentralen selbsttätig wirkenden Einrichtungen zur Verringerung und Abschaltung der Wärmezufuhr sowie zur Ein- und Ausschaltung elektrischer Antriebe ausgestattet ein	grds. Vorgabe von Wetterprognosesteuerung bei neuen Heizungen Nachrüstungsverpflichtung in bestimmten Konstellationen

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Matthias Knauff

Empfehlungen

Eine ordnungsrechtliche Vorgabe der Wetterprognosesteuerung für Neuanlagen sollte im Rahmen der Ökodesign-Gesetzgebung geprüft werden. Eine entsprechende Regelung kann auch im Kontext der nächsten GEG-Novellierung (vrs. 2023) erwogen werden. Die Autor*innen empfehlen solche ordnungsrechtliche Schritte jedoch nur mit nachrangiger Priorität, Vorrang sollten zunächst förderrechtliche Regelungen haben (vgl. 4.7.2).

Ausnahme hierzu ist die **Etablierung einer Nachrüstungsverpflichtung** für bestimmte Bestandsanlagen mit wirkungsvollen Techniken digitaler Betriebsoptimierung – darunter die Wetterprognosesteuerung. Die kann und sollte **im Kontext der nächsten GEG-Novellierung** geprüft werden.

4.7.2 Ökonomie

CO₂-Bepreisung, Ausgestaltung

Mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) hat die Bundesregierung 2019 eine CO₂-Bepreisung beschlossen. Seit Januar 2021 bezahlen in Deutschland Unternehmen, die Heizöl, Erdgas, Benzin und Diesel in den Markt bringen, hierfür einen CO₂-Preis. Die Unternehmen werden verpflichtet, für den Treibhausgas-Ausstoß, den diese Brennstoffe verursachen, Emissionsrechte

zu erwerben.⁴¹ Das geschieht über den neu eingerichteten nationalen Emissionshandel. Ziel des nationalen Emissionshandels ist es, in den Bereichen Gebäude und Verkehr, die nicht über den europäischen Emissionshandel adressiert sind, ein wirksames Preissignal und damit einen Anreiz für mehr Klimaschutz einzuführen.

Im Gebäudebereich wird sich der CO₂-Preis über die Verteuerung des genutzten Brennstoffes (z. B. Erdgas) unmittelbar auf die Kosten der Wärmeerzeugung auswirken. Bei selbstgenutzten Immobilien führt der CO₂-Preis unmittelbar zu einem finanziellen Anreiz für den Gebäudeeigentümer, in Klimaschutzmaßnahmen zu investieren. Der Anreiz ist zu Beginn noch sehr moderat, steigt jedoch mit der Erhöhung des Preises sukzessiv an, in gleichem Maße steigt die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen. Im hier fokussierten Bereich größerer Mehrfamilienhäuser erlaubt die Heizkostenverordnung dem Vermietenden, die Kosten der Wärmeerzeugung mit Bezug zur Fläche der Wohnungen auf die Mieter*innen umzulegen. Diese Umlage erfolgt mit 50-70 % nach gemessenem Verbrauch, mit 30-50 % nach Wohn- / Nutzfläche der Wohnung.

Bei vollständiger Umlage des CO₂-Preises auf die Mieter*innen (dies entspricht der aktuellen Rechtslage gemäß Heizkostenverordnung) kommt das Preissignal ausschließlich bei den Mietenden, nicht jedoch beim Vermietenden an. Die Mietenden haben somit einen starken Anreiz, durch ihr Verhalten den Wärmeverbrauch zu reduzieren. Gleichzeitig sind sie für gebäudeseitige Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs nicht verantwortlich, da diese nur vom Gebäudeeigentümer, also dem Vermietenden umgesetzt werden können. Hierzu zählen alle Maßnahmen zur Ertüchtigung der Gebäudehülle wie auch Maßnahmen an der Wärmeerzeugung und -verteilung.

Im Kontext der Einführung des CO₂-Preises begann eine öffentliche Debatte⁴², ob und ggf. wie die Umlage des CO₂-Preises auf die Mieter*innen begrenzt werden sollte, damit das politische Preissignal auch auf Seite des Vermietenden Maßnahmen auslöse, die gebäudeseitig den Heizenergiebedarf senken. Dies könnte zu einer Umsetzung baulicher und technischer Effizienzmaßnahmen in vermieteten Mehrfamilienhäusern beitragen. Die Wetterprognosesteuerung ist hierbei aufgrund ihrer hohen Wirtschaftlichkeit und ihrer kurzfristigen Umsetzbarkeit besonders interessant.

Empfehlungen

Die eingeführte CO₂-Bepreisung ist eine wichtige Weichenstellung zur Anreizung von Klimaschutzmaßnahmen in Gebäudesektor und wird – zumindest mittelfristig – eine Lenkungswirkung hin zu mehr Klimaschutz im Gebäudesektor entfalten. Die Wirtschaftlichkeit aller Maßnahmen, die den fossilen Heizenergieverbrauch verringern – darunter auch die Wetterprognosesteuerung – wird sich schrittweise erhöhen.

Damit die Lenkungswirkung auch in vermieteten Immobilien zum Tragen kommt, wird eine **Novellierung der Heizkostenverordnung** empfohlen, die zu einer **Beteiligung des Vermietenden an den Mehrkosten der CO₂-Bepreisung** führt. Dies würde die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass gebäudeseitige Effizienzmaßnahmen – wie beispielsweise Wetterprognosesteuerung – vom Vermietenden umgesetzt werden.

⁴¹ Den Preis für die Emissionszertifikate legt das BEHG wie folgt fest: Im Jahr 2021 gilt ein Preis von 25 Euro pro Tonne CO₂e, danach steigt der Preis schrittweise auf 55 Euro im Jahr 2025 an. Ab 2026 sollen die Zertifikate versteigert werden, wobei im Jahr 2026 ein Preiskorridor von 55 bis 65 Euro gilt.

⁴² Vorschläge hierzu machten unter anderem die Deutsche Energie-Agentur (dena 2021), das Öko-Institut (Keimyer et al. 2020), der Zentrale Immobilien-Ausschuss (ZIA 2021), der Deutsche Mieterbund (Deutscher Mieterbund 2020) sowie das ifeu (Mellwig und Pehnt 2019).

Förderung

Sowohl die Bunderegierung als auch die Bundesländer fördern energieeffizientes Bauen und Sanieren. Auf Bundesebene wurden die Programme 2021 neu in der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) zusammengeführt. Im Rahmen der BEG Einzelmaßnahmen werden für Wohngebäude u.a. der Einbau digitaler Systeme zur energetischen Betriebs- und Verbrauchsoptimierung sowie für alle Gebäude Maßnahmen der Heizungsoptimierung gefördert. Die Fördermöglichkeit von Wetterprognosesteuerungen ist damit gegeben. Jedoch kann dieses Förderangebot dort keine Wirkung entfalten, wo kein entsprechendes Marktangebot besteht.

Obleich die Technik Wetterprognosesteuerung seit ca. 10 Jahren bekannt und am Markt verfügbar ist, haben Heizungs- und Regelungshersteller diese bislang nicht in ihr Angebot integriert. Vor dem Hintergrund der über lange Zeit geringen Digitalisierung der Heizungskeller ist dies teilweise erklärbar. Da heute aber nach Aussage der Heizungsindustrie Wärmeerzeuger mit einer digitalen Schnittstelle „bereits Standard“⁴³ sind, ist der technische Mehraufwand für eine Integration der Wetterprognosesteuerung gering. Da die Marktakteure für diese Klimaschutztechnologie bislang noch keinerlei Angebot bereitgestellt haben, erscheint es angemessen, dies staatlich anzureizen.

Hierfür könnte bei der Förderung von Wärmeerzeugern die Nutzung einer Wetterprognosesteuerung als grundsätzlich verpflichtendes Kriterium für die Gewährung von Fördermitteln erfolgen. Eine beihilferechtskonforme Ausgestaltung ist möglich und kann für eine hohe Akzeptanz und schnelle Marktdurchdringung der Technologie sorgen.

Empfehlungen

Die Autor*innen empfehlen die **Etablierung einer technischen Mindestanforderung bei Wärmeerzeugern im Rahmen der BEG Einzelmaßnahmen**, der die Integration einer Wetterprognosesteuerung zu einer Voraussetzung der Förderung von Wärmeerzeugern macht⁴⁴. Dies würde einen deutlichen Anreiz für Heizungs- oder Regelungshersteller schaffen, künftig Wetterprognosesteuerungen in Neuanlagen herstellerseitig anzubieten, ohne jedoch dies ordnungsrechtlich vorschreiben zu müssen. Die Nutzung von Wetterprognosesteuerung auch in den Gebäudesegmenten kleine Mehrfamilienhäuser (3–12 WE) sowie Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) würde somit ermöglicht und finanziell angereizt. Auch in diesen ca. 18,7 Mio. Gebäuden wäre damit ein wirtschaftlicher Einsatz der Wetterprognosesteuerung möglich, wodurch eine starke Ausweitung der positiven Klimaeffekte ermöglicht würde.

4.7.3 Informationen

Als noch junge Technologie ist die Wetterprognosesteuerung bislang unter Gebäudeeigentümern noch wenig bekannt. Es ist vorrangig Aufgabe der Anbieter selbst, im Rahmen ihres Marketings für die Bekanntmachung ihrer Produkte und Dienstleistungen bei den relevanten Zielgruppen zu sorgen.

Jenseits des Marketings bestimmter Marktangebote gibt es jedoch ein öffentliches Interesse daran, Unternehmen und Bevölkerung über geeignete Maßnahmen zu informieren, die dazu beitragen können, die staatlichen Klimaschutzziele zu erreichen. Schon heute werden sowohl auf Bundesebene wie auch in einigen Bundesländern entsprechende Informationen auf diversen staatlich organisierten oder finanzierten Informationsportalen transportiert. Exemplarisch können

⁴³ vgl. <https://www.bdh-koeln.de/heizsysteme/digitale-heizung> (Zugriff 14.03.2021).

⁴⁴ Hierzu Vorschlag: Ergänzung der Förderrichtlinie BEG Einzelmaßnahmen auf Seite 23, Absatz 3.1: „Alle förderfähigen Heizsysteme müssen bis spätestens 1. Januar 20xx mit einer Wetterprognosesteuerung ausgestattet sein.“ Auf eine ausreichend große Übergangsfrist ist dabei zu achten.

hier die Internetportale des Umweltbundesamts, der Kampagne „Deutschland macht’s effizient“ sowie der co2online gGmbH erwähnt werden⁴⁵.

Empfehlungen

Die Information zu Technik und Produkten sollte prioritär durch die Anbieter der Technik selbst erfolgen. Jedoch wird empfohlen, die Potenziale der Technik über thematische Dossiers, Best Practices oder Veranstaltungsformate auf staatlichen oder staatlich geförderten Kommunikationsplattformen, die sich u.a. an Gebäudeeigentümer, Planer und Berater richten, zu berücksichtigen, um somit die verstärkte Markteinführung dieser Klimaschutztechnik zu begleiten.

4.7.4 Forschung

Die Bundesregierung fördert Forschungsvorhaben im Kontext Gebäude und Energieeffizienz im Rahmen mehrerer Programme. Hervorgehoben seien an dieser Stelle das Energieforschungsprogramm sowie das Programm ZukunftBau. Im Rahmen dieser Programme steht es Unternehmen und Forschungseinrichtungen offen, relevante Projektideen – zum Beispiel zur Weiterentwicklung der Wetterprognosesteuerung – zur Förderung vorzuschlagen. Des Weiteren könnte der Bund im Rahmen dieser Programme spezifische Ausschreibungen veröffentlichen, in denen Projektvorschläge im Kontext Heizungsoptimierung / effiziente Wärmeerzeugung erbeten werden. Zwei Themenfelder erscheinen im Kontext der Wetterprognosesteuerung besonders relevant:

Integration WPS in neue Heizgeräte

Bislang werden am Markt keine Wärmeerzeuger mit geräteseitig integrierter Wetterprognosesteuerung angeboten. Gleichwohl erleichtert der Trend zur Digitalisierung im Heizungsbereich eine solche Integration, da mit Vorhandensein der Internetanbindung eine wichtige technische Voraussetzung für die Integration der Wetterprognosesteuerung gegeben ist. Es ist aus Klimaschutzgründen sehr wünschenswert, dass Heizungshersteller dieses Thema adressieren und entsprechende Lösungen – beispielsweise im Kontext eines Forschungsvorhabens – entwickeln und erproben. Über die Integration in Neugeräte wäre für die Wetterprognosesteuerung der Schritt von der Dienstleistung zum Produkt möglich, über den eine Adressierung von kleineren Mehrfamilienhäusern sowie Ein-/Zweifamilienhäusern erst möglich wird.

Felduntersuchungen Wetterprognosesteuerung

Die Erarbeitung dieser Studie hat offenbart, dass es einen Mangel an veröffentlichten Daten und Erfahrungen mit der noch jungen Technik Wetterprognosesteuerung gibt. Wünschenswert wäre eine mehrjährige wissenschaftliche Felduntersuchung unter Mitwirkung maßgeblicher Marktakteure, die ein genaueres Bild des Marktes, der adressierten Endkunden, der technischen Varianten, der Wirtschaftlichkeit und der Weiterentwicklung der Technik aufzeigt.

Empfehlungen

Im Kontext des 2018 gestarteten 7. Energieforschungsprogramms (BMWi 2018) stellt die Bundesregierung umfangreiche Forschungsmittel zur Verfügung, die auch für die Erforschung und Markteinführung digitaler Heizungstechniken genutzt werden können, beispielsweise im Förderschwerpunkt „Digitalisierung der Energiewende“. Insofern besteht im Themenfeld Forschungsförderung kein grundsätzlicher Handlungsbedarf. Allenfalls könnte in künftigen Sonderausschreibungen im Rahmen des Energieforschungsprogramms zu Projekten im Kontext Wetterprognosesteuerung (technische Weiterentwicklung, Integration in neue Wärmeerzeuger und -regelungen) explizit eingeladen werden. Möglich waren solche Vorhaben aber schon bislang. Ergänzend wird angeregt, über **zusätzliche Feldstudien** eine Ausweitung und Differenzierung

⁴⁵ www.uba.de; www.deutschland-machts-effizient.de; www.co2online.de (Zugriff: 14.06.2021).

der heute noch eingeschränkten Datenlage zu Anbietern und realisierten Projekten mit Wetterprognosesteuerung zu erhalten.

4.8 Zusammenfassung

Eine nachträgliche Ausstattung von Heizanlagen großer Wohngebäude (≥ 13 Wohneinheiten) mit Wetterprognosesteuerung hat eine positive Wirkung auf das Klima. Den negativen Effekten für zusätzlich erforderliche technische Komponenten, Stromverbrauch, Datenübertragung sowie Kapazitäten in Rechenzentren stehen Energieeinsparungen in Höhe von 10 % auf der Heizenergieseite gegenüber. Selbst beim konservativ angenommenen Worst Case (hohe Belastungen, geringe Einsparungen) bestehen nennenswerte Entlastungen. Rebound-Effekte der Nutzer*innen sind bei dieser Anwendung nicht zu erwarten bzw. durch den standardmäßigen messtechnischen Nachweis der Einsparung (durch die Anbieter) bereits in der Einsparung inkludiert. Da das Dienstleistungsangebot auf einer messtechnisch basierten Einspargarantie basiert, können die Verbrauchsminderungen als gesichert eingeschätzt werden, auch wenn nur ausgewählte Referenzobjekte der Anbieter und eine Studie diese belegen.

Die Wetterprognosesteuerung stellt aktuell eine Nischenanwendung dar. Selbst bei gutem Marktwachstum werden unter Business as Usual Bedingungen 2030 nur ca. 6.000 (entspricht 2,5 %) der Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE die Technik nutzen und damit THG-Einsparungen von maximal 47.300 t CO_{2eq}/a im Jahr 2030 erzielen. Ziel sollte eine weitaus breitere Nutzung der Technik sein, sowohl innerhalb des Segments Mehrfamilienhäuser wie auch darüber hinaus. Eine Sensitivitätsanalyse bestätigt, dass die positiven Effekte auch bei kleineren Wohngebäuden bis hin zu Ein- und Zweifamilienhäusern bestehen, soweit durchschnittliche Einsparungen erzielt werden. Zudem wird die Technik in einfach ausgestatteten Nichtwohngebäuden bereits erfolgreich am Markt eingesetzt, was die Reichweite weiter erhöht.

Wetterprognosesteuerung wird derzeit nur als Dienstleistung am Markt angeboten. Daraus resultieren vergleichsweise hohe Kosten für Nachrüstung, Verkauf und Betrieb, die eine wirtschaftliche Anwendung auf Gebäude größer 1.000 m² beschränken. Bisher gibt es keinen Heizkessel- bzw. Regelungshersteller, der die Technik in sein Produkt integriert hat. Durch eine Produktintegration in ans Internet angeschlossene Heizanlagen (bzw. Regelungen) könnte eine starke Verbreitung dieser Technik erreicht werden. Wird berücksichtigt, dass künftig ohnehin die Digitalisierung der Heizungskeller voranschreitet, ist von moderaten Zusatzkosten und guter Wirtschaftlichkeit auszugehen.

Da die Technik nicht nur auf Heizkessel beschränkt ist, sondern auch für Wärmepumpen geeignet ist, besteht in Zeiten der Energiewende eine hohe Relevanz. Daher wurde untersucht, wo die Wetterprognosesteuerung künftig rechtlich verortet werden könnte, sollte sie verpflichtend vorgegeben werden. Möglich wäre eine Verortung im Rahmen des EU-Ökodesigns (Verordnung (EU) Nr. 813/2013). National ist das GEG geeignet, auch bezüglich Nachrüstverpflichtungen für Bestandsgebäude.

Als Handlungsempfehlungen gegenüber Politik und Praxisakteuren aus der Wirtschaft wurden folgende Maßnahmen vom Projektbeirat und den Studienautor*innen als prioritär herausgestellt:

- ▶ Ökonomie:
 - Etablierung einer technischen Mindestanforderung im Rahmen der BEG Einzelmaßnahmen, geförderte Wärmeerzeuger mit Wetterprognosesteuerung auszustatten.

- Novellierung der Heizkostenverordnung, um eine faire Beteiligung auf der Seite des Vermietenden an den Mehrkosten der CO₂-Bepreisung herzustellen und damit Klimaschutztechniken wie die Wetterprognosesteuerung wirtschaftlicher zu machen.
- ▶ Regulierung:
 - Die Vorgabe einer Wetterprognosesteuerung für Neuanlagen sollte im Rahmen der Öko-design-Gesetzgebung geprüft werden.
 - Die Einführung einer Nachrüstungspflicht bestimmter Bestandsanlagen mit wirkungsvollen Techniken digitaler Betriebsoptimierung – darunter die Wetterprognosesteuerung – sollte im Kontext der nächsten GEG-Novellierung geprüft werden.
- ▶ Forschung: zusätzliche Feldstudien über realisierte Projekte mit Wetterprognosesteuerung, Auswertung von Einsparungen, Randbedingungen, Hemmnissen.

5 Fallstudie 2: Online-Effizienzüberwachung von Heizanlagen

Mehrere Feldstudien der vergangenen Jahre haben gezeigt, dass viele Wärmeerzeuger – seien es Brennwertkessel, Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen – mit nur mäßiger oder schlechter Effizienz arbeiten. Zu nennen sind hier der Feldtest Wärmepumpen (Auer und Schote 2014), die Aktion Brennwertcheck (vzbv 2014) sowie der Solarwärme-Check (vzbv 2018). Dabei ist der effiziente Betrieb dieser Systeme technisch in der Regel kein Problem. Aber sehr oft mangelt es am Wissen darüber, *dass* eine Anlage ineffizient läuft. Hier setzt die Effizienzüberwachung an.

Die Ursachen für mangelnde Effizienz von Heizanlagen können beispielsweise in technischen Defekten des Kessels und Fehleinstellungen (z. B. zu hohe Heizkurve oder Norm-Innen- bzw. Warmwassertemperaturen) begründet liegen. Aber auch Probleme des nachgelagerten Heizsystems (z. B. fehlender hydraulischer Abgleich und damit zu hohe Rücklauftemperaturen) können hierfür ursächlich sein.

5.1 Darstellung der Fallstudie und des Anwendungsgebiets

5.1.1 Funktionsweise

Über Messung und Analyse relevanter Betriebsparameter ist es möglich, die Effizienz eines Wärmeerzeugers zu bewerten. Indem Anlagenbetreiber*innen, Nutzer*innen oder den für die Wartung verantwortlichen Stellen mögliche Probleme kommuniziert werden, kann ein unerkannter, langandauernder und ineffizienter Betrieb, hervorgerufen durch Fehleinstellungen oder Defekte, vermieden werden.

Die Effizienzüberwachung (oder das „Effizienzmonitoring“) von Heizanlagen erfolgt aktuell vor allem durch spezialisierte Energiedienstleistungsunternehmen, in seltenen Fällen durch technisches Fachpersonal der Gebäudeeigentümer. Im Auftrag des Gebäudeeigentümers analysiert der Dienstleister über online erfasste Betriebsdaten die Energieeffizienz der Heizanlage, identifiziert Verbesserungsbedarf und schlägt Maßnahmen zur Erhöhung der Effizienz vor. Eine automatisierte Effizienzsteigerung erfolgt nicht, es bedarf immer der gesonderten Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen, um zu Einsparungen zu kommen. Die Umsetzungswahrscheinlichkeit ist jedoch als hoch einzustufen, da der Energiedienstleister explizit vom Gebäudeeigentümer damit beauftragt wurde, Analysen und Vorschläge zur Steigerung der Anlageneffizienz zu machen.

Grundsätzlich kann eine Effizienzüberwachung auch lokal erfolgen, wobei Informationen zur Anlageneffizienz über ein Display ausgegeben werden. Dies war Inhalt des Projekts „Energienitoring und Informationsaustausch bei Geräten und Anlagen“ (BfEE 06/2017). Die in dieser Fallstudie zu untersuchende Effizienzüberwachung soll davon abweichend onlinebasiert erfolgen. Es erfordert also eine Anbindung des Wärmeerzeugers an das Internet und die zentrale Datenauswertung auf dem Server des Energiedienstleisters⁴⁶, der die Effizienzüberwachung durchführt.

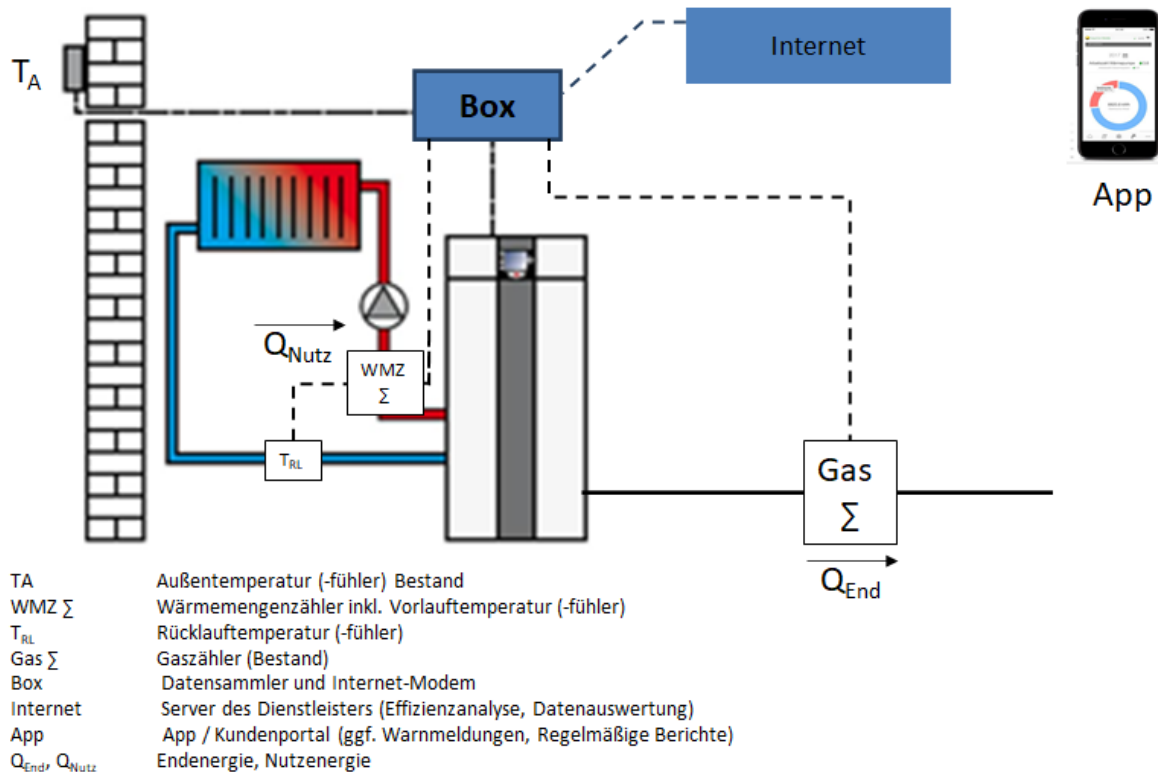
Die zentrale Kennzahl für die Anlageneffizienz ist bei Heizanlagen der Nutzungsgrad, bei Wärmepumpen die Arbeitszahl (JAZ). Diese Kennzahlen können im laufenden Betrieb durch Messung und Vergleich von eingesetzter Endenergie und erzeugter Nutzenergie gebildet werden. Hierfür notwendige Messgeräte sind bei Wärmepumpen in der Regel bereits herstellerseitig integriert.

⁴⁶ Perspektivisch auch des Herstellers, wobei entsprechende Leistungen bislang noch nicht herstellerseitig angeboten werden.

Das Prinzip für die Bestimmung des Jahresnutzungsgrads am Beispiel einer Gasheizung lässt sich anhand von Abbildung 14 darlegen. Für die Nutzungsgradbestimmung wird der Endenergieverbrauch Q_{End} mithilfe eines Gaszählers (Gas Σ) und der Wärmeoutput Q_{Nutz} mittels eines Wärmemengenzählers (WMZ Σ) gemessen. Daraus kann der Jahresnutzungsgrad bestimmt werden:

$$\text{Jahresnutzungsgrad: } \eta_s = \frac{Q_{\text{Nutz}}}{Q_{\text{End}}}$$

Abbildung 14: Funktionsprinzip Gasheizung und Effizienzüberwachung (Nachrüstung)



Quelle: Eigene Darstellung, co2online; auf Basis eines Heizanlagenschemas der Fa. Wolf GmbH

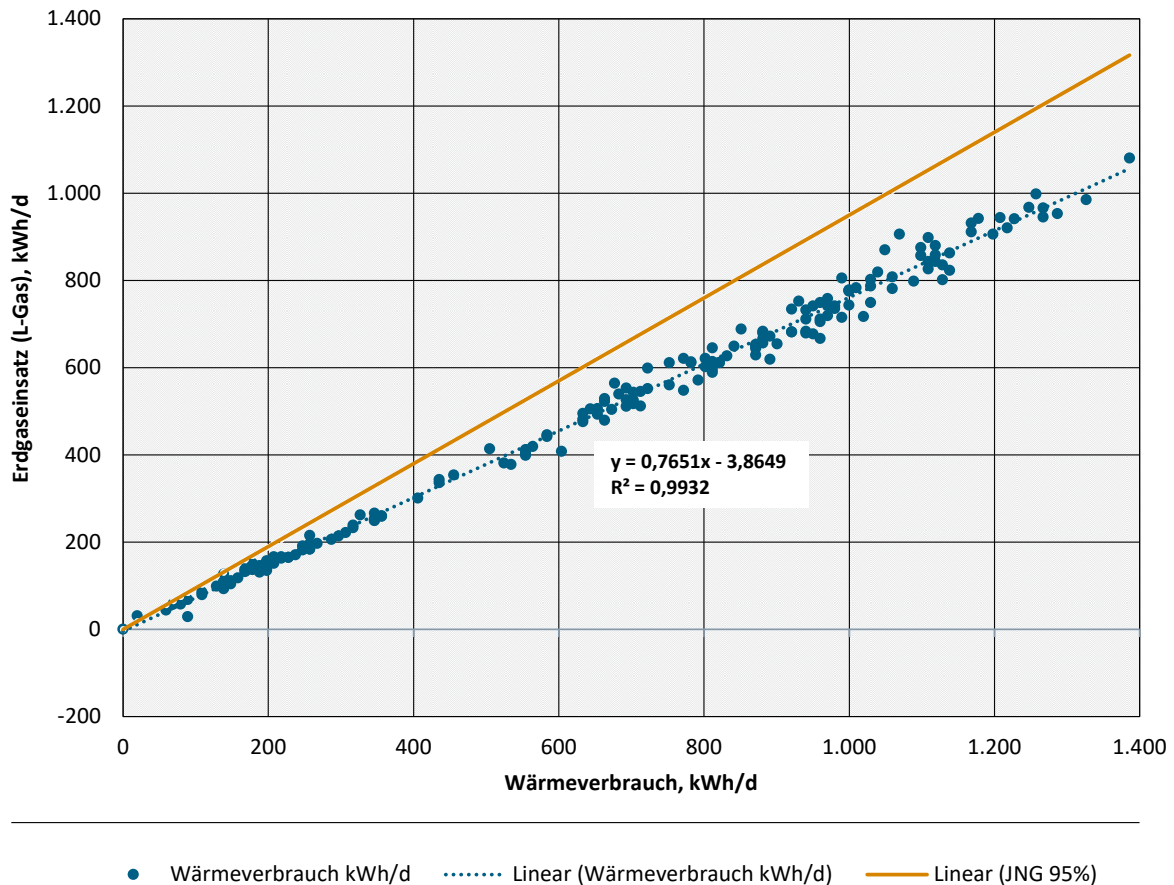
Durch kontinuierliche Messung, Jahresnutzungsgradberechnung und -darstellung sowie Bewertung der Effizienz im Bediendisplay des Kessels oder online in der Steuerungs-App des Herstellers (visualisiert z. B. über ein Ampelsystem mit zusätzlichen Textmeldungen) können Nutzungsgrad- und damit Effizienzverschlechterungen erkannt und darauf basierend Hinweise an den Anlagenbetreiber gegeben werden, sodass dieser den Mangel beheben bzw. eine Anlagenwartung veranlassen kann.

Da der Jahresnutzungsgrad im Zeitverlauf in Abhängigkeit von Betriebszuständen kontinuierlich schwankt, sind generelle Verschlechterungen erst nach einigen Wochen erkennbar. Für die Nutzungsgradbewertung ist daher ein statistisches Regressionsmodell auf Basis der erhobenen Daten notwendig, um Abweichungen vom Normalzustand zu erkennen.

Die Datenanalyse einschließlich Regressionsanalyse erfolgt beim Anbieter der Effizienzüberwachung (Anlagenhersteller oder Energiedienstleister) unter Nutzung spezieller Software. Mittels Algorithmen werden auffällige Messwerte im Vergleich mit relevanten Referenzwerten (Benchmarks) erkannt, analysiert und soweit möglich kategorisiert. Im nächsten Schritt werden solche Vorfälle – abhängig von deren Priorisierung – an die technisch für die Anlage verantwortlichen

Personen z. B. als Warnmeldungen per SMS oder E-Mail oder im Rahmen turnusmäßiger Berichte kommuniziert.

Abbildung 15: Regressionsanalyse zum Nutzungsgrad eines Gaskessels im Vergleich zu einem vorgehenden Referenzwert für Gaskessel mit gutem Nutzungsgrad



Quelle: Eigene Darstellung, co2online; Mehrfamilienhaus (20.000 m²), ein Datenpunkt pro Tag über Heizperiode (Dezember bis Juni)

Abbildung 15 zeigt am Beispiel eines Mehrfamilienhauses, wie über eine Heizperiode aus den täglich erfassten Werten für Gas- und Wärmeverbrauch mittels Regressionsanalyse eine Funktion mit Trendlinie für die gemessenen Werte erzeugt werden kann. Im dargestellten Beispiel liegt der mittlere Nutzungsgrad der Anlage bei knapp 77 % (Steigung der Funktion). Das hohe Bestimmtheitsmaß R^2 von über 99 % zeigt die hohe Anpassungsgüte des Modells.

Als Benchmark (Referenz) ist hier die Funktion für einen sehr guten Jahresnutzungsgrad (JNG) von 95 % eingezeichnet. Zusätzlich oder alternativ können Referenznutzungsgrade für gute, mäßige und schlechte Effizienz über eine Onlineauswertung der Daten von Kesseln gleicher Baureihen bzw. Typen gewonnen werden und in der Analyse genutzt werden. Ergänzend könnte auch gegen die gemessenen Verbräuche der Vorjahre gebenchmarkt werden, um dadurch die Effekte von seither durchgeführten Optimierungsmaßnahmen sichtbar zu machen.

Neben der Bestimmung und Analyse des Jahresnutzungsgrads werden insbesondere die Vor- und Rücklauftemperaturen, die aus dem Wärmezähler ausgelesen werden können, für die Anlagendiagnose und Fehlererkennung genutzt. Dabei wird sowohl deren Höhe (z. B. korrekte Einstellung der Heizkurve) als auch der zeitliche Verlauf (z. B. Taktung des Kessels, Einhaltung sinn-

voller Absenkezeiten) betrachtet. Zusätzlich kann beispielsweise der für die Nutzungsgradbestimmung benötigte Endenergieverbrauch zusammen mit der ebenfalls gemessenen Außentemperatur (oder online bereitgestellten Wetterdaten) für eine witterungsbereinigte Bewertung des Heizenergieverbrauchs und damit ein Verbrauchs-Monitoring genutzt werden.

Wenn die erfassten Betriebsdaten regelmäßig internetgestützt an eine zentrale Stelle (z. B. Hersteller, Energiedienstleister) übertragen werden, können ergänzend zur Effizienzüberwachung noch weitergehende Diagnosen oder Dienstleistungen erfolgen:

- ▶ Die Optimierung der Steuerungssoftware bzw. der Grundeinstellungen der Geräte durch Software-Updates wird ermöglicht,
- ▶ Daten können mit den Daten ähnlicher Gebäude verglichen werden,
- ▶ Wartungs- oder Reparatursätze zeitnah veranlasst werden und
- ▶ über Fernwartung können Anlageneinstellungen geändert oder tiefergreifende Problemdiagnosen erstellt werden, die Vor-Ort-Einsätze von Handwerkern vermeiden oder vorbereiten helfen.

In Erprobung sind bereits Regelungen⁴⁷, bei denen die Regeleinstellungen durch das System selbstständig analysiert und angepasst werden. Soweit der Service durch Kesselhersteller angeboten wird, können die Auswertungen auch zu geräteseitigen technischen Verbesserungen künftiger Heizungsgenerationen beitragen.

Für Handwerker ermöglichen die Onlineabfrage der Effizienz sowie der Zugriff auf Fehlermeldungen die Planung von Wartungseinsätzen und eine vorausschauende Ersatzteilbeschaffung. Dadurch können Zeit und Kosten gespart sowie überflüssige Fahrten vermieden werden.

5.1.2 Technische Komponenten

Unverzichtbar für eine Effizienzüberwachung von Heizungsanlagen sind der Gasverbrauch (Gaszähler) und die Wärmemenge, die dem Heizkreislauf zugeführt wird (Wärmemengenzähler). Während ein Gaszähler in der Regel immer vorhanden ist, muss ein Wärmemengenzähler in den meisten Fällen nachgerüstet werden.

Sofern auch Temperaturdaten analysiert werden sollen, werden die Daten der an die Heizungsanlage angeschlossenen Temperaturfühler (für Vor- und Rücklauftemperatur des Heizkreises sowie für die Außentemperatur) – soweit vorhanden – für die Effizienzüberwachung nutzbar gemacht.

Die Daten der genannten Zähler und Sensoren werden in der Regel viertelstündlich, bei Bedarf auch häufiger, über Datenkabel mittels M-Bus-Standard in einer Box zusammengeführt. Teil der Box ist auch ein Datensammler, auf dem die Messdaten zwischengespeichert werden können, sowie ein Gateway. Weiterführende Prozesse oder Analysen finden in der Box nicht statt. Die Datenreihen werden in regelmäßigen Intervallen (z. B. viertelstündlich) über das Gateway an den zentralen Server des Anbieters der Effizienzüberwachung übertragen. Die Übertragung erfolgt beispielsweise über LAN/WLAN oder das Mobilfunknetz.

⁴⁷ Telefonisches Interview mit Abteilungsleiter eines Heizungsherstellers, 18.03.2020.

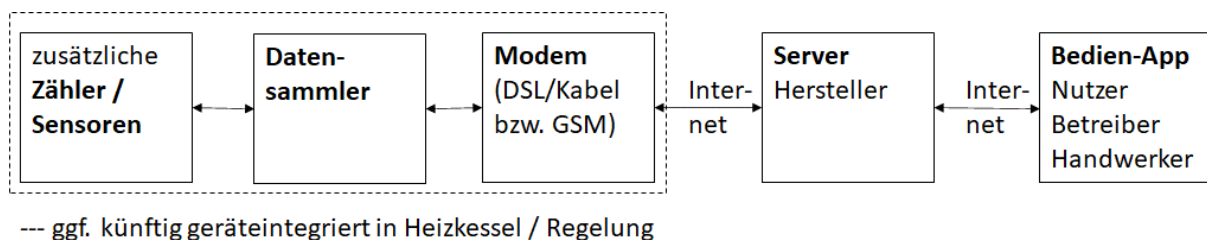
Die Messdaten werden auf dem Server des Anbieters gespeichert und mittels Spezialsoftware analysiert. Auswertungen werden KI-gestützt generiert und Analyseergebnisse und ggf. Warnmeldungen an die jeweils vorgesehenen Schnittstellen weitergegeben. Diese sind in der Regel:

- ▶ Kundenportal (über Internet-Browser) mit Login, in welchem der Anlagenbesitzer bzw. dessen Fachpersonal Auswertungen einsehen bzw. erstellen kann,
- ▶ ggf. App, die der Kundin oder dem Kunden entsprechende Daten mobil bereitstellt,
- ▶ anlassbezogene automatisierte Nachrichten (E-Mail, SMS, In-App-Nachrichten) an die Kundin oder den Kunden bzw. dessen Beauftragte/n, wenn Handlungsbedarf festgestellt wird; ggf. können für Techniker/Handwerker noch spezifische Daten zur Eingrenzung und Behebung der Fehlfunktion bereitgestellt werden,
- ▶ turnusmäßige Energieberichte, bereitgestellt im Kundenportal, auf der App oder per E-Mail.

Die digitalen Komponenten und Prozesse der Effizienzüberwachung beinhalten insbesondere:

- ▶ **Dezentral:** Je Heizungsanlage eine Box mit Datenlogger und Gateway; Anbindung folgender Sensorik (z. B. über (Wireless) M-Bus) an die Box: Gaszähler, Wärmemengenzähler, ggf. Stromzähler, ggf. Temperaturfühler für Vorlauf-, Rücklauf- und Außentemperatur; Messdaten werden in 15-Minuten-Intervallen (ggf. auch öfter) an die Box übertragen und ggf. lokal zwischengespeichert; alle 15 Minuten werden diese Messdaten über das Gateway auf den Server des Dienstleistungsunternehmens übertragen.
- ▶ **Zentral:** Die übertragenen Messdaten werden unter Nutzung einer Spezialsoftware auf dem zentralen Server des Dienstleistungsunternehmens analysiert; die Effizienzanalyse erfolgt üblicherweise mittels Regressionsanalyse und Vergleich mit Benchmarks; die Bündelung aller Analysen auf dem zentralen Server vermeidet die Notwendigkeit lokaler Software-Updates; unter Nutzung der Software werden die generierten Datenanalysen in unterschiedliche Ausgabeformate oder Plattformen gespeist, beispielsweise ein browserbasiertes Kundenportal, ggf. eine App für die Kundin oder den Kunden, anlassbezogene automatisierte Nachrichten (E-Mail, SMS, In-App-Nachrichten, ggf. als Warnmeldungen) sowie turnusmäßige Energieberichte an die Kundin oder den Kunden (im Kundenportal, auf der App oder per E-Mail).

Abbildung 16: Schematische Darstellung der digitalen Infrastruktur bei der Effizienzüberwachung



Quelle: Eigene Darstellung, co2online

5.1.3 Anwendungsgebiete

Effizienzüberwachung ist in Industrie und Gewerbe im Kontext Controlling und Qualitätsmanagement durchaus verbreitet, jedoch nicht notwendigerweise bezogen auf Energieeffizienz. Es betrifft vielmehr alle Prozesse, bei denen bei möglichst geringem Mitteleinsatz ein möglichst hoher Output erwünscht ist, beispielsweise in der Warenfertigung.

Da Wärmemengenzähler nach Aussage des Anbieters EWUS⁴⁸ aktuell nur in wenigen größeren Gebäuden installiert sind, kann eine Effizienzüberwachung von Wärmeerzeugern in den meisten Gebäuden mit der aktuellen Zählerausstattung nicht erfolgen. Soweit Energiedaten im Rahmen eines betrieblichen Energiemanagements analysiert werden, beschränkt sich dies häufig auf ein Verbrauchsmonitoring, bei dem aktuelle Monats- oder Jahresverbräuche mit jenen der Vormonate oder -jahre verglichen werden sowie auf die Analyse der Lastkurven, um Lastspitzen zu erkennen und zu reduzieren. Effizienzmängel der Heizungstechnik werden hierdurch jedoch nicht aufgedeckt.

Im Bereich der Wohngebäude wird eine Effizienzüberwachung bislang ausschließlich bei mittleren bis großen Mehrfamilienhäusern (≥ 13 Wohneinheiten) angewandt. Bei größeren Wohnungsunternehmen zum Teil durch eigenes Personal (Energiemanager) unter Nutzung von Energiemanagement-Software. Im Falle von vermieteten Liegenschaften besteht für den Vermietenden hierzu jedoch kein finanzieller Anreiz, da die Kosten der Wärmeversorgung auf die Mieter umgelegt werden können. Alternativ durch spezialisierte Energiedienstleister, die in den Heizungskellern ihrer Kund*innen die Mess- und Übertragungstechnik installieren und im Auftrag der Kundin oder des Kunden die Effizienzüberwachung umsetzen.⁴⁹

2023 wird es voraussichtlich zu einer deutlichen Marktausweitung des Effizienzmonitorings kommen. Die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) schreibt im Kontext der BEG Einzelmaßnahmen ab 2023 die Integration einer Energieverbrauchs- und Effizienzanzeige für geförderte Wärmeerzeuger vor.⁵⁰ Es ist zu erwarten, dass die Hersteller bis dahin ihr gesamtes Angebot an Wärmeerzeugern dahingehend anpassen werden, dass diese Anforderung erfüllt sein wird. Somit werden ab 2023 voraussichtlich alle Wärmeerzeuger, die im Neubau oder bei einer Heizungsmodernisierung neu eingebaut werden über eine Effizienzanzeige verfügen. Durch die herstellerseitige bauliche Integration wird ein Effizienzmonitoring erstmals auch in kleineren Mehrfamilienhäusern und insbesondere bei Ein- und Zweifamilienhäusern wirtschaftlich. Die Nutzung der Technik mittels Dienstleistung ist in diesen Segmenten derzeit nicht wirtschaftlich umsetzbar.

5.2 Anwendungs- und Referenzfall

Anwendungsfall Effizienzüberwachung

Analog zu Fallstudie 1 „Wetterprognosesteuerung“ wird auch für die modellhaften Berechnungen dieser Fallstudie die nachträgliche Ausstattung mittelgroßer Mehrfamilienhäuser (hier definiert als Wohngebäude mit 13 und mehr Wohneinheiten) als Anwendungsfall gewählt, welcher in der Praxis derzeit auch den Standardfall für die Effizienzüberwachung von Heizungsanlagen darstellt. Hierzu werden anhand eines repräsentativen fiktiven Referenzgebäudes die Effekte

⁴⁸ Telefonisches Interview mit der Geschäftsführung am 29.4.2020.

⁴⁹ Effizienzüberwachung wird auch von Contractoren im Kontext von Energieliefer-Contracting umgesetzt. Die Überwachung der Effizienz ihrer Heizkessel ist insbesondere für jene Contractoren wichtig, die gegenüber ihren Kunden die produzierte Wärmemenge und nicht den beschafften Brennstoff abrechnen.

⁵⁰ Förderrichtlinie Seite 23, Absatz 3.1: „Alle förderfähigen Heizsysteme müssen bis spätestens 1. Januar 2023 mit einer Energieverbrauchs- und Effizienzanzeige ausgestattet sein“.

erster, zweiter und dritter Ordnung mit der entwickelten Methodologie berechnet und bilanziert.⁵¹

Eckdaten des Modellgebäudes und des Anwendungsfalls:

- ▶ Mehrfamilienhaus (22 Wohneinheiten) mit 1.650 m² beheizter Nutzfläche (mittlere Gebäudegröße für Gebäude mit mehr als 13 Wohneinheiten nach Zensus 2011 (Destatis 2014),
- ▶ Zentrale Erzeugung von Heizwärme und Warmwasser über Gas-Brennwertkessel: 127 kW, 1.800 Vollbenutzungsstunden pro Jahr,
- ▶ Energieverbrauch nach Heizspiegel: 139 kWh/m² im Jahr,
- ▶ Effizienzüberwachung: dezentrale Steuerbox (Leistungsaufnahme 1-7 W) mit Cloud-Anbindung über Gateway; lokale Anbindung an Sensorik: Gaszähler, Wärmemengenzähler, ggf. Temperaturfühler (Außentemperatur, Vor- und Rücklauf Heizkreis),
- ▶ Installation, Einrichtung und Betrieb (Datenanalyse / -monitoring) der Effizienzüberwachung durch externes Dienstleistungsunternehmen,
- ▶ Gebäudeeigentümer erhält anlassbezogene Informationen, sobald die Datenanalyse Mängel feststellt, turnusmäßige schriftliche Energieanalysen mit eingesparten Energiemengen, -kosten und CO₂-Emissionen, sowie Zugang und Schulung zu einem Kundenportal (Internet).

Referenzfall

Als Referenzfall dient das identische Gebäude des oben beschriebenen Anwendungsfalls, jedoch ohne Ausstattung mit einer Effizienzüberwachung oder einer alternativen Technik zur Optimierung der Heizanlage.

Tabelle 18: Vergleich Referenzfall und Fallstudie 2

Attribut / Ausprägung	Referenzfall	Anwendungsfall
Beschreibung	Mehrfamilienhaus ohne Effizienzüberwachung und ohne Online-Anbindung der Heizungsanlage	Mehrfamilienhaus mit nachgerüsteter Effizienzüberwachung inklusive Online-Anbindung der Heizungsanlage
Technik	Sensorik teilweise vorhanden (Temperaturfühler)	Nachrüstung Steuerbox mit Datenlogger und Gateway zur Onlineanbindung, Nachrüstung Wärmemengenzähler
Datentransfer (Internet)	nein	Alle 15 Minuten Übertragung von Messdaten von Steuerbox an zentralen Server

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

⁵¹ Generelle Anmerkung zu textlichen Ausführungen im Bericht: Die Fallstudien 1 und 2 basieren auf dem gleichen Referenzgebäude. Daraus ergeben sich im Vergleich der Kapitel 3 und 4 an mehreren Stellen Doppelungen. Diese wurde bewusst in Kauf genommen, um die Verständlichkeit des Textes innerhalb eines Kapitels zu gewährleisten.

5.3 Marktsituation und -entwicklung bis 2030

Für die Anwendung Effizienzmonitoring von Heizungsanlagen sind bislang keine spezifischen Marktdaten verfügbar, aus denen die genaue Zahl der Nachfrager, Anbieter, der Jahresumsatz oder die Zahl der Installationen zu entnehmen wäre. Die folgende Analyse stützt sich deshalb auf übergeordneter Ebene auf Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamts und der Bundesstelle für Energieeffizienz (TopDown-Perspektive), auf Ebene des Marktes für Effizienzmonitoring auf Online-Recherchen sowie Aussagen von Anbietern aus Interviews (BottomUp-Perspektive). Diese Datenbasis ist jedoch nicht ausreichend für präzise Berechnungen, weshalb bei den darauf aufbauenden Potenzialanalysen teilweise mit Bandbreiten und begründeten Annahmen gearbeitet werden musste.

5.3.1 Marktsituation

Angebotsseite

Aktuell wird ein Online-Effizienzmonitoring nur als Dienstleistung für größere Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude angeboten. Die Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) veröffentlicht regelmäßig eine Marktanalyse zum deutschen Energiedienstleistungsmarkt. Diese untersucht die Angebots- und Nachfrageseite der folgenden Energiedienstleistungs(EDL)-Produkte: Energieausweise, Energieberatung, Energie-Contracting und Energiemanagement. Ein Teilsegment im Energiemanagement ist das Energiecontrolling. Teil des Energiecontrollings wiederum sind Gebäudeautomationssysteme (Überwachung, Steuerung, Regelung, Optimierung); das Effizienzmonitoring ist somit eine Dienstleistung im Bereich des Energiecontrollings.

Die Marktanalyse der Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE 2019) weist für Energiemanagement-Dienstleistungen einen Jahresumsatz von 109 Mio. € aus. Dies entspricht nahezu exakt dem Wert der beiden Vorjahre, ein Marktwachstum war zuletzt also nicht gegeben. Die Marktanalyse beschreibt aber auch, dass die Markakteure im Bereich Energiemanagement für die kommenden Jahre in großer Mehrheit einen wachsenden bis stark wachsenden Markt erwarten.

Unter den ca. 770 Anbietern von Energiemanagement-Dienstleistungen finden sich unter anderem Energieberatungs- und Ingenieurbüros, EVUs, Contractoren, Zertifizierer, spezialisierte Architektur- und Bauingenieurbüros sowie IT- und Softwareanbieter.

Für die Untergruppe des Energiecontrollings (darunter auch die Effizienzmonitoring) benennt die Marktstudie keine spezifischen Zahlen zu Anbietern, Kundengruppen, verbauten Einheiten oder Umsatz.

Über die Suchmaske der Anbieterliste der Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) lassen sich Anbieter von Energiemonitoring oder Energiecontrolling bundesweit – differenziert nach Technik und Kundengruppen – recherchieren. Ca. 20 Anbieter lassen sich hierbei für heizungsbezogenes Energiemanagement finden, jedoch ist diese Zahl sicher deutlich zu gering, da sich nicht jedes Unternehmen hier listen lässt. Die Autor*innen schätzen die Anzahl – je nachdem, ob man ausschließlich die Dienstleistungsanbieter betrachtet, oder auch die Hersteller der benötigten Technikkomponenten und der Software, auf 30-60 Unternehmen deutschlandweit.

Exemplarisch sind nachfolgend vier Anbieter genannt, deren Dienstleistungen den Autor*innen aus der wissenschaftlichen Begleitung des Pilotprogramms Einsparzähler im Auftrag des BMWi gut bekannt sind:

- ▶ Energiezentrale Nord, Norderstedt (zusätzlich tieferegehende Analyse des Heizsystems),
- ▶ EWUS GmbH, Berlin,

- ▶ GL Energielösungen GmbH, München,
- ▶ Ingenieurbüro für Energiewirtschaft Dr.-Ing. Dirk Schramm GmbH, Steinbach-Hallenberg.

Nachfrageseite

Bezogen auf den gewählten Anwendungsfall größerer Mehrfamiliengebäude ist die potenzielle Kundschaft für Effizienzüberwachung identisch mit jener der Fallstudie Wetterprognosesteuerung. Deshalb sei bezüglich der Nachfrageseite verwiesen auf Kapitel 4.3.1.

Marktverbreitung

Auf Basis der übergeordneten Marktdaten im Segment Energiemanagement der BfEE Marktanalyse sowie den Aussagen der befragten Unternehmensvertreter erstellten die Autor*innen eine grobe Abschätzung der aktuellen Verbreitung von Online-Effizienzmonitoring in Deutschland. Hierbei wurden auch Informationen über den Digitalisierungsgrad von Heizzentralen berücksichtigt: Der Geschäftsführer eines Energiedienstleistungsunternehmens bezifferte in einem Interview die Zahl ‚aufgeschalteter‘ – das heißt mit fernauslesbarer digitaler Messtechnik ausgestatteter – Heizzentralen auf deutschlandweit maximal 20.000 (hierunter auch solche in Nichtwohngebäuden). Erst die Aufschaltung ermöglicht eine kontinuierliche online-gestützte Übertragung und Analyse relevanter Betriebsdaten. Eine solche Online-Anbindung ist auch für das Effizienzmonitoring erforderlich.

Wird davon ausgegangen, dass 50 % der aufgeschalteten Heizzentralen in Mehrfamilienhäusern sind und davon 30 % eine Effizienzüberwachung einsetzen, ist für das Jahr 2020 von ca. 3.000 Anwendungen der Technik in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 WE auszugehen. Im Folgenden wird mit einer Bandbreite von 2.500–3.500 Anwendungen bei ca. 300 Neu-Installationen für das Jahr 2020 gearbeitet.

5.3.2 Marktentwicklung 2030

Der nachfolgenden Abschätzung der Verbreitung von Online-Effizienzmonitoring in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 WE bis 2030 liegen folgende Annahmen zugrunde:

- ▶ Online-Effizienzmonitoring als Dienstleistung: Veränderung des jährlichen Zuwachses bis 2030: 25–30 %
Begründung: Gute Wirtschaftlichkeit der Dienstleistung für Anbieter und Kunden, die sich durch CO₂-Bepreisung weiter verbessern wird; fortschreitende Digitalisierung des Gebäudebestands; voraussichtliche Zunahme an Anbietern für Effizienzmonitoring im Markt; sinkende Kosten bei wachsenden Stückzahlen.
- ▶ Herstellerseitige Ausstattung von neuen Wärmeerzeugern mit einer Effizienzanzeige: Zusätzlicher Wachstumsschub ab 2023 aufgrund technischer Mindestanforderung zur Integration einer Effizienzanzeige für geförderte Wärmeerzeuger im Kontext der Bundesförderung für effiziente Gebäude (vgl. Kapitel 5.1.3, letzter Absatz); hierdurch zusätzliche Verbreitung von über 5.000 Online-Effizienzanzeigen bei Wärmeerzeugern in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 WE pro Jahr (über Heizungserneuerung und Neubau).⁵²

⁵² Annahmen für Segment Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE: Mittlere Nutzungsdauer Wärmeerzeuger von 25 Jahren, entspricht jährlicher Rate für Heizungsmodernisierung von 4 % des Bestandes; damit jährlich ca. 9.300 Heizungsmodernisierungen; zusätzlich Neubau von ca. 1.200 Gebäuden pro Jahr; von den in Summe ca. 10.500 jährlich neu eingebauten Wärmeerzeugern werden ca. 50 % online angebunden sein, so dass Online-Effizienzmonitoring erfolgen kann (über App, Kundenportal oder Hersteller/Dienstleister).

Bis 2030 ergibt sich hieraus die nachfolgende Bandbreite an möglichen Installationen von On-line-Effizienzmonitoring im Teilsektor Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE. Die Zahlen sind eine konservative Abschätzung unter Business-as-usual Bedingungen.⁵³

⁵³ Eine stärkere Marktentwicklung ist möglich, sofern es zu Anpassungen bei den Rahmenbedingungen kommt, siehe Kapitel 5.7.

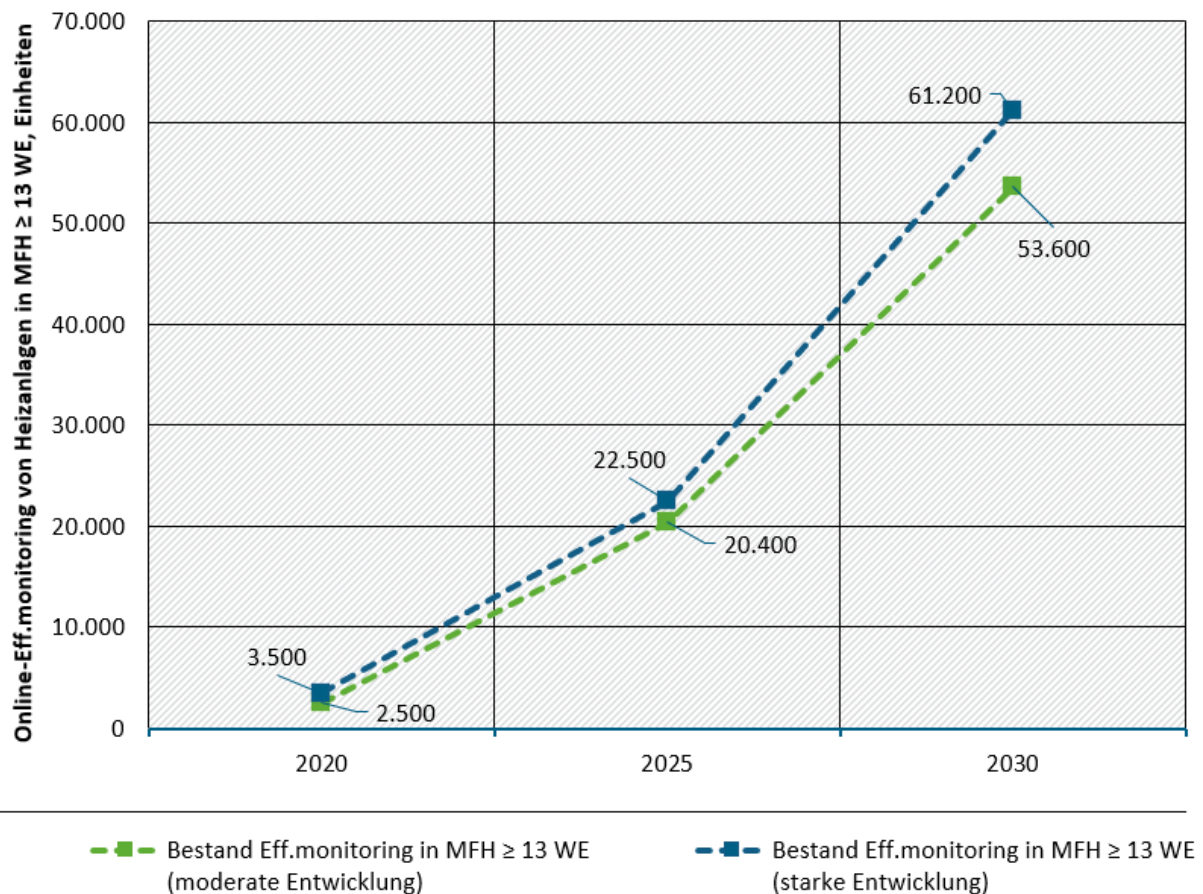
Tabelle 19: Abschätzung Effizienzüberwachung in Heizanlagen in MFH ≥ 13 WE bis 2030

Jahr	Effizienzmon. installiert in MFH ≥ 13 WE		Bestand MFH ≥ 13 WE	Anteil Eff.mon. an Bestand MFH ≥ 13 WE	
	min.	max.		min.	max.
2020	2.500	3.500	230.000	1,1 %	1,5 %
2025	20.400	22.500	236.000	8,6 %	9,5 %
2030	53.600	61.200	242.000	22,1 %	25,3 %

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online; Extrapolation auf Basis Destatis (2014; 2019b)

Die voraussichtliche Marktentwicklung bis 2030 mit einem moderaten und einem stärkeren Wachstumspfad zeigt Abbildung 17.

Abbildung 17: Abschätzung der Marktentwicklung für Online Effizienzüberwachung von Heizgeräten in Mehrfamilienhäusern mit ≥ 13 Wohneinheiten bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung, co2online

5.4 Klima- und Umwelteffekte der Einzelanwendung

5.4.1 Untersuchungsrahmen

Die **Systemgrenze** bei dieser Anwendung ist das Gebäude (Wohngebäude) bzw. die von einer Heizanlage versorgten Gebäude. Mögliche Heizenergieeinsparungen sind nicht vom Nutzungsverhalten (Mieter) abhängig, sondern allein von den technischen Gegebenheiten vor Ort und der

Qualität der Regelstrategie. Diese Qualität wiederum hängt davon ab, inwieweit Eigentümer*innen und Betreiber*innen der Heizungsanlage die Optimierungsempfehlungen, die die Effizienzüberwachung generiert, auch tatsächlich und möglichst zeitnah umsetzt (bzw. umsetzen lässt). Auswirkungen auf das vorgelagerte Versorgungsnetz (Strom, Gas, Fernwärme) der Heizanlage werden nur als systemische Effekte betrachtet.

Als **funktionelle Einheit** der Fallstudie wird die Wärmeversorgung eines Gebäudes für ein Kalenderjahr herangezogen. Das Mustergebäude ist ein Mehrfamilienhaus mit 22 Wohneinheiten und 1.650 m² beheizter Nutzfläche. Die Wärmeversorgung erfolgt über einen Gas-Brennwertkessel mit 127 kW Leistung und 1.800 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Der spezifische Wärmeenergieverbrauch des Gebäudes beträgt 139 kWh/m² im Jahr.

5.4.2 Sachbilanz

5.4.2.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

Im Mittelpunkt der Betrachtung steht die Heizanlage des in Abschnitt 3.2 beschriebenen Gebäudes (identisch mit Fallstudie 1). Es wurde eine Gasheizung mit einer Nennleistung von 127 kW und einer Lebensdauer von 20 Jahren (nach VDI 2067, Bl. 1, VDI 2000) abgebildet, weiterhin der Gaszähler des Versorgers (16 Jahre, d.h. bei einer Eichdauer von 8 Jahren wurde eine übliche Nacheichung unterstellt) und der Stromverbrauch der Heizung für Steuerung und Pumpen (Leistungsaufnahme 50 W bei 4.500 Betriebsstunden ergibt 225 kWh/a). Alle aufgeführten Parameter gehen in die Bilanz von Referenz- und Anwendungsfall ein. Der Gasverbrauch des Gebäudes beträgt 229.350 kWh.

Die Effizienzüberwachung besteht aus den folgenden zusätzlich benötigten Geräten, Schnittstellen und Sensoren, für die Herstellung und Entsorgung sowie Stromverbrauch im Betrieb zu berücksichtigen sind:

- ▶ Box mit Datenlogger und Gateway („Internetmodem“, 10 Jahre Lebensdauer, Leistungsaufnahme inkl. Steuereinheit ca. 11–15 W; laut Anbieter 4 W gemessen; bei 8.760 h entsprechend Ansatz Mittel 11 W (96 kWh), Best Case 4 W (35 kWh), Worst Case 15 W (131 kWh). Im Vergleich zur Fallstudie 1 wird deutlich, dass hier Einsparpotenziale bestehen.
- ▶ Wärmemengenzähler (Eichfrist 5 Jahre, Ansatz wegen technischer Lebensdauer 10 Jahre). Der Zähler enthält zwei Temperaturfühler, deren Daten genutzt werden und über die Schnittstelle ausgelesen werden.
- ▶ Aufsatz Gaszähler (S0-Schnittstelle, 16 Jahre Lebensdauer analog zum Gaszähler bzw. 10 Jahre Lebensdauer bei einer „Energycam“, also einem Kameraaufsatz, der die Gaszählerstände abfotografiert).
- ▶ Rack-Server im Rechenzentrum, Ansatz analog Fallstudie 1 (1–2 Höheneinheiten, 3 Jahre Lebensdauer, Leistungsaufnahme 140 W) pro 200 Anwendungen ca. 1.226 kWh/a, d.h. 6,1 kWh je überwachter Anlage).

Durch die Datenübertragung von der Heizanlage zum Server sind laut eines Anbieters⁵⁴ 1,85 GB/a Datentransfer zu erwarten. Dieser sehr hohe Wert im Vergleich zur Fallstudie 1 wurden für den Worst Case unterstellt, für den Best Case 0,01 GB/a aus Fallstudie 1. Im Mittel wurde

⁵⁴ Email des Geschäftsführers eines Energietechnikausrusters vom 13.05.2020.

1 GB angesetzt. Für die Nutzung der entsprechenden App / Webanwendung durch den Anlagenbetreiber wurde wie in Fallstudie 1 zusätzlich ein Datenvolumen von 0,2 GB/a unterstellt.

Für alle Bauteile werden die Material- und Energieaufwendungen sowie Emissionen aus Herstellung, Betrieb und Entsorgung ökologisch bilanziert.

Tabelle 20: Übersicht über die Bauteile in Fallstudie 2

Bauteil	Einsatzort	Einsatzhäufigkeit	Vorhanden in Referenz / Anwendungsfall?
Gas-Brennwertkessel (127 kW)	Heizzentrale d. Gebäudes	1 pro Heizzentrale	Referenz + Anwendungsfall
Datenlogger und Gateway	Heizzentrale d. Gebäudes	1 pro Heizzentrale	Anwendungsfall
Wärmemengenzähler	Heizzentrale d. Gebäudes	1 pro Heizzentrale	Anwendungsfall
Aufsatz Gaszähler	Heizzentrale d. Gebäudes	1 pro Heizzentrale	Anwendungsfall
Rackserver	Rechenzentrum Dienstleister	1-2 Höheneinheiten	Anwendungsfall

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

Im Referenzfall wird lediglich der Gasverbrauch über den vorhandenen Gaszähler gemessen und im Kontext der Abrechnung der Kundin oder dem Kunden übermittelt. Eine weitere Datenerfassung ist im Referenzfall nicht gegeben, eine elektronische Datenübertragung nach außen findet nicht statt, entsprechende Übertragungsvorrichtungen (Gateway) sind nicht vorhanden.

Im Anwendungsfall wird zusätzlich ein Wärmemengenzähler installiert. Die Zählerstände von Gas- und Wärmemengenzähler werden engmaschig (viertelstündlich) über den installierten Datenlogger erfasst, lokal zwischengespeichert und ebenfalls viertelstündlich über ein Gateway auf den Server des Dienstleistungsunternehmens übertragen.

Auf dem Server des Dienstleistungsunternehmens wird mit spezieller Software die Effizienz (Nutzungsgrad) des Heizkessels berechnet. Die Effizienzanalyse erfolgt üblicherweise mittels Regressionsanalyse und Vergleich mit geeigneten Benchmarks. Zeitweise laufen zusätzliche Datenanalysen, insbesondere der Vor- und Rücklauftemperaturen. Die generierten Datenanalysen werden in unterschiedliche Ausgabeformate oder Plattformen gespeist, beispielsweise ein Browser-basiertes Kundenportal, ggf. eine App für die Kundin oder den Kunden, anlassbezogene automatisierte Nachrichten (E-Mail, SMS, In-App-Nachrichten, ggf. als Warnmeldungen) sowie turnusmäßige Energieberichte an die Kundin oder den Kunden (wahlweise im Kundenportal, auf der App oder per E-Mail).

Tabelle 21: Übersicht über den Datentransfer in Fallstudie 2

Datenübertragung (max. 1,85 GB/a)	Frequenz	Empfänger	Genutzte Infrastruktur
Wärme-Zählerstände, ausgekoppelte Vor- und Rücklauftemperaturen, Gas-Zählerstände	Echtzeit	Datenlogger, Gateway	M-Bus
Zählerstände und Temperaturen	15 Minuten	Server	DSL/Kabel bzw. GSM
Kundenportal, App, Energieberichte über E-Mail	ca. monatlich	Anlagenbetreiber	Internet

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

5.4.2.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

Die Online-Effizienzüberwachung bewertet die Effizienz des Wärmereizers und andere Betriebsparameter und generiert Warnmeldungen per SMS oder Email, soweit sich die Effizienz verschlechtert. Die Abstimmung möglicher Effizienzmängel und Anlagenprobleme erfolgt manuell, d.h. durch Eingriffe des Bedienpersonals bzw. von Handwerkern. Damit sind mit der Online-Effizienzüberwachung im hier dargestellten Umfang keine direkten Einsparwirkungen verbunden.

Soweit künftig ein Online-Effizienzmonitoring nicht optimale Regeleinstellungen durch das System selbstständig analysiert und anpasst, wären solche Effekte hier anteilig zu berücksichtigen.

5.4.2.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Effekte dritter Ordnung sind auf der Benutzungsebene zu beobachten. Unter Benutzern sind hier auch die Betreiber der Heizanlage zu verstehen, die von der Überwachung diagnostizierte Effizienzmängel abstellen, indem sie Änderungen an den Regelungseinstellungen vornehmen oder Handwerker mit der Abstimmung von Anlagenmängeln beauftragen. Durch das Handeln des Betreibers oder seine Beauftragung eines Dritten werden Energieeinsparungen erzielt.

Durch den Einsatz der Effizienzüberwachung kann der Heizenergieverbrauch nach Anbieterangabe (EWUS) um bis zu 7 %, im Schnitt um 4–5 % gesenkt werden. Hermann et al. (2019) geben in der Zählerstudie 2,5–5 % an. Entsprechend wurden hier 5 % angesetzt mit einer Spannweite von 2,5–7 %.

Zum besseren Verständnis der dargestellten Einsparpotenziale: Das Unternehmen EWUS ist eines von mehreren Energiedienstleistungsunternehmen, die im Kontext des Pilotprogramms Einsparzähler Effizienzmonitoring als Dienstleistung umsetzen. Die erzielten Einsparungen werden nicht nur gegenüber den Kunden messtechnisch nachgewiesen, sondern auch im Rahmen der erfolgsbasierten Förderung durch den Zuwendungsgeber BAFA geprüft.

Die von Hermann in der Zählerstudie ausgewiesenen Einsparpotenziale beziehen sich auf den Neubau (2,5 %) bzw. Bestandsbauten (5 %). Sie beruhen auf eigenen Messungen und Analysen Dritter, dass gemessene Nutzungsgrade von Heizkesseln etwa 10-12 Prozentpunkte unter den zu erwartenden Normwerten liegen und die zu erwartenden Effizienzgewinne überwiegend in der Peripherie begründet liegen. Da nicht jede Anlage ineffizient arbeite bzw. nicht jedes aufgezeigte Effizienzpotenzial gehoben werden könne, ergebe sich im Bestand ein Einsparpotenzial von 5 % bei Ansatz eines zu 50 % ausgeschöpften Potenzials.

Für die unterstellte Heizanlage mit 127 kW Leistung und 1.800 Vollbenutzungsstunden ist ein Gasverbrauch von 229.350 kWh/a (Brennwert) zu erwarten. Entsprechend variiert die Einsparung für das Beispiel zwischen 5.734 und 16.055 kWh.

Als weiterer Effekt der Benutzungsebene ist der Rebound-Effekt zu betrachten: Da die Anbieter den Energieverbrauch vor und nach Einbau der Technik messen, sind Rebound-Effekte in der Einsparung bereits inkludiert. Rebound-Effekte sind eher nicht zu vermuten, da die Vermeidung unnötiger Verluste mit keiner Komfortänderung verbunden ist. Rebound-Effekte einzelner Nutzer*innen dürften sich größtenteils durch den Normalverbrauch benachbarter Wohnungen (Transmission zwischen den Wohnungen führt zu gleichbleibendem Temperaturniveau innerhalb eines Mehrfamilienhauses) nivellieren. Nur kollektive Nutzungsverhaltensänderungen führen in solchen Gebäuden zu Mehr- oder Minderverbräuchen. Sollten solche Fälle eintreten (insbesondere bei Betrachtung kleiner Gebäude), liegt bei der Effizienzüberwachung die Grenze, wo der Rebound die Einsparung und Zusatzaufwände übertrifft, bei einer Größenordnung von 0,8 K (ca. 6 % Mehrverbrauch je K).

Ebenfalls nicht bilanziert bei den Effekten 3. Ordnung wird der Zusatznutzen, der durch die vorhandene Fernüberwachung generiert werden kann. Hierzu zählt beispielsweise:

- ▶ Diagnose von Effizienzproblemen weiterer Anlagenteile (Heizungsverteilung, Stichwort „Hydraulischer Abgleich“), deren Umsetzung weiterführende Maßnahmen erfordert; Anstöße für deren Optimierung und Erkenntnisse zur korrekten Dimensionierung (bei Anlagensatz zur Vermeidung von Überdimensionierungen),
- ▶ Online-Datenanalyse ermöglicht Verbesserungen künftiger Produktgenerationen auf Herstellerseite,
- ▶ Reduzierung der Anzahl von Handwerkerterminen vor Ort (durch Fernüberwachung bzw. -wartung).

5.4.2.4 Sensitivitätsanalyse

Es erfolgte eine Sensitivitätsanalyse, um die Unsicherheiten in den Annahmen und Daten zu berücksichtigen und die Robustheit der Ergebnisse einschätzen zu können. In den Base Case gehen die Annahmen ein, die aus Sicht der Autor*innen am plausibelsten sind. In einem Best Case wurden jeweils die Annahmen zusammengetragen, die zu besonders geringen, und in einem Worst Case die Annahmen, die zu besonders hohen Treibhausgasemissionen führen. Tabelle 22 führt die Input-Parameter auf, die für den Base, Best und Worst Case veranschlagt wurden. Die Annahmen sind in Abschnitt 5.4.2.1 beschrieben.

Tabelle 22: Base, Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 2

Bauteil	Base Case	Best Case	Worst Case
Datentransfer [GB/a]	1	0,01	1,825
Stromverbrauch Datenlogger, Gateway [kWh/a]	96	35	131,4
Stromverbrauch Rack-Server in Abhängigkeit von der Anzahl der angeschlossenen Anlagen (200,300,100) [kWh/a]	6,1	4,1	12,3
Einsparung Gasverbrauch (5,7 bzw. 2,5 % p.a) [kWh/a]	11.468	16.055	5.734

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

Weiterhin wurde im Rahmen der Sensitivitätsanalyse geprüft, ab welcher Heizanlagengröße die Mehraufwände für MRT die Einsparungen der Effizienzüberwachung beim CO₂-Äquivalent aufwiegen. Im Vergleich zur Fallstudie 1 sind die Einsparungen deutlich geringer. Daher weist eine Effizienzüberwachung erst ab einer Heizanlagengröße von ca. 40-50 kW (6 Wohneinheiten) einen Umweltvorteil auf. Bei kleineren Anlagen ist dieser nicht gegeben.

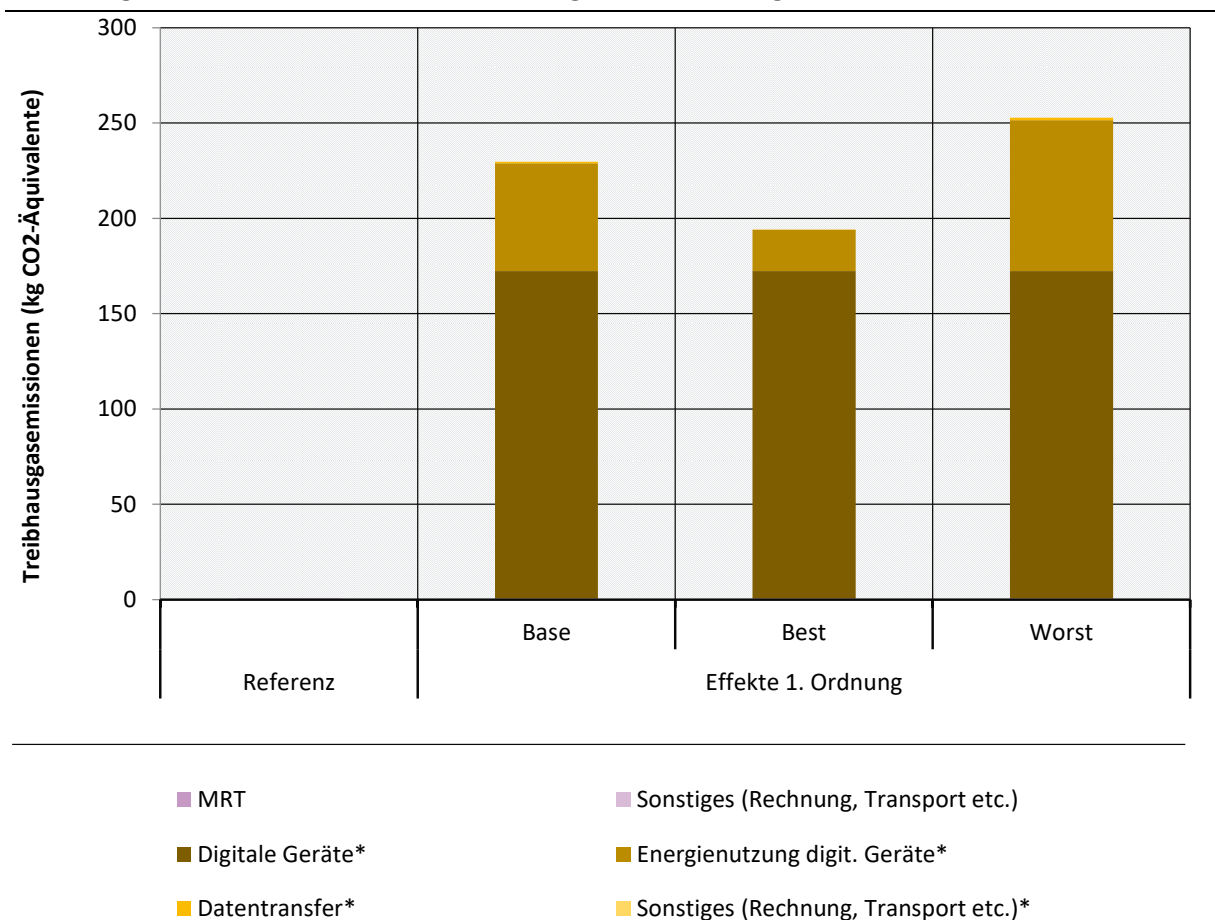
5.4.3 Zusammenfassung der umweltrelevanten Effekte und Wirkungsabschätzung

5.4.3.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

Die notwendige digitale Infrastruktur der Online-Effizienzüberwachung verursacht bei den Effekten 1. Ordnung im Vergleich zum nicht-digitalen Referenzfall zusätzliche Emissionen von im Mittel 229 kg CO_{2eq} /a (min: 194 kg CO_{2eq} /a, max. 252 kg CO_{2eq} /a). Davon machen Produktion, Betrieb und Entsorgung der IKT 172 kg CO_{2eq}/a (entspricht 2.820 MJ/a bzw. 783 kWh/a) aus, die Energienutzung der Geräte nochmals 56 kg CO_{2eq}/a (entspricht 484 MJ/a bzw. 134 kWh/a). Der Datentransfer zwischen Heizzentrale und Dienstleister sowie für die Nutzung des Kundenportals bzw. der App durch den Anlagenbetreiber verursachen eine Umweltwirkung von ca. 1 kg CO_{2eq}/a (entspricht 12,8 MJ/a bzw. 3,6 kWh/a).

Abbildung 18 zeigt, dass sich durch die zusätzlich genutzte digitale Infrastruktur bei den Effekten 1. Ordnung eine Netto-Umweltbelastung ergibt.

Abbildung 18: Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls für Fallstudie 2



*Wirkungen ausgehend von zusätzlichen digitalen Anwendungen in den Varianten

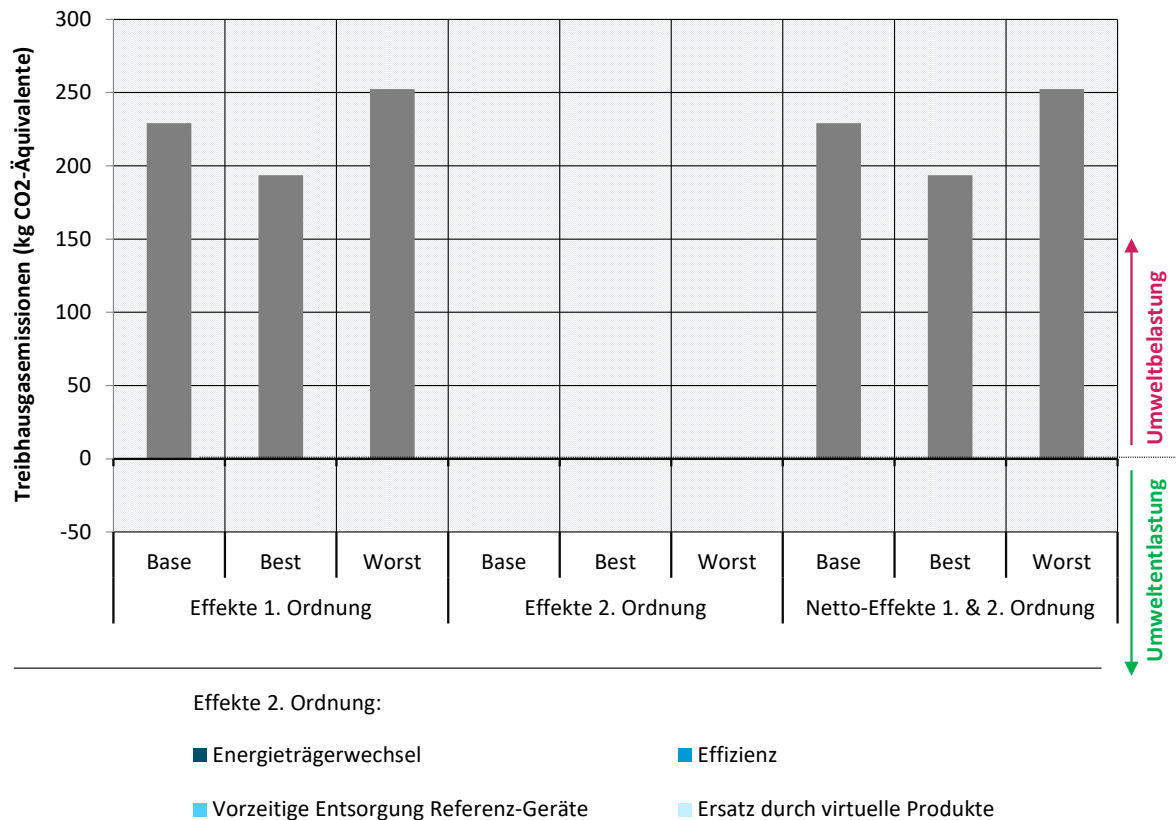
Quelle: Eigene Darstellung, co2online

Zum Zweck der Einordnung können die Ergebnisse den Emissionen aus der Herstellung, dem Betrieb und der Entsorgung der Wärmeversorgung des Referenzgebäudes gegenübergestellt werden. Die entsprechenden Gesamtemissionen belaufen sich auf 53.331 kg CO_{2eq}/a. Hiervon macht der Energieverbrauch (insbesondere Gas 892.888 MJ/a bzw. 248.025 kWh/a) den größten Teil mit 53.219 kg CO_{2eq}/a aus. Die Technikausstattung (Gaskessel, -zähler) ist mit 0,9 MJ/a (2,5 kWh/a) für weitere 112 kg CO_{2eq}/a verantwortlich. Die direkten Umwelteffekte der Digitalisierung sind im Vergleich hierzu gering.

5.4.3.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

Effekte 2. Ordnung werden nicht bilanziert. Daher ergeben sich die Netto-Effekte 1. & 2. Ordnung (vgl. Abbildung 18) aus den Effekten 1. Ordnung.

Abbildung 19: Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung für Fallstudie 2



Quelle: Eigene Darstellung, co2online

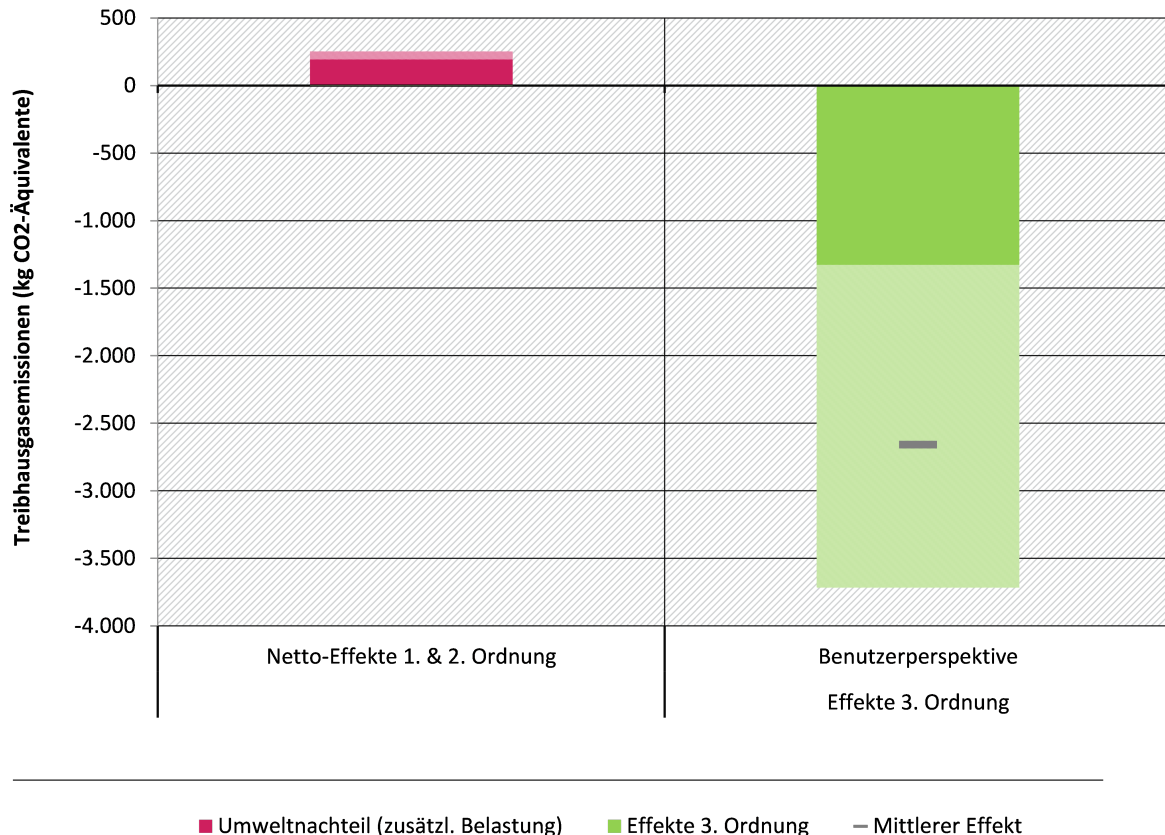
5.4.3.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Die Reduzierung des Energieverbrauchs und der Energiekosten für die Wärmeerzeugung ist die zentrale Motivation auf Seiten der Anlagenbetreiber, ihre Heizzentrale mit einer Effizienzüberwachung ausstatten zu lassen. Die Einsparung wird mittelbar durch externe Maßnahmen bedingt, die durch die Effizienzüberwachung angestoßen werden. Das erreichbare Maß der Einsparung macht eine Effizienzüberwachung bei größeren Gebäuden wirtschaftlich, was wiederum Grundlage dafür ist, dass diese Dienstleistung am Markt angeboten wird.

Abbildung 20 stellt die Nettoeffekte 1. & 2. Ordnung (moderate Umweltbelastung) den bilanzierten Effekten 3. Ordnung (Umwelentlastung aufgrund der erzielbaren Energieeinsparung; Effizienz) gegenüber. Der im Mittel um 44.535 MJ/a (12.371 kWh/a) reduzierte Energieverbrauch

verursacht verringerte Emissionen in Höhe von 2.655 kg CO_{2eq}/a (grauer Balken „Mittlerer Effekt“). Dies übersteigt die gegenläufigen Effekte erster Ordnung bei weitem, so dass im Mittel ein Umweltvorteil in Höhe von 2.425 kg CO_{2eq}/a (entspricht 40.709 MJ/a bzw. 11.308 kWh/a) gegeben ist. Selbst im Worst Case mit sehr konservativen Annahmen besteht noch ein Umweltvorteil in Höhe von 1.075 kg CO_{2eq}/a (entspricht 18.034 MJ/a bzw. 5.009 kWh/a).

Abbildung 20: Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 2



Quelle: Eigene Darstellung, co2online

Nicht bilanzierte Effekte 3. Ordnung: Hier ist insbesondere der Rebound-Effekt zu sehen, beispielsweise durch eine nutzerseitig vorgenommene Erhöhung der Innentemperatur nach Einführung der Effizienzüberwachung. Da eine Effizienzüberwachung mit keiner Komfortänderung verbunden ist, ist ein solches Verhalten eher unwahrscheinlich. Möglich wären jedoch Rebound-Effekte aufgrund des Wissens der Nutzer*innen, dass die Heizung nun effizienter als zuvor läuft, ggf. unterstützt durch finanzielle Entlastungen im Rahmen der Warmmiete, sofern solche Einsparungen (teilweise) an die Mieter weitergegeben werden.

Als Break-Even-Punkt, an dem der dargestellte Umweltvorteil in Höhe von 2.425 kg CO_{2eq}/a durch den Rebound-Effekt wieder ‚aufgefressen‘ würde, ist eine Erhöhung der Innentemperatur um 0,8 K zu betrachten.

Die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung zeigen, dass die Netto-Umweltwirkung aus den Effekten 1. bis 3. Ordnung deutlich vorteilhaft ist. Zwar führt Produktion, Betrieb und Entsorgung der IKT zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Referenzfall. Durch die deutliche Verminderung des Energieverbrauchs wird dies aber mehr als ausgeglichen, so dass selbst unter konservativen Annahmen ein Umweltvorteil verbleibt. Auch bei Betrachtung von Rebound als Effekt 3. Ordnung bleibt dieses Potenzial zur Treibhausgasvermeidung bestehen, solange nicht aufgrund des Rebound-Effekts eine nutzerseitige Erhöhung der Innentemperaturen um mehr als

0,8 K erfolgt. Unter Berücksichtigung der vereinfachenden Annahmen ist daher davon auszugehen, dass von einer Effizienzüberwachung bei Heizungsanlagen positive Umweltwirkungen ausgehen.

5.5 Hochrechnung der Klimaeffekte

Durch Skalierung der ermittelten THG-Minderungspotenziale pro Einzelobjekt mit den für die Jahre 2025 und 2030 erwarteten Stückzahlen von Online-Effizienzmonitoring im Segment größerer Mehrfamilienhäuser (vgl. Tabelle 19) lässt sich das Treibhausgasminderungspotenzial bis 2030 für diesen Teilmarkt abschätzen. Die dargestellten Bandbreiten ergeben sich zum einen aus der Marktentwicklung (moderates vs. starkes Marktwachstum), des Weiteren aus den im Rahmen dieser Studie ermittelten spezifischen THG-Minderungspotenzialen (Best, Base, Worst Case, vgl. Abbildung 17).

Wie in Kapitel 5.3.2 dargestellt beinhaltet die erwartete Marktentwicklung sowohl ein weiteres Wachstum des bestehenden Dienstleistungsangebots Effizienzmonitoring wie auch ab 2023 eine voraussichtlich durchgehende Ausstattung von neuen Wärmeerzeugern mit einer Verbrauchs- und Effizienzanzeige, die sich sukzessiv über Heizungsmodernisierung und Neubau in allen Gebäudesegmenten verbreiten wird.⁵⁵

Für die zwei in Abbildung 17 dargestellten Marktentwicklungen werden im Gebäudesegment Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE folgende THG-Effekte erwartet (negativer Wert bedeutet THG-Minderung)⁵⁶:

Tabelle 23: Hochrechnung der Klimaeffekte in 2030 für Fallstudie 2

	2025			2030		
	Base [t CO _{2eq} /a]	Best [t CO _{2eq} /a]	Worst [t CO _{2eq} /a]	Base [t CO _{2eq} /a]	Best [t CO _{2eq} /a]	Worst [t CO _{2eq} /a]
Moderate Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	4.507	3.885	4.911	11.524	10.088	12.457
Effekte 2. Ordnung	0	0	0	0	0	0
Effekte 3. Ordnung	-54.199	-75.821	-27.079	-142.404	-199.215	-71.149
Summe	-49.692	-71.936	-22.168	-130.880	-189.128	-58.692
Starke Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	4.971	4.285	5.417	13.158	11.518	14.223
Effekte 2. Ordnung	0	0	0	0	0	0

⁵⁵ Da zum Zeitpunkt dieser Studie noch keine Heizungsanlagen mit integrierter Verbrauchs- und Effizienzanzeige am Markt verfügbar waren, lässt sich die Frage, ob die Einsparpotenziale eines geräteintegrierten Effizienzmonitorings von jenen der hier primär untersuchten Dienstleistungslösung abweichen, aktuell nicht beantworten. In der Potenzialanalyse wird deshalb einstweilen mit dem einheitlichen Einsparpotenzial von 2,5-7 % gerechnet.

⁵⁶ Die Emissionsminderungen 2025 und 2030 sind auf Basis der Daten des Referenzgebäudes errechnet worden. Eine mögliche Minderung des Energiebedarfs des Referenzgebäudes bis 2030 aufgrund künftiger Sanierungsmaßnahmen – und damit auch eine Minderung der erzielbaren THG-Minderungen durch Effizienzmonitoring – sind in den Zahlen noch nicht berücksichtigt.

Effekte 3. Ordnung	-59.778	-83.626	-29.867	-162.596	-227.462	-81.237
Summe	-54.807	-79.341	-24.450	-149.438	-215.944	-67.014

Quelle: Eigene Berechnung, co2online

Effekte 2. Ordnung – also indirekte Umwelteffekte aus Technologieperspektive bzgl. Effizienz oder vorzeitiger Entsorgung von Referenz-Geräten – sind beim Effizienzmonitoring nicht gegeben (siehe auch Kapitel 0). Die mittels Effizienzmonitoring erzielbaren Wärmeenergieeinsparungen erfolgen nicht automatisch, sondern auf Basis von digital generierten Empfehlungen. Die tatsächliche Einsparung kommt nur dann zustande, wenn Gebäudeeigentümer oder Anlagenbetreiber die Entscheidung treffen, die vorgeschlagenen Maßnahme(n) umzusetzen. Damit gehören die Einspareffekte zu den Effekten 3. Ordnung.

Beitrag zu den Klimazielen

Die Bundesregierung hat mit dem Klimaschutzplan 2050 (BMUB 2016) ihre klimapolitischen Grundsätze und Ziele festgelegt. Der Weg zum Langfristziel Treibhausgasneutralität wird darin mit sektor-spezifischen Zwischenzielen für das Jahr 2030 konkretisiert. Die Ziele wurden später im Bundes-Klimaschutzgesetz beschlossen, das im Juni 2021 nochmals novelliert wurde.

Für den Sektor Gebäude verweist der Klimaschutzplan auch auf die Energieeffizienz-Strategie Gebäude (BMWi 2015), worin Instrumente für die Transformation hin zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050 definiert sind, darunter auch Maßnahmen wie Heizungsoptimierung und Energiemanagement.

Für den Sektor Gebäude definieren der Klimaschutzplan und das Klimaschutzgesetz das folgende Emissionsminderungsziel:

Tabelle 24: Emissionsminderungsziel Gebäudesektor

	1990 [Mio. t CO ₂ /a]	2014 [Mio. t CO ₂ /a]	Ziel 2030 [Mio. t CO ₂ /a]
Sektor Gebäude	209	119	67

Quelle: Deutscher Bundestag (2021)

Im Gebäudesektor sind somit bis 2030 die jährlichen THG-Emissionen um 139 Mio. t CO₂ auf rund ein Drittel des Basiswertes von 1990 abzusenken. Bis 2014 konnten die Jahresemissionen bereits um 90 Mio. t CO₂ auf 119 Mio. t CO₂ gesenkt werden, doch dieser positive Trend ist zwischenzeitlich zum Erliegen gekommen. Für das Jahr 2020 benennt die Bundesregierung (BMU 2021) einen Wert von 120 Mio. t CO₂⁵⁷. Es ist somit erforderlich, die Anstrengungen im Gebäudereich zu verstärken, um die verbleibende Lücke von 53 Mio. t CO₂ pro Jahr bis 2030 schließen zu können.

Die Maßnahme Online-Effizienzmonitoring kann im Segment Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE aus heutiger Sicht im Jahr 2030 mit Emissionsminderungen zwischen 58.692 und 215.944 t CO_{2eq}/a (vgl. Tabelle 24) einen Beitrag zwischen 0,11 und 0,41 % zum Schließen der Lücke von 53 Mio. t pro Jahr bis 2030 leisten. Dieser Beitrag wird mit einer Abdeckung von 22,1 bis 25,3 % des Gebäudebestands innerhalb des Segments Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE erreicht (vgl. Tabelle 19).

⁵⁷ Die Emissionswerte des Jahres 2020 enthalten aufgrund der Corona-Pandemie vermutlich Sondereffekte, die nicht dauerhaft sein werden.

Einordnung

Als Maßnahme im Kontext technischer Optimierung adressiert Online-Effizienzmonitoring heute noch vorwiegend größere Bestandsgebäude und erreicht dort Wärmeenergieeinsparungen von 2,5–7 %. Die Technik ist – wie auch andere Maßnahmen der Betriebsoptimierung – relevant für die Minderung von Energieverbrauch und THG-Emissionen im Gebäudebestand, jedoch nicht in vergleichbarem Maße wie die Ertüchtigung der Gebäudehülle oder der Wechsel auf erneuerbare Energieträger.

Wären 2030 alle ca. 242.000 Mehrfamilienhäuser \geq 13 WE mit einem Effizienzmonitoring ausgestattet, so könnten Emissionsminderungen von bis zu 0,85 Mio. t CO_{2eq}/a erreicht werden, dies entspräche einem Beitrag von 1,61 % zum Schließen der Lücke von 53 Mio. t im Gebäudesektor 2030.

Im Bereich der 2,7 Mio. Nichtwohngebäude ist das Potenzial nochmals deutlich größer, wobei hier aufgrund der Diversität der Gebäude und der unzureichenden Datenlage keine Größenordnung benannt werden kann. Für kleinere Gebäude sind zum heutigen Zeitpunkt Effizienzmonitoring-Dienstleistungen noch nicht wirtschaftlich.

Mit der Markteinführung von Wärmeerzeugern mit herstellerseitig integriertem Wärmemengenzähler und einer Verbrauchs- und Effizienzanzeige ab spätestens 2023 wird sich die Marktsituation grundlegend ändern. Über ab dann vorgenommene Heizungsmodernisierungen sowie über den Neubau werden dann die Wärmeerzeuger aller beheizten Gebäude – also auch kleinerer Mehrfamilienhäuser (3–12 WE) sowie von Ein- und Zweifamilienhäusern – sukzessive mit Effizienzmonitoring ausgestattet sein. Damit würde auch für diese ca. 18,7 Mio. Wohngebäude ein wirtschaftlicher Einsatz von Effizienzmonitoring möglich (siehe auch Kapitel 5.3.2). Wobei hier zu berücksichtigen ist, dass die geräteseitige Ausstattung noch nicht automatisch bedeutet, dass die Gerätefunktion a) tatsächlich online angebunden und b) auch vom Gebäudeeigentümer oder Service-Beauftragten genutzt wird.

Eine zahlenmäßige Annäherung zum gesamten theoretischen Einsparpotenzial im Gebäudebereich bei einer angenommenen 100 % Ausstattung der Gebäude mit Effizienzmonitoring ist möglich mit Blick auf den prognostizierten kumulierten Raumwärmebedarf 2030. In der Energierferenzprognose (Schlesinger et al. 2014) wird für den Sektor „Private Haushalte“ ein Endenergieverbrauch für Raumwärme von 1.356 PJ (S. 151) errechnet, für den Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ 299 PJ (S. 174), in Summe 1.655 PJ Endenergie. Bei einer angenommenen durchgehenden Nutzung von Effizienzmonitoring könnten bei einer Einsparung von 2,5 %⁵⁸ im Jahr 2030 knapp 41 PJ Endenergie eingespart werden.

5.6 Bestehender Rechtsrahmen

5.6.1 Europarecht

Das EU-Sekundärrecht enthält einige relevante Vorgaben für die Verbrauchserfassung. Diese werden im Folgenden nur insoweit behandelt, als sie nicht vornehmlich auf die korrekte Erfassung des Energieverbrauchs zum Zwecke der Abrechnung⁵⁹ abzielen.

⁵⁸ Konservativ gerechnet mit dem unteren Wert der Spannbreite von 2,5 bis 7 % Einsparung.

⁵⁹ Siehe insoweit Art. 9 Abs. 1 UAbs. 1, Abs. 2 lit. a, Art. 9b Abs. 1 UAbs. 1, Art. 10 Abs. 2 Richtlinie 2012/27/EU; Art. 3 Abs. 7 i.V.m. Anhang I Abs. 1 lit. i Richtlinie 2009/72/EG, künftig: Art. 19 ff. Richtlinie (EU) 2019/944; Art. 3 Abs. 3 i.V.m. Anhang I Abs. 1 lit. i, Abs. 2 Richtlinie 2009/73/EG.

5.6.1.1 Richtlinie 2010/31/EU

Nach Art. 14 Abs. 4 S. 1 Richtlinie 2010/31/EU sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, „Anforderungen fest[zulegen], um sicherzustellen, dass Nichtwohngebäude mit einer Nennleistung für eine Heizungsanlage oder eine kombinierte Raumheizungs- und Lüftungsanlage von mehr als 290 kW, sofern technisch und wirtschaftlich realisierbar, bis zum Jahr 2025 mit Systemen für die Gebäudeautomatisierung und -steuerung ausgerüstet werden.“ Ein solches System ist gemäß Art. 3a Richtlinie 2010/31/EU „ein System, das sämtliche Produkte, Software und Engineering-Leistungen umfasst, mit denen ein energieeffizienter, wirtschaftlicher und sicherer Betrieb gebäudetechnischer Systeme durch automatische Steuerungen sowie durch die Erleichterung des manuellen Managements dieser gebäudetechnischen Systeme unterstützt werden kann“. Nach Art. 14 Abs. 4 S. 2 Richtlinie 2010/31/EU müssen derartige Systeme „in der Lage sein, a) den Energieverbrauch kontinuierlich zu überwachen, zu protokollieren, zu analysieren und dessen Anpassung zu ermöglichen“ und überdies mit verbundenen (gebäudetechnischen und anderen) Systemen zu kommunizieren (lit. c). Zusätzlich können die Mitgliedstaaten gemäß Art. 14 Abs. 5 Richtlinie 2010/31/EU „Anforderungen festlegen, um sicherzustellen, dass Wohngebäude ausgerüstet sind mit: ... b) wirksamen Steuerungsfunktionen zur Gewährleistung der optimalen Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Nutzung der Energie.“ Letzteres schließt aufgrund des Wortlauts und systematischen Zusammenhangs den Betrieb von Heizungsanlagen ein. Allerdings enthalten sich die Regelungen konkreter Anforderungen an die Systeme. Damit sind sie zugleich grundsätzlich offen für Vorgaben auf nationaler Ebene. Eine Online-Effizienzüberwachung von Heizungsanlagen erscheint dabei als naheliegender Bestandteil derartiger Systeme, wengleich diese europarechtlich nicht geboten sind, sofern sich die vorgegebene Funktionalität auch auf anderem Wege erreichen lässt, etwa mit intranetbasierten Lösungen.

In Bezug auf Wohngebäude ermächtigt Art. 14 Abs. 5 Richtlinie 2010/31/EU zu Festlegung von Anforderungen an die Gebäudeausrüstung mit „a) einer kontinuierlichen elektronischen Überwachungsfunktion, welche die Effizienz des Systems misst und den Eigentümer oder Verwalter des Gebäudes darüber informiert, wenn die Effizienz erheblich nachgelassen hat und eine Wartung des Systems erforderlich ist, und b) wirksamen Steuerungsfunktionen zur Gewährleistung der optimalen Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Nutzung der Energie.“ Ohne rechtliche Verpflichtung zu deren Einführung erfasst auch dies eine Online-Effizienzüberwachung von Heizungsanlagen.

5.6.1.2 Richtlinie 2009/125/EG i.V.m. Verordnung (EU) Nr. 813/2013

Die Verordnung (EU) Nr. 813/2013 enthält keine Anforderungen an die ihr unterfallenden Heizungen im Hinblick auf ihre Online-Effizienzüberwachung. Allein Anhang I Nr. 4 Verordnung (EU) Nr. 813/2013 legaldefiniert Temperaturregler als „die Vorrichtung, die im Hinblick auf den Wert der erwünschten Innentemperatur und auf die Zeitpunkte, zu denen eine bestimmte Innentemperatur herrschen soll, die Schnittstelle zur Endnutzerin oder zum Endnutzer bildet und maßgebliche Daten an eine Schnittstelle des Heizgerätes, etwa eine zentrale Verarbeitungseinheit, weitergibt und so zur Regelung der Innentemperatur(en) beiträgt“. Hierunter ist auch die Funktion der Online-Effizienzüberwachung zu fassen.

5.6.2 Nationales Recht

Die geltenden Vorschriften des nationalen Rechts über die Verbrauchserfassung⁶⁰ sind nach ihrer Zielrichtung darauf beschränkt, eine ordnungsgemäße und nutzungsverhaltensorientierte Abrechnung der Energiekosten zu ermöglichen. Im vorliegenden Zusammenhang erübrigt sich

⁶⁰ §§ 40 ff. EnWG, HeizkostenV.

daher ihre Darstellung im Einzelnen. Perspektivisch ist jedoch die Weiterentwicklung der HeizkostenV zu einem Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz beabsichtigt und zugleich zur vollständigen Umsetzung der europarechtlichen Anforderungen erforderlich.⁶¹

Hinzuweisen ist jedoch darauf, dass in steuerrechtlichem Kontext die Verordnung zur Bestimmung von Mindestanforderungen für energetische Maßnahmen bei zu eigenen Wohnzwecken genutzten Gebäuden nach § 35c des Einkommensteuergesetzes (Energetische Sanierungsmaßnahmen-Verordnung – ESanMV) den Einbau von digitalen Systemen zur energetischen Betriebs- und Verbrauchsoptimierung (§ 1 Nr. 7 i.V.m. Anlage 7) unter den normativ spezifizierten und damit sehr engen Voraussetzungen als förderfähig mittels Steuerermäßigung qualifiziert. Der Einbau digitaler Systeme zur energetischen Betriebs- und Verbrauchsoptimierung ist überdies Gegenstand der Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM), welche die Grundlage für finanzielle Förderungen von Maßnahmen seitens des Bundes ist. Insoweit bestehen Anreize für eine Verwendung entsprechender Systeme, die allerdings die Entscheidungsfreiheit der Eigentümer nicht tangieren.

5.6.3 Risiken aus dem bestehenden Rechtsrahmen

Es bestehen keine spezifischen Hindernisse; zugleich fehlt es aber an einschlägigen Vorgaben und somit an Rechtssicherheit. Grundsätzlich ist insbesondere dem nationalen Recht eine Verpflichtung zur online-Überwachung und -Steuerung (noch) fremd, wenngleich es einen grundsätzlich positiven Ansatz gegenüber derartigen Maßnahmen erkennen lässt.

5.7 Handlungsoptionen und -empfehlungen

Das Effizienzmonitoring von Heizungsanlagen trägt mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Klimaentlastung bei. Gleichwohl ist diese Energiedienstleistung heute noch ein Nischenmarkt. Selbst bei gutem Marktwachstum wäre allein über das Dienstleistungsangebot auch bis 2030 noch keine starke Marktdurchdringung der Technik zu erwarten.

Mit der ab 2023 in Kraft tretenden technischen Mindestanforderung im Kontext der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG), dass geförderte Wärmeerzeuger eine Energieverbrauchs- und Effizienzanzeige haben müssen, wird es voraussichtlich zu einer deutlichen Marktausweitung des Effizienzmonitorings kommen. Sofern – wovon auszugehen ist – die Hersteller ihr Angebot an Wärmeerzeugern entsprechend anpassen, werden ab 2023 alle neuen Wärmeerzeuger, die im Neubau oder bei einer Heizungsmodernisierung eingebaut werden, über eine Effizienzanzeige verfügen. Das Problem, dass weder Eigentümer noch Handwerker über gemessene Informationen zur Anlageneffizienz verfügten, wird dann nicht mehr bestehen. Ob und inwieweit Hersteller oder Dienstleister auf der dann geräteintegrierten Technik weitere Serviceangebote aufbauen, bleibt abzuwarten.

Vor diesem Hintergrund galt es zum einen Maßnahmen zu identifizieren, die zu einem verstärkten Einsatz der Technik und damit zur Ausweitung des positiven Klimaeffekts im Gebäudebestand beitragen, in dem ein Kesseltausch vorerst nicht ansteht. Weiter gilt es die Einführung der geräteseitig vorinstallierten Effizienzanzeigen so zu begleiten, dass die dadurch geschaffene Transparenz zu größtmöglicher Umsetzung effizienzsteigernder Maßnahmen führt.

Die Ermittlung der Handlungsoptionen erfolgte mittels Literaturstudium, Austausch mit relevanten Marktakteuren sowie mit dem Projektbeirat. Tabelle 25 gibt einen Überblick der identifi-

⁶¹ Dazu Pfeifer, MDR 2020, R6 f.; Serwe, ZMR 2021, 10 (10 ff.).

zierten Maßnahmen, einschließlich betroffener Akteure sowie der Wirkungsebene der Maßnahmen. Die Handlungsoptionen werden dabei den Handlungsfeldern Ökonomie, Regulierung, Information und Forschung zugeordnet.

Im Anschluss werden die Handlungsoptionen detailliert beschrieben und dahingehend priorisiert, inwieweit sie einen Beitrag dazu leisten können, die Klimaschutzpotenziale des Effizienzmonitorings (vgl. Kapitel 5.5) bis 2030 deutlich zu erhöhen. Folgende Kriterien wurden bei der Bewertung und Priorisierung berücksichtigt:

- ▶ Ausmaß der zu erwartenden zusätzlichen THG-Minderung,
- ▶ Voraussichtliche Wirksamkeit der Maßnahme,
- ▶ Präferenz für marktbasierende Ansätze, wo diese aussichtsreich erscheinen.

Tabelle 25: Handlungsoptionen Effizienzmonitoring

Handlungsfeld	Maßnahmen	Akteure				Wirkungsebene			Kommentar
		EU	Bund	Länder/ Kommunen	Wirtschaft	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Technikgüte / Wirk-samkeit	
Regulierung	EU-Ökodesign (Verordnung (EU) Nr. 813/2013)	x	x		x	x	x		Eff.mon. Mindestausstattung v. Heizung / Regelung
	Gebäudeenergiegesetz (Novelle 2023)		x			x			Vorgaben Eff.mon. für Neuanlagen; Nachrüstungspflicht für Bestandsanlagen
Ökonomie	CO ₂ -Bepreisung, Ausgestaltung		x			x			Maß, zu dem Kosten auf Mietende umlegbar sind
Informationen	Adressierung in Portalen, (Fach)publikationen / -veranstaltungen,		x	x	x	x			Erhöhung Bekanntheit der Technik
	Info-Kampagne zur Markteinführung geräteseitiger Effizienzanzeigen ab 2023		x		x	x		x	Ziel: Maximierung der Einsparungen
Forschung	Integration Verbrauchs- und Effizienzanzeigen in neue Wärmeerzeuger	x	x		x	x		x	Produktentwicklung f. Markteinführung 2023
	Wissenschaftliche Begleitung / Auswertung der Markteinführung geräteseitiger Effizienzanzeigen ab 2023	x	x					x	Verbesserte Kenntnis zu Potenzialen, Hemmnissen auf Seiten von Eigentümer*innen / Handwerk

Quelle: Eigene Zusammenstellung, co2online

5.7.1 Regulierung

Europarecht

Als materiellrechtlich wie auch hinsichtlich des Verfahrens wenig anspruchsvolle Maßnahme auf Ebene der EU kommt die Qualifikation einer Online-Effizienzüberwachung als Ökodesign-Anforderung für neue Heizungsanlagen in Betracht. Im Zuge einer diesbezüglichen Überarbeitung der Verordnung (EU) Nr. 813/2013 müssten die hierfür zu erfüllenden technischen Anforderungen eindeutig definiert werden.

Überdies ist zu konstatieren, dass das Europarecht die Einführung intelligenter Messsysteme in Bezug auf den Gasbereich zwar grundsätzlich fordert, aber anders als im Strombereich auf die gebotene Konkretisierung verzichtet. Deren Existenz ist freilich Voraussetzung für eine Online-Effizienzüberwachung. Eine den technischen Besonderheiten Rechnung tragende Übertragung der diesbezüglichen Vorgaben im Strombereich auf den Gasbereich im Wege einer Änderung der Richtlinie 2009/73/EG wäre daher naheliegend, wobei die damit verbundenen Wirkungen weit über den Gegenstand der Fallstudien hinausweisen.

Nationales Recht

Im nationalen Recht bietet sich ebenso wie im Hinblick auf die Wetterprognosesteuerung das GEG als Regelungsstandort für Neuregelungen für eine Online-Effizienzüberwachung von Heizungen an. Dies gilt umso mehr, als ein Effizienzmonitoring Teil der „Effizienzstrategie 2050“ des BMWi⁶² ist und die in den Klimaschutzgesetzen des Bundes und der Länder festgelegten Klimaziele ohne derartige Maßnahmen kaum erreichbar sein dürften.

Auch insoweit erscheint in Bezug auf Vorgaben für Neuanlagen eine Orientierung am Vorbild der französischen *Réglementation Thermique 2020* (RT 2020) auf Grundlage von Art. 6 Abs. 1 UAbs. 2 Richtlinie 2009/125/EG möglich, solange diese keine entsprechenden Vorgaben enthält. Jenseits ihres Anwendungsbereichs sind eigenständige mitgliedstaatliche Vorgaben ohnehin zulässig. Dabei könnten zugleich die aus der Richtlinie 2010/31/EU folgenden Spielräume genutzt werden. Soweit diese in Art. 14 Vorgaben für die Steuerung von Heizanlagen enthält, sind diese aufgrund der Qualifikation der Regelung als Richtlinie i.S.v. Art. 288 Abs. 3 AEUV nur hinsichtlich der Ziele verbindlich; sie „überlässt jedoch den innerstaatlichen Stellen die Wahl der Form und der Mittel.“ Eine Konkretisierung durch den nationalen Gesetzgeber insoweit, als die Fähigkeit zur Online-Effizienzüberwachung gegeben sein muss, erscheint als zulässige Ausgestaltung des europarechtlichen Rahmens. Darüber hinaus ist auch eine Erstreckung derartiger Vorgaben auf kleinere Anlagen (< 290 kW) möglich.

Weniger geeignet, jedoch nicht per se ausgeschlossen ist – wie bereits in einem anderen Projekt⁶³ herausgearbeitet wurde – eine entsprechende Ergänzung der HeizkostenV. Eine „bloße“ Effizienzüberwachung erscheint in deren Regelungszusammenhang als Fremdkörper und nicht der Zwecksetzung der Verordnung, der bloßen Verbrauchserfassung zu Abrechnungszwecken, entsprechend. Anderes gilt jedoch dann, wenn die gewonnenen Daten den Nutzer*innen regelmäßig zur Verfügung gestellt und von ihnen genutzt werden können, um ihren Energieverbrauch besser einzuschätzen und zu steuern.⁶⁴ In diesem Falle wäre auch ein „bloßes“ Monitoring von

⁶² https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (Zugriff: 14.06.2021).

⁶³ Energiemonitoring und Informationsaustausch bei Geräten und Anlagen der Gebäudetechnik zur Steigerung der Energieeffizienz sowie Optimierung der Sektorkopplung und der Bereitstellung von Flexibilität, BfEE 06/2017.

⁶⁴ Nach BT-Drucks. 17/13527, S. 12, zielt die diesbezügliche Ermächtigung auf „Regelungen zur regelmäßigen unterjährigen Information der Nutzerin oder des Nutzers über seinen anteiligen individuellen Verbrauch“ ab.

der Ermächtigungsgrundlage des § 6 Abs. 1 Nr. 3 GEG gedeckt und würde sich in den Regelungszusammenhang der HeizkostenV einfügen.⁶⁵ Davon unberührt bleibt die Möglichkeit der Erweiterung der Ermächtigungsgrundlage.

Schließlich kommt anstelle ordnungsrechtlicher Vorgaben eine finanzielle Förderung der Effizienzüberwachung von Heizungsanlagen in gleicher Weise wie bei der Wetterprognosesteuerung in Betracht, wie dies bereits in ESanMV und BEG EM angelegt ist.

Tabelle 26: Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 2

Regelungsebene	Rechtsakt	Relevanz	Anpassungsbedarf
EU	Richtlinie 2010/31/EU	Gebäudeautomatisierung und -steuerung	-
EU	Richtlinie 2012/27/EU	Intelligente Zähler/Verbrauchserfassungssysteme	-
EU	Richtlinie 2009/72/EG, künftig: Richtlinie (EU) 2019/944	Stromverbrauchsinformation Intelligente Messsysteme	-
EU	Richtlinie 2009/73/EG	Gasverbrauchsinformation Intelligente Messsysteme	ggf. Überarbeitung orientiert an den Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944
EU	Richtlinie 2009/125/EG i.V.m. Verordnung (EU) Nr. 813/2013	Temperaturregler (Legaldefinition)	Qualifikation einer Online-Effizienzüberwachung als Ökodesign-Anforderung
D	EnWG	Abrechnungsinformationen	-
D	GEG	Verordnungsermächtigung	Online-Effizienzüberwachung ggf. Erweiterung der Ermächtigungsgrundlage für die HeizkostenV
D	HeizkostenV	Verbrauchserfassung	-

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Matthias Knauff

Empfehlungen

Da die ab 2023 gültige Mindestanforderung an förderfähige neue Heizsysteme im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) ein breites Angebot von Wärmeerzeugern mit Effizienzanzeige erwarten lässt, das im Neubau und bei Heizungsmodernisierungen zum Tragen kommen wird, sehen die Autor*innen ordnungsrechtliche Schritte für die Ausstattung von Neuanlagen mit einem Effizienzmonitoring als nicht vorrangig.

Für den Gebäudebestand hingegen sollte die **Etablierung einer Nachrüstungspflicht** für bestimmte Bestandsanlagen mit wirkungsvollen Techniken digitaler Betriebsoptimierung – darunter auch das Effizienzmonitoring – **im Kontext der nächsten GEG-Novellierung** geprüft werden.

⁶⁵ Vorzugswürdig und rechtssicherer wäre es jedoch, wenn sich argumentativ unmittelbar eine Verbindung zwischen der Datenerhebung und der Bestimmung der Heizkosten und ihrer Verteilung herstellen ließe.

5.7.2 Ökonomie

5.7.2.1 CO₂-Bepreisung, Ausgestaltung

Bezüglich der Frage, unter welchen Bedingungen die 2021 eingeführte CO₂-Bepreisung eine finanzielle Lenkungswirkung zum verstärkten Einsatz von Effizienzmonitoring in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 Wohneinheiten ausüben könnte, sei hier verwiesen auf Kapitel 4.7.1 der Fallstudie Wetterprognosesteuerung.

Empfehlungen

Die dortigen Ausführungen sowie die Empfehlung, über eine **Novellierung der Heizkostenverordnung eine Beteiligung des Vermietenden an den Mehrkosten der CO₂-Bepreisung** herzustellen, gelten entsprechend auch für die Fallstudie Effizienzmonitoring.

5.7.2.2 Förderung

Sowohl die Bunderegierung als auch die Bundesländer fördern energieeffizientes Bauen und Sanieren. Auf Bundesebene wurden die Programme 2021 neu in der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) zusammengeführt. Im Rahmen der BEG Einzelmaßnahmen werden für Wohngebäude u.a. der Einbau digitaler Systeme zur energetischen Betriebs- und Verbrauchsoptimierung sowie für alle Gebäude Maßnahmen der Heizungsoptimierung gefördert. Die Fördermöglichkeit für Maßnahmen im Kontext Effizienzmonitoring ist damit gegeben.

Zudem wird durch die technische Mindestanforderung in den BEG Einzelmaßnahmen, dass alle förderfähigen Heizsysteme bis spätestens 1. Januar 2023 mit einer Energieverbrauchs- und Effizienzanzeige ausgestattet sein müssen, eine starke Ausweitung des Effizienzmonitorings angestoßen. Es ist zu erwarten, dass die Hersteller bis dahin ihr gesamtes Angebot an Wärmeerzeugern dahingehend anpassen werden, dass diese Anforderung erfüllt sein wird. Somit werden ab 2023 voraussichtlich alle Wärmeerzeuger, die im Neubau oder bei einer Heizungsmodernisierung neu eingebaut werden über eine Effizienzanzeige verfügen.

Empfehlungen

Die förderrechtlichen Rahmenbedingungen sind aus heutiger Sicht gut geeignet, um eine deutliche Marktausweitung des Effizienzmonitorings zu erreichen. Die Ergebnisse der Geräteintegration des Effizienzmonitorings ab 2023 sollten beobachtet und evaluiert werden.

5.7.3 Informationen

Während viele Unternehmen und Gebäudeeigentümer ein Verbrauchsmonitoring haben, ist das Effizienzmonitoring bislang noch wenig bekannt und verbreitet. Es ist vorrangig die Aufgabe der Anbieter selbst, im Rahmen ihres Marketings ihre Produkte und Dienstleistungen bekannter zu machen.

Jenseits des Marketings bestimmter Marktangebote gibt es jedoch ein öffentliches Interesse daran, Unternehmen und Bevölkerung über geeignete Maßnahmen zu informieren, die dazu beitragen können, die staatlichen Klimaschutzziele zu erreichen. Schon heute werden sowohl auf Bundesebene wie auch in einigen Bundesländern entsprechende Informationen auf diversen staatlich organisierten oder finanzierten Informationsportalen transportiert. Exemplarisch können hier die Internetportale des Umweltbundesamts, der Kampagne „Deutschland macht's effizient“ sowie der co2online gGmbH erwähnt werden⁶⁶.

⁶⁶ www.uba.de; www.deutschland-machts-effizient.de; www.co2online.de (Zugriff: 14.06.2021).

Mit der breiten Einführung geräteintegrierter Effizienzanzeigen ab 2023 wird es zu dieser neuen Funktionalität Informationsbedarf bei den Nutzern, Eigentümern und Betreibern geben. Diese Informationen müssen selbstverständlich die Hersteller bereitstellen. Jenseits davon sind aber auch übergreifende herstellernerneutrale Verbraucherinformationen vorstellbar, um möglichst viele Personen zu motivieren, die Effizienz der eigenen Anlage auch zu überprüfen und – wenn notwendig – Optimierungen oder Reparaturen im Heizsystem vorzunehmen (Beheben technischer Defekte oder von Fehleinstellungen beim Kessel, Optimierung des nachgelagerten Heizsystems).

Empfehlungen

Die Information zu Technik und Produkten sollte prioritär durch die Anbieter der Technik selbst erfolgen. Jedoch wird empfohlen, die Potenziale der Technik und insbesondere die Markteinführung geräteintegrierter Effizienzanzeigen an 2023 über thematische Dossiers, Best Practices oder Veranstaltungsformate auf staatlichen oder staatlich geförderten Kommunikationsplattformen, die sich u.a. an Gebäudeeigentümer, Planer und Berater richten, zu thematisieren, um somit die verstärkte Markteinführung dieser Klimaschutztechnik zu begleiten.

5.7.4 Forschung

Die Bundesregierung fördert Forschungsvorhaben im Kontext Gebäude und Energieeffizienz im Rahmen mehrerer Programme. Hervorgehoben seien an dieser Stelle das 2018 gestartete 7. Energieforschungsprogramm (BMWi 2018) sowie das Programm ZukunftBau. Im Rahmen dieser Programme steht es Unternehmen und Forschungseinrichtungen offen, relevante Projektideen – zum Beispiel zur Entwicklung eines Effizienzmonitorings – zur Förderung vorzuschlagen. Des Weiteren könnte der Bund im Rahmen dieser Programme spezifische Ausschreibungen veröffentlichen, in denen Projektvorschläge im Kontext Heizungsoptimierung / effiziente Wärmeerzeugung erbeten werden.

Soweit Hersteller für die Entwicklung von geräteintegrierten Effizienzanzeigen staatliche Unterstützung benötigen, sollten entsprechende Projektvorschläge im Rahmen der genannten Programme möglich sein.

Auch wissenschaftliche Forschungsvorhaben sind im Kontext des Energieforschungsprogramms gut vorstellbar, beispielsweise zu Untersuchung der Anwendungspraxis der Effizienzanzeigen ab 2023.

Empfehlungen

Im Kontext des Energieforschungsprogramms stellt die Bundesregierung umfangreiche Forschungsmittel zur Verfügung, die auch für die Erforschung und Markteinführung digitaler Heizungstechniken genutzt werden können, beispielsweise im Förderschwerpunkt „Digitalisierung der Energiewende“. Insofern besteht im Themenfeld Forschungsförderung kein grundsätzlicher Handlungsbedarf.

Sehr wünschenswert wäre die Durchführung von **Feldstudien zur Anwendungspraxis der Effizienzanzeigen ab 2023**. Dabei sollte zum einen die Effizienz der Anlagen sowie – im Falle nicht effizienten Betriebs – das Einsparpotenzial beim Brennstoff sowie die Art und Häufigkeit der Ursachen betrachtet werden. Weiter sollte untersucht werden, ob die über die Verbrauchs- und Effizienzanzeigen bereitgestellten Informationen ausreichend detailliert und nutzbar sind (z. B. durch Fernzugriff durch Wartungspersonal), um dem Eigentümer bzw. dem Handwerker bestmöglich bei der Identifikation der Fehlerquelle und der Anlagenoptimierung zu unterstützen (Potential- und Hemmnisanalyse). Ggf. wären Empfehlungen zur Präzisierung der BEG-Anforderungen zu erarbeiten.

5.8 Zusammenfassung

Eine nachträgliche Ausstattung von Heizanlagen großer Wohngebäude (≥ 13 Wohneinheiten) mit einem Online-Effizienzmonitoring hat eine positive Wirkung auf das Klima. Den negativen Effekten für zusätzlich erforderliche technische Komponenten, Stromverbrauch, Datenübertragung sowie Kapazitäten in Rechenzentren stehen Energieeinsparungen in Höhe von im Mittel 5 % auf der Heizenergieseite gegenüber. Selbst beim konservativ angenommenen Worst Case (hohe Belastungen, geringe Einsparungen) bestehen nennenswerte Entlastungen. Bei positiver Marktentwicklung sind bis 2030 THG-Einsparungen von bis zu 216.000 t CO_{2eq}/a möglich. Ca. 25,3 % des Bestands dieses Segments werden dann über eine Effizienzanzeige verfügen.

Die Anwendung Effizienzüberwachung besteht technisch größtenteils aus vergleichbaren digitalen Komponenten wie eine Wetterprognosesteuerung. Vom Wirkprinzip her beruhen beide Techniken jedoch auf unterschiedlichen physikalischen Prinzipien: Während die Wetterprognosesteuerung den Heizenergiebedarf eines Gebäudes direkt mindert, beruht das Effizienzmonitoring auf einer Reduzierung der Verluste. Hierzu erhält der Gebäudeeigentümer oder Betreiber Empfehlungen zu Maßnahmen, über welche die Verluste minimiert werden können.

Das heute am Markt vorhandene Dienstleistungsangebot für Online-Effizienzmonitoring zielt vornehmlich auf Heizanlagen in großen Wohn- und Nichtwohngebäuden ab. Rebound-Effekte sind auch beim Effizienzmonitoring nicht zu erwarten: Die Vermarktung der Dienstleistung basiert wie bei der Wetterprognosesteuerung auf einem Einsparversprechen, die Rebound-Effekte sind ggf. messtechnisch inkludiert. Damit dürfen auch für diesen Anwendungsfall die erzielbaren Einsparungen als gesichert gelten.

Online-Effizienzmonitoring ist mengenmäßig heute jedoch noch eine Nischenanwendung. Selbst bei gutem Marktwachstum würde der Markt für Effizienzmonitoring bis 2030 unter Business as Usual Bedingungen keine sehr hohe Verbreitung im Gebäudesegment Mehrfamilienhäuser ≥ 13 WE erreichen.

Doch eine zweite Entwicklung könnte genau dies bewirken: Ab 2023 gilt im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) die Mindestanforderung an förderfähige neue Heizsysteme, dass diese eine Verbrauchs- und Effizienzanzeige haben müssen. Damit ist eine starke Ausweitung des Effizienzmonitorings zu erwarten: Die Verbreitung der Effizienzanzeigen wird sich über den turnusmäßigen Austausch von Wärmeerzeugern sowie durch Neubaumaßnahmen ab 2023 schrittweise am Markt einstellen – in Mehrfamilienhäusern ≥ 13 WE, aber auch in kleineren Wohn- und Nichtwohngebäuden.

Derzeit ist die Effizienzüberwachung nicht bzw. nur geringfügig in internetfähige Heizkessel integriert. Wenige Wärmepumpenhersteller bieten Effizienzanzeigen (ohne Bewertung) an, da für diese bereits eine Einbaupflicht für Strom- und Wärmezähler besteht. Optimierungsroutinen für Regelungseinstellungen auf Basis heizanlageninterner Sensoren analog zum Effizienzmonitoring sind teilweise auch in Heizkesselregelungen verfügbar, allerdings ohne messtechnischen Nachweis der Effizienzverbesserung.

Durch eine Produktintegration in ans Internet angeschlossene Heizanlagen (bzw. Regelungen), wie sie durch das BEG nun angestoßen wird, könnte eine starke Verbreitung dieser Technik ermöglicht werden. Auch dürften hier Kostenreduktionseffekte auftreten. Weiterhin ist zu vermuten, dass für sowieso ans Internet angebundene Heizanlagen sich die Grenze für positive Umwelteffekte, die im Falle des Dienstleistungsmodells bei Mehrfamilienhäusern mit 4–6 WE liegt, in Richtung Ein- und Zweifamilienhäuser verschiebt, weil die dann bereits vorhandene Internetanbindung sowie ein Großteil des Datenverkehrs bei der Referenz nicht zu berücksichtigen wäre.

Da die Technik nicht nur auf Heizkessel beschränkt ist, sondern auch für Wärmepumpen, Solarthermieranlagen oder Kombisysteme geeignet ist, besteht in Zeiten der Energiewende eine hohe Relevanz. Daher wurde untersucht, wo die Effizienzüberwachung künftig rechtlich verortet werden könnte, sollte sie – in Ergänzung der bestehenden Mindestanforderung des BEG Förderprogramms – verpflichtend vorgegeben werden. Möglich wäre eine Verortung im Rahmen des EU-Ökodesigns (Verordnung (EU) Nr. 813/2013). National ist das GEG geeignet. Da die Integration von Effizienzanzeigen in Neugeräte über das BEG ab 2023 bereits geregelt ist, sollte bei der GEG-Novellierung insbesondere die Thematik Nachrüstpflicht im Bestand adressiert werden.

Ergänzend regen die Autor*innen die Durchführung von Feldstudien zur Anwendungspraxis der Effizienzanzeigen ab 2023 an, wenn geräteintegrierte Effizienzanzeigen in den Markt kommen werden. Begleitend sind auch Informationsangebote auf öffentlich finanzierten thematischen Portalen sinnvoll, um die Endnutzer*innen von Heizanlagen über die Potenziale der Effizienzanzeigen und deren Nutzung dann aufzuklären.

Als Handlungsempfehlungen gegenüber Politik und Praxisakteuren aus der Wirtschaft wurden folgende Maßnahmen vom Projektbeirat und den Studienautor*innen als prioritär herausgestellt:

- ▶ **Ökonomie:** Novellierung der Heizkostenverordnung, um eine faire Beteiligung auf der Seite des Vermietenden an den Mehrkosten der CO₂-Bepreisung herzustellen und damit Klimaschutztechniken wie das Effizienzmonitoring wirtschaftlicher zu machen.
- ▶ **Regulierung:** Die Einführung einer Nachrüstungspflicht bestimmter Bestandsanlagen mit wirkungsvollen Techniken digitaler Betriebsoptimierung – darunter das Effizienzmonitoring – sollte im Kontext der nächsten GEG-Novellierung geprüft werden.
- ▶ **Forschung:** Feldstudien zur Anwendungspraxis der Effizienzanzeigen ab 2023, wenn geräteintegrierte Effizienzanzeigen in den Markt kommen werden.

Generell wäre es sinnvoll, die Techniken Wetterprognosesteuerung und Effizienzüberwachung in einer Anwendung zusammenführen und am Markt zu etablieren. Bei der Betrachtung der Fallstudien 1 (Wetterprognosesteuerung) und 2 (Effizienzüberwachung) wurde konsequent auf eine Trennung der Einspareffekte geachtet, so dass jeder Effekt nur bei einer Fallstudie berücksichtigt wurde. Daher kann davon ausgegangen werden, dass sich die Einzeleinsparungen beider Anwendungen addieren, während sich die negativen Umwelteffekte nur geringfügig erhöhen. Entsprechend doppeln bzw. ergänzen sich mehrere der Handlungsempfehlungen.

6 Fallstudie 3: Smarte Stromverbrauchserfassung über Smart Meter mit Feedback-System

Die kurz als Smart Meter bezeichneten intelligenten Messsysteme (iMSys) bestehen aus zwei Komponenten: Einem digitalen Messgerät und einem Smart Meter Gateway (SMGW). Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), das Teil des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) von 2016 ist, beschreibt die technischen Anforderungen an diese Systeme und definiert deren Rollout in Deutschland. Nachdem Ende 2019 der dritte Hersteller zertifiziert wurde, soll die Einführung der Smart Meter Gateways nun schrittweise bis 2032 erfolgen. Die eingebauten Messgeräte stellen eine zentrale technische Voraussetzung für die Regelung und systemische Verbindung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in einem intelligenten Netz dar. Ein weiterer Nutzen von Smart Metern ist, dass sie Energieverbraucher*innen eine unterjährige Transparenz des Energieverbrauchs ermöglichen. So können die Smart Meter, die (gemäß Anforderung des BSI im Rahmen von TAF 14) Messwerte mindestens im 15-Minuten-Takt erfassen, den Nutzer*innen fast Echtzeit-Informationen zum Stromverbrauch (über Browser oder App) bereitstellen. Eine Disaggregation der Stromlastkurve zur Erkennung einzelner Geräte ist auf Basis einer 15-Minuten-Auflösung nicht möglich. Dies kann aber durch non-intrusive Load Monitoring (NILM) erreicht werden, bei dem der mittels digitaler Zählertechnik in feiner Auflösung erfasste Gesamtstromverbrauch mit komplexen Algorithmen und maschinellem Lernen interpretiert und aufgeschlüsselt wird. Damit stellt das in ersten Anwendungen bereits eingesetzte NILM-Verfahren eine Alternative zur Installation von Unterzählern dar. Basierend auf der Identifikation einzelner Geräte und deren Verbräuchen aus der Lastkurve können gerätespezifische Informationen (beispielsweise gerätespezifische Stromspartipps) gegeben bzw. energiedatengestützte Dienstleistungen entwickelt werden.

6.1 Darstellung der Fallstudie und des Anwendungsgebiets

6.1.1 Funktionsweise

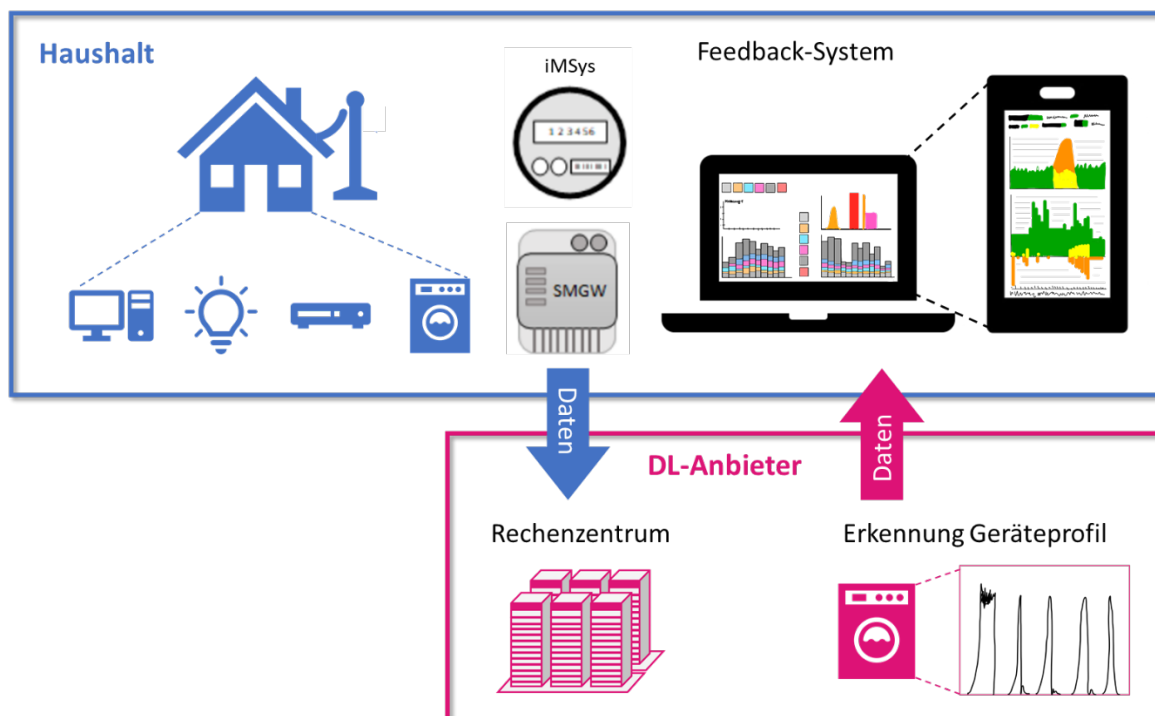
Untersucht wird in der Fallstudie der Einsatz von Smart Metern zur Messung der Stromverbräuche mit Geräteerkennung (NILM). Der Smart Meter misst zunächst sekundengenau den Stromverbrauch im Haushalt. Für die Datenauswertung müssen die gemessenen Daten über das Smart Meter Gateway weitergeleitet werden. Bei den Angeboten mit NILM erfolgt eine Versendung der Daten an den Anbieter, der in seinem Rechenzentrum die Daten so auswertet, dass ein Teil des Stromverbrauchs zentralen Verbrauchern (z. B. Kühlschrank, Waschmaschine) zugeordnet werden kann (vgl. Abbildung 21). Das Verfahren basiert darauf, dass die Geräte unterschiedliche Lastkurven aufweisen. Eine Aufschlüsselung des Stromverbrauchs mittels Algorithmen ermöglicht es, anhand ihrer Lastkurven einzelne Geräte zu erkennen und entsprechend den Stromverbrauch zuzuordnen. Vom Vorwissen der Algorithmen hängt ab, wie gut die Zuordnung von Geräten funktioniert. Diese Anwendung wurde für die Fallstudie ausgewählt, da es sich dabei einerseits um eine besonders intensive Form des Feedbacks handelt, andererseits liegen hierzu aus ersten Pilotprojekten Daten zu den Einsparpotenzialen bei Haushalten vor. Dabei ist zu berücksichtigen, dass insgesamt die Datenlage insbesondere zu der mittel- bis langfristigen Wirkung von Feedback-Systemen auf den Stromverbrauch in Haushalten noch verbesserungswürdig ist.

NILM ist in der Lage, zumindest für einen Teil der Haushaltsgeräte den jeweiligen Stromverbrauch zuzuordnen. Für den Bereich der Haushaltskund*innen kann beispielsweise die Firma Discovery, die ein entsprechendes Angebot für Endkund*innen hat, nach eigenen Angaben 50–

70 % des Stromverbrauchs anhand ihrer Algorithmen einzelnen Geräten zuordnen⁶⁷. Die Algorithmen konnten in den letzten Jahren mittels Anlernung durch die Kombination von NILM mit Einzelmesswerten an Geräten verbessert werden. 2017 gab Discovery noch einen Anteil von durchschnittlich rund 30 % des Stromverbrauchs an, der einzelnen Geräten zugeordnet wurde (Kühl 2017). Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Anteil des Stromverbrauchs, der einzelnen Geräten zugeordnet werden kann, je nach Haushalt sehr unterschiedlich ist. Insbesondere bei größeren Haushalten mit einer Vielzahl von Verbrauchern oder Anwendungen ist die Geräteerkennung schwierig.⁶⁸

Vom Anbieter werden die Ergebnisse der Messungen und die Auswertung anschließend den Kund*innen über Webportale oder App übermittelt, wobei neben der Geräteerkennung weitere Informationen (z. B. Vergleiche zum Verbrauch im Vormonat oder Durchschnittsverbräuchen) zur Verfügung gestellt werden (siehe Abbildung 21). Darüber hinaus kann auch fast in Echtzeit der eigene Stromverbrauch beobachtet werden und somit die Effekte die auftreten, wenn Geräte ein- oder ausgeschaltet werden. Ziel der Dienstleistung ist es, die Kund*innen beim Stromsparen mittels umfassender und differenzierter Informationen zu ihrem Stromverbrauch zu unterstützen. Durch die Geräteerkennung kann dabei auch auf deren Anteil am Stromverbrauch sowie ggf. Einsparpotenziale durch einen Gerätetausch hingewiesen werden. Dabei wird der Stromverbrauch der Geräte mit dem effizienter Neugeräte verglichen⁶⁹.

Abbildung 21: Grafische Darstellung iMSys mit Feedback-System und NILM



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW; Darstellung einzelner Elemente in Anlehnung an Discovery (2020a) und Müller (2010)

⁶⁷ <https://discovery.com/intelligente-stromzaehler/haushalte> (Zugriff: 4.6.2021).

⁶⁸ Telefonisches Interview mit dem Geschäftsführer eines Messstellenbetreibers; 18.3.2020.

⁶⁹ Da dem Dienstleister keine weiteren Informationen zu den Geräten vorliegen kann dabei nicht unterschieden werden, ob der höhere Verbrauch im Haushalt aus ineffizienten durchschnittlich großen Geräten oder aber effizienten besonders großen Geräten resultiert.

6.1.2 Technische Komponenten

Notwendige technische Komponenten für NILM mittels Smart Meter sind auf Seiten der Nutzer*innen vor allem intelligente Messsysteme. Ergänzend sind bei den Nutzer*innen (mobile) Endgeräte sowie eine Datenverbindung zu den Anbietern und ein Rechenzentrum auf Seiten der Anbieter notwendig.

6.1.3 Anwendungsgebiete

In der Fallstudie wird als Anwendung NILM via Smart Meter in Haushalten betrachtet. Dabei handelt es sich bisher um ein Nischenangebot. In Deutschland bietet für Endkund*innen die Discovery GmbH ein solches Angebot an (Discovery 2020b). Dieses Angebot ist gebunden an den Erwerb eines Smart Meters von Discovery. Grundsätzlich wäre ein solches Angebot aber auch unabhängig von der Bereitstellung eines Smart Meters möglich. Fresh Energy bietet als Whitelabel-Lösung ebenfalls eine Verbrauchsfeedback-App für Endkund*innen an, die auch eine Gerätekennung beinhaltet (fresh energy 2020). Anders als bei Discovery erfolgt die Datenweitergabe nicht über ein Smart Meter Gateway, sondern mittels optischer Ausleseköpfe, die mit Ferrariszählern oder einer modernen Messeinrichtung kombiniert werden können und die Daten in der Regel über WLAN übertragen. Eine weitere Alternative wendet Smappee an, die eine Gerätekennung auf Basis anderer Messgeräte ermöglicht (smappee 2018). Neben Haushaltskund*innen sind weitere Anwendungsgebiete von NILM Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen. Mit den Möglichkeiten von NILM in Unternehmen befasste sich unter anderem das Forschungsprojekt „Entwicklung eines gerätespezifischen Energiemanagements für Industrie, Gewerbe, Handel & Dienstleistung (IGHD) mittels NILM“ (vgl. nilm.info sowie Bernard 2018).

6.2 Anwendungs- und Referenzfall

Anwendungsfall

Als Anwendungsfall wird ein System mit intelligentem Zähler in privaten Haushalten und einer Bereitstellung des gerätespezifischen Stromverbrauchs in Echtzeit über digitale Anwendungen basierend auf dem NILM-Verfahren betrachtet. Der Anwendungsfall orientiert sich aufgrund der bisher insgesamt sehr geringen Zahl an Praxisbeispielen und entsprechenden Anwendungsdaten in weiten Teilen an dem Angebot, das Discovery im Rahmen des Einsparzählerprojekts anbietet (Discovery 2020b). Betrachtet wird ein Haushalt mit einem intelligenten Zähler und einem Smart Meter Gateway, wobei hier in der Ökobilanzierung nicht die konkret von Discovery eingesetzten Geräte berücksichtigt wurden, sondern der in Kapitel 2.2.2.1 beschriebene intelligente Zähler plus Smart Meter Gateway. Das Gateway im Anwendungsfall sendet sekundlich Daten an den Anbieter. Zudem haben die Kund*innen Zugang zu einem differenzierten Feedback-System via Webbrowser oder App. Discovery stellt seinen Kund*innen dabei folgende Informationen zur Verfügung: Echtzeit-Rückmeldung zum aktuellen Stromverbrauch, Echtzeit-Alerts, wenn festgelegte Grenzwerte überschritten werden sowie monatliche Energieberichte inkl. Vergleich zum Vormonat und ähnlichen Haushalten. Ergänzend zu den Stromverbräuchen können die Kund*innen auch Informationen zu den Energiekosten einzelner Geräte und dem Einsparpotenzial im Falle eines Austauschs erhalten (Discovery 2020b).⁷⁰

Referenz

Als Referenz wird ein Haushalt mit Ferraris-Zähler und ohne differenziertes Feedback-System betrachtet. Im Anwendungsfall wird somit sowohl die Wirkung des Wechsels zu einem SMGW

⁷⁰ Telefonisches Interview mit dem Geschäftsführer eines Messstellenbetreibers; 18.3.2020.

als auch die Wirkung eines differenzierten Feedback-Systems betrachtet. Ferraris-Zähler wurden als Vergleich gewählt, da diese bisher am weitesten verbreitet sind.

Tabelle 27: Vergleich Referenzfall und Fallstudie in Fallstudie 3

Attribut / Ausprägung	Referenzfall	Anwendungsfall
Beschreibung	Haushalt ohne Smart Meter	Haushalt mit Smart Meter, NILM und differenziertem Verbrauchsfeedback
Dienstleistung (ja/nein)	nein	Ja, externer Dienstleister
Technik	Ferraris-Zähler	Intelligenter Zähler und Smart Meter Gateway
Datentransfer (Internet)	nein	Sekündliche Übertragung Stromverbrauch an Dienstleister; Datenbereitstellung in Webportal oder App

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Es werden Haushalte mit unterschiedlichem Stromverbrauch untersucht, um zu berücksichtigen, dass die Effekte sich je nach Stromverbrauch des Haushalts und damit auch dessen Einsparpotenzial unterscheiden.

Technik, Datentransfer und Rechenprozesse

Zur Umsetzung der Anwendung muss bei den Nutzer*innen ein intelligenter Zähler mit Smart Meter Gateway vorhanden sein. Dieser muss sekundlich den Stromverbrauch messen und die Daten an den Dienstleistungsanbieter weiterleiten. Für die Datenübertragung via Internet ist ein LAN- oder WLAN-Anschluss erforderlich. Alternativ kann auch eine Versendung der Daten über Mobilfunk erfolgen. Seitens des Dienstleistungsanbieters erfolgt der Empfang der Daten, die Verarbeitung und Speicherung im Rechenzentrum sowie die Bereitstellung der Ergebnisse in einer App oder einem Webportal. Um das Feedbacksystem zu nutzen, ist auf Seiten der Haushalte ein mobiles Endgerät wie Laptop oder Smartphone notwendig.

6.3 Marktsituation und -entwicklung bis 2030

6.3.1 Marktsituation

Grundsätzlich kann in allen rund 40 Mio. privaten Haushalten in Deutschland (Destatis 2020) ein Smart Meter eingebaut und eine Dienstleistung mit differenziertem Verbrauchsfeedback und NILM in Anspruch genommen werden. Im Rahmen des Smart Meter Rollouts sind nach Messstellenbetriebsgesetz Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh grundsätzlich zum Einbau eines Smart Meters verpflichtet. Hinzu kommen Haushalte mit netzdienlicher Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und mit einer Stromerzeugungsanlage über 7 kW. Die Einbauverpflichtung soll bis 2032 abgeschlossen sein. Bis zum Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass 13,5 Mio. der 50 Mio. Zählpunkte in Deutschland mit einem iMSys ausgestattet sind (dena 2014, S. 14). Die Messstellenbetreiber werden nach §61 MsbG zwar zur Bereitstellung von Verbrauchsinformationen verpflichtet, aber nicht hochauflösend oder gerätescharf. Die verpflichtende Datenauflösung des SMGW ist mit 15 min. nicht ausreichend für NILM. Deshalb sind die standardmäßig eingebauten iMSys nicht unbedingt für eine entsprechende Anwendung geeignet. Eine entsprechende Bereitstellung hochfrequenter Messwerte für Mehrwertdienste wurde aber bereits als ein Tarifierungsfall (TAF 14) durch das BSI identifiziert. Dieser Anwendungsfall soll es Messstellenbetreibern ermöglichen, Kund*innen die Visualisierung von

hochaufgelösten Daten und darauf aufbauenden Dienstleistungen anzubieten. Entsprechend ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der Haushalte mit iMSys zukünftig in der Lage sein wird, solche Dienstleistungen in Anspruch zu nehmen. Erste Hersteller konnten ihre Smart Meter schon entsprechend zertifizieren lassen⁷¹.

Jenseits der zum Einbau eines iMSys verpflichteten Endkund*innen besteht auch für andere Haushalte die Möglichkeit, sich aktiv um den Einbau eines Smart Meters zu kümmern. Dieser – ebenso wie die Nutzung weiterer Dienstleistungen – ist dann mit zusätzlichen Kosten verbunden. So kostet das Einsparzähler-Angebot von Discovery derzeit 100 Euro/a. Der Einbau des Zählers, bisher über das Programm Einsparzähler finanziert, würde sonst einmalig weitere 100 Euro kosten⁷². Deshalb ist ein differenziertes Stromverbrauchsfeedback mit NILM finanziell vor allem für Haushalte mit einem eher hohen Stromverbrauch und ausreichendem Einsparpotenzial attraktiv. Ausgehend von der im Rahmen des Einsparzählerprogramms erzielten durchschnittlichen Einsparung von 8,4 %⁷³ wurde abgeschätzt, dass sich die Dienstleistung ab einem Haushaltsstromverbrauch von rund 4.800 kWh mittelfristig rechnet.⁷⁴ Dies liegt deutlich über dem durchschnittlichen Stromverbrauch deutscher Haushalte, der 2017 bei rund 3.100 kWh lag und entspricht im Schnitt ungefähr dem Verbrauch von Haushalten mit drei Personen und mehr.⁷⁵

Die Kosten von Smart Metern, die von Netzbetreibern installiert werden, sind teilweise deutlich geringer, gerade für Haushalte mit geringem Stromverbrauch.⁷⁶ Enthalten darin sind jedoch noch keine entsprechenden Dienstleistungen, so dass aktuell keine Aussage zu den künftigen Kosten solcher Angebote getroffen werden können.

Neben dem Angebot auf Basis eines Smart Meters gibt es alternative Angebote, die auch ein differenziertes Verbrauchsfeedback mit Geräteerkennung für Haushalte ohne iMSys anbieten (siehe Kapitel 6.1.3). Dadurch erweitert sich die Zielgruppe – auch je nach den Kosten der alternativen Angebote – auf weitere Haushalte.

6.3.2 Marktentwicklung 2030

Die Marktentwicklung für differenziertes Echtzeit-Feedback ist auf Basis der bisherigen Marktentwicklung schwer abschätzbar, da es sich aktuell noch um eine Nischenanwendung handelt. Wie bei der Beschreibung der Marktsituation dargestellt, wird angenommen, dass bis zum Jahr 2030 rund 13,5 Mio. Zählpunkte in Deutschland aufgrund der gesetzlichen Anforderungen mit einem iMSys ausgestattet sind. Hinzu können weitere Haushalte kommen, die freiwillig ein solches Gerät installieren bzw. im Zuge eines umfassenderen Roll-out des Netzbetreibers ein Gerät

⁷¹ Pressemeldung vom 02.11.2020: PPC erhält Rezertifizierung für Smart Meter Gateways; <https://www.ppc-ag.de/de/blog/ppc-erhaelt-rezertifizierung-fuer-smart-meter-gateways/> (Zugriff: 7.6.2021).

⁷² Telefonisches Interview mit dem Geschäftsführer eines Messstellenbetreibers, 18.3.2020.

⁷³ Telefonisches Interview mit dem Geschäftsführer eines Messstellenbetreibers, 18.3.2020, sowie Ergänzungen per Mail vom 30.4.2020.

⁷⁴ Damit würde sich die Nutzung eines entsprechenden Angebots bei einem Betrachtungszeitraum von fünf Jahren finanziell ab einer Einsparung von ca. 400 kWh Strom rechnen – ausgehend von einem Strompreis von 30 Cent/kWh (ohne Berücksichtigung der ggf. zusätzlich notwendigen Investitionen für die erzielte Einsparung, also Kauf effizienter elektrischer Geräte etc.). Dank des aktuellen Zuschusses zur Anschaffung liegt dieser Wert für das derzeitige Angebot bereits bei rund 4.000 kWh.

⁷⁵ Die differenzierte Betrachtung des Stromspiegels zeigt, dass Werte über 4.800 kWh insbesondere in größeren Haushalten mit einer strombasierten Warmwasserbereitung sowie in Einfamilienhäusern erreicht werden. In 1- und 2-Personenhaushalten – die rund drei Viertel der Haushalte in Deutschland ausmachen (Destatis 2020) – werden Stromverbräuche in dieser Größenordnung nur sehr selten erreicht. Der durchschnittliche Stromverbrauch von Haushalten mit mehr als 2 Personen lag 2017 bei 4.856 kWh/a (Destatis 2019a).

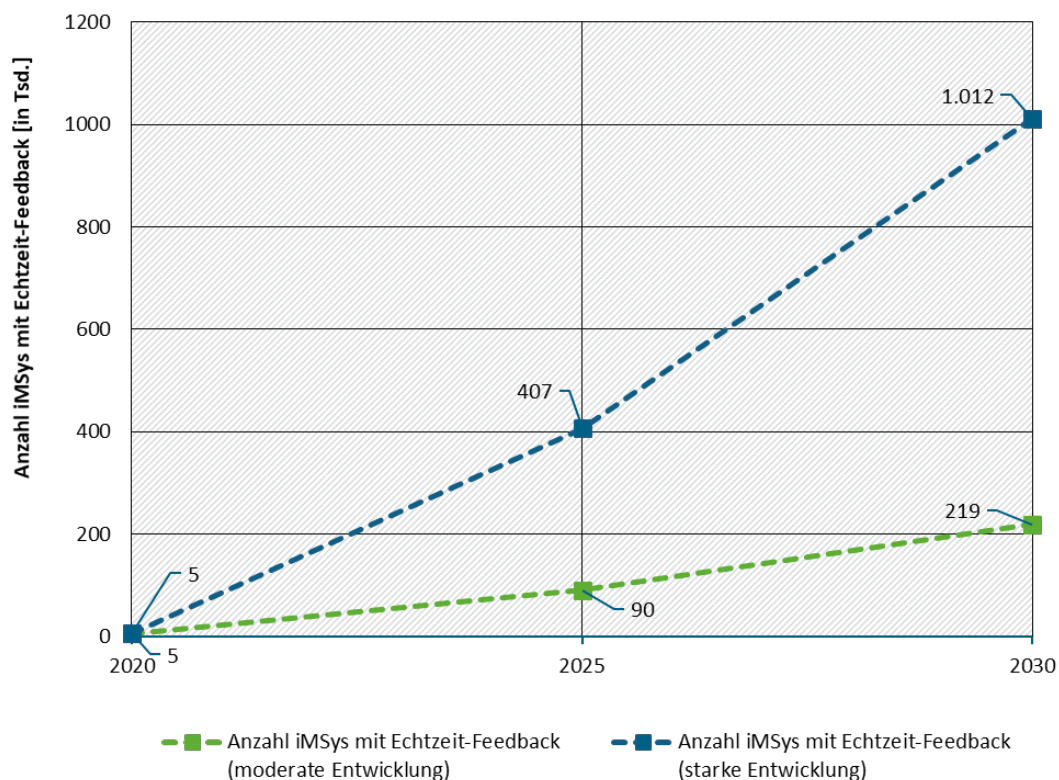
⁷⁶ So verlangt Stromnetz Berlin 2021 bei einem Verbrauch bis 2.000 kWh nur 23 Euro jährlich für das iMSys (zusätzlich zu den ohnehin zukünftig anfallenden Kosten für den digitalen Zähler); bis zu einem Verbrauch von 6.000 kWh steigen die Kosten sukzessive auf 60 Euro/Jahr. <https://www.stromnetz.berlin/globalassets/dokumente/entgelte/messung/preisblatt-messstellenbetrieb-b-2021.pdf> (Zugriff 26.3.2021).

bekommen. Neben der Frage, wie viele Haushalte bis zum Jahr 2030 die technischen Voraussetzungen haben, ist die zweite Frage, wer die entsprechende Dienstleistung zur Verfügung hat – und auch verwendet. Zunächst wurde abgeschätzt, wie groß die Verbreitung ist. Bei der Verbreitung von Smart Metern wurden neben dem verpflichtenden Ausbau auch der nach Aussage der Netzbetreiber freiwillige Ausbau von 7 % berücksichtigt (BNetzA und BKartA 2020). Insgesamt wird damit bis 2030 von rund 4 Mio. Haushalten mit iMSys ausgegangen. Hinsichtlich der Marktdurchdringung des Echtzeit-Feedbacks wurden zwei Szenarien zur Marktentwicklung entwickelt.

- ▶ Das Szenario moderate Marktentwicklung geht davon aus, dass die Dienstleistung ein Nischenprodukt bleibt und bis 2030 nur 5 % aller Haushalte mit iMSys ein Echtzeit-Feedback nutzen. Dabei wird aufgrund der höheren Rentabilität von einer deutlich höheren Verbreitung bei Haushalten mit vergleichsweise hohem Verbrauch ausgegangen.
- ▶ Demgegenüber geht das Szenario starke Marktentwicklung davon aus, dass die Dienstleistung eine deutlich größere Verbreitung findet, da die Transaktionskosten für ein Echtzeit-feedback bei Vorhandensein eines iMSys gering sind. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass unabhängig vom Verbrauch 25 % aller Haushalte mit iMSys die Dienstleistung verwenden.

Wie in Abbildung 22 dargestellt wird im Szenario starke Entwicklung insgesamt eine Zahl von gut 1 Mio. Anwendungsfälle bis 2030 erreicht, im Szenario moderate Entwicklung dagegen nur gut 200.000.

Abbildung 22: Abschätzung der Marktentwicklung von iMSys mit Echtzeit-Feedback bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

6.4 Abschätzung der zu erwartenden Klima- und Umwelteffekte

6.4.1 Untersuchungsrahmen

Systemgrenze: Die Systemgrenze der Fallstudie sind die Haushalte, in denen die smarten Zähler eingebaut werden. Betrachtet werden die Effekte der technischen Komponenten des digitalen Zählers und des Smart Meter Gateway. Die Analyse umfasst die gesamte Lebensphase der technischen Komponenten (Herstellung, Transport, Nutzung, Entsorgung). Zudem sind der Datentransfer und die Datenverarbeitung sowie die dafür jeweils notwendigen technischen Geräte beim NILM-Dienstleister Teil des Systems. Die Betrachtung bezieht auch den Stromverbrauch der Haushalte mit ein. Nicht Teil der Betrachtung sind dagegen Herstellung, Transport und Entsorgung von Haushaltsgeräten und anderen elektronischen Geräten, die ggf. in Folge des Feedbacks ausgetauscht werden (siehe hierzu Exkurs in Kapitel 6.4.2.3).

6.4.2 Sachbilanz

6.4.2.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

Anwendungsfall

Die Effekte erster Ordnung beziehen sich auf die Herstellung, den Betrieb und die Entsorgung des Smart Meters und Gateways sowie dem mit dem Betrieb verbundenen Datentransfer. Bezüglich des Smart Meters wird davon ausgegangen, dass es sich bei Zähler und SMGW um zwei getrennte Geräte handelt, die in der Regel in einem gemeinsamen Gehäuse verbaut sind. Es wird von generischen Geräten ausgegangen. Die grundlegende Vorgehensweise zur Umweltbewertung dieser Bauteile wird in Kapitel 2.2.2.1 beschrieben.

Der Stromverbrauch von Smart Metern liegt nach Herstellerangaben bei ca. 7 bis 57 kWh/a. Der Mittelwert von 24 ausgewerteten Hersteller-Angaben lag bei rund 18 kWh/a. Nach Angaben von Discovery weisen deren Geräte eine Leistung im Bereich von 2–3 Watt auf⁷⁷. Das entspricht einem jährlichen Stromverbrauch von ca. 17 bis 26 kWh. Basierend auf der Annahme, dass die häufige Datenübertragung eher zu einem hohen Verbrauch im Vergleich zu anderen Smart Metern führt, wird als Standardwert ein Stromverbrauch von 26 kWh angenommen. Als Best Case wird 17 kWh gewählt, als Worst Case 57 kWh. Für den Stromverbrauch wird in der Fallstudie, wenn nicht anders gekennzeichnet, jeweils der Strommix 2018 betrachtet, bei der Hochrechnung der Strommix 2030 (vergleiche Kapitel 2.2.2.1).

Im Anwendungsfall werden die Daten sekundlich vom Gateway an das Rechenzentrum übertragen. Nach Angaben von Discovery führt dies pro Kunde oder Kundin und Jahr im Schnitt dazu, dass 3 GB an Daten versendet und 1 GB im Speicher gespeichert werden⁷⁸. Bei Discovery erfolgt die Übertragung der Daten mittels LAN oder Mobilfunk. Im Anwendungsfall wird hier der Datentransfer mittels LAN und 3 GB an Datentransfer angenommen. Als Best Case werden als Transfer nur die 1 GB, die gespeichert werden, gewählt. Für den Worst Case wird ein entsprechend um 2 GB höherer Datentransfer angenommen.

Die ausgewerteten Daten werden im Anwendungsfall den Kund*innen – ebenfalls in Echtzeit – über eine App oder ein Webportal zur Verfügung gestellt. Während die Kund*innen zu Beginn teilweise sogar mehrfach am Tag in die Daten schauen, lässt die Häufigkeit dann deutlich nach.

⁷⁷ Telefonisches Interview mit dem Geschäftsführer eines Messstellenbetreibers; 18.3.2020, sowie Ergänzungen per Mail vom, 30.4.2020 (Ein Artikel auf der Webseite von Discovery nennt einen Stromverbrauch im Grundbetrieb von 88 kWh/a (Jendrischik 2017). Dieser Wert wurde im Interview als deutlich zu hoch bezeichnet.).

⁷⁸ Telefonisches Interview mit dem Geschäftsführer eines Messstellenbetreibers; 18.3.2020, sowie Ergänzungen per Mail vom, 30.4.2020.

Es liegen aus der Praxis aber keine genaueren Informationen zur Nutzungsdauer der App oder des Webportals vor⁷⁹. Wir gehen über einen längeren Zeitraum von einer durchschnittlichen Nutzungsdauer von 10 Minuten pro Monat aus. Als Varianz wird hier eine Nutzungsdauer von 1 Minute und 1 Stunde pro Monat betrachtet. Die Datenmenge, die bei der Nutzung des Webportals anfällt, wurde beispielhaft gemessen⁸⁰. Es wird angenommen, dass für die Betrachtung ein Smartphone verwendet wird.

Untersucht wird die Umweltwirkung in Haushalten mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.100 kWh, 4.800 kWh und 6.000 kWh. Der erste Wert entspricht dem Durchschnitt in Deutschland, ab dem zweiten Wert rechnet sich das untersuchte Angebot finanziell (siehe oben) und ab dem dritten Wert besteht zukünftig die Pflicht, ein iMSys zu installieren. Angenommen wird der Strommix 2018 für Deutschland. Als Variante wird ein Haushalt betrachtet, der selbsterzeugten PV-Strom einsetzt.

Referenzfall

Für den Referenzfall wurden LCA-Daten zum Ferraris-Zähler aus der Studie von Sias (2017) übernommen. Als mittlere Nutzungsdauer wurde nach Ernst&Young (2013) 16 Jahre gewählt. Der Stromverbrauch wurde mit 18,9 kWh/a angesetzt.

6.4.2.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

Bei den Effekten zweiter Ordnung kann es sich um Veränderungen der Effizienz nachgeschalteter Geräte, Energieträgerwechsel sowie den Ersatz von Material und Reisetätigkeit durch virtuelle Produkte handeln. Die Veränderung der Effizienz nachgeschalteter Geräte, z. B. Austausch von Haushaltsgeräten, wird hier als Effekt dritter Ordnung betrachtet, da dies nicht unmittelbar, sondern nur aufgrund von Maßnahmen durch den Haushalt selber erfolgt und die Effekte nicht von denen anderer Verhaltensänderungen zu trennen sind. Energieträgerwechsel sind nicht zu erwarten. Relevant sind von daher der Ersatz von Material und Reisetätigkeit durch die digitale Ablesung im Vergleich zur vor-Ort-Ablesung. Durch die digitale Messung entfällt die jährliche Ablesung des Zählers, die im Referenzfall erfolgt. Annahmen zur notwendigen Anfahrt für die Gerätewartung und Ablesung von Smart Metern und Ferraris-Zählern wurden aus der Studie von Sias (2017) übernommen. Beim Kontakt zu den Kund*innen wird von einem rein virtuellen Kontakt (also papierlos) ausgegangen, wie das aktuell bei Discovergy auch der Fall ist.

6.4.2.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Die Effekte dritter Ordnung lassen sich einteilen in Effekte aus Benutzerperspektive (Verhaltensänderungen) und systemische Effekte. Diese werden nachfolgend getrennt betrachtet.

Benutzerperspektive

Untersuchungen zur Wirkung von Feedback-Systemen und einer Visualisierung von Energieverbräuchen auf den Haushaltsenergieverbrauch kommen zu dem Ergebnis, dass durch diese insbesondere initial Energieeinsparpotentiale gehoben werden können und teilweise Verhaltensweisen optimiert werden. Auf längere Sicht dagegen sind die Einsparungen eher gering (im Bereich von 1–2 %). Dromaque und Grigoriou (2018) ebenso wie bereits Hoffmann et al. (2012) kommen basierend auf Meta-Auswertungen zu dem Ergebnis, dass durch differenziertes Verbrauchsfeedback Einsparungen – auch über einen längeren Zeitraum – erreichbar sind. Dabei ist die Höhe der Einsparung unter anderem abhängig von der Art des Feedback-Systems, der Visuali-

⁷⁹ Telefonisches Interview mit dem Geschäftsführer eines Messstellenbetreibers; 18.3.2020.

⁸⁰ Die Datenmenge lag bei einer 10-minütigen Nutzung des Webportals via Smartphone am 17.6.2020 bei 1,36 MB.

sierung bzw. Datenbereitstellung sowie von demographischen Faktoren. Die erzielten prozentualen Einsparungen liegen allgemein durch Verbrauchs-Feedback in der Regel im (niedrigen) einstelligen Bereich – wobei es sich in der Regel nicht um differenzierte Feedback-Angebote mit Gerätekennung handelt.

Bisher gibt es nur in geringem Maße empirische Ergebnisse zur Wirkung von differenzierten Verbrauchsfeedbacks mit Geräteerkennung, und dieses beruht vorwiegend auf den Angaben der Anbieter, die Erhebungen im Rahmen von Pilotphasen durchführen:

- ▶ Im Rahmen des Einsparzähler-Programms hat Discovergy den Rückgang des Energieverbrauchs untersucht. In der Anfangsphase des Projekts wurde eine durchschnittliche Einsparung von 15 % ermittelt. Nach 2 Jahren Laufzeit liegt die durchschnittliche Einsparung im Vergleich zu vor dem Einbau des Zählers bei 8,4 % über alle teilnehmenden Haushalte (ca. 250)⁸¹. Nicht erfasst wird im Rahmen des Programms, ob es durch das Feedback-System zum Gerätetausch kommt oder ob andere Energiesparmaßnahmen ergriffen werden. Außerdem kann nicht ermittelt werden, wie hoch die mittel- bis langfristige Einsparung ist, da der aktuelle Wert sowohl Haushalte umfasst, die schon seit über 2 Jahren in dem Programm dabei sind, als auch solche, die erst kürzlich hinzugekommen sind. Insgesamt ist anzumerken, dass es sich hier um Haushalte handelt, die sich freiwillig für das Angebot entschieden haben und dafür bezahlen. Insofern ist anzunehmen, dass es sich um Haushalte handelt, die bei sich ein hohes Einsparpotenzial vermuten und/oder ein besonders hohes Interesse am Thema haben.
- ▶ Fresh Energy hat für die Nutzer*innen seiner App über die bisher dreijährige Laufzeit der Testphase eine durchschnittliche Energieeinsparung von rund 10 % im Vergleich zum vorherigen Stromverbrauch gemessen⁸².
- ▶ Carrie Armel et al. (2013) kommen mittels einer Auswertung von insgesamt 36 Studien mit unterschiedlichen Arten von Feed-Back zu dem Ergebnis, dass Echtzeit-Feedback auf Geräteebene mit 12 % deutlich höhere Einsparpotenziale aufweist als andere Formen des Feedbacks. Sie weisen darauf hin, dass bei einer Verbreitung der Technologien aber eher mit geringeren Einsparungen zu rechnen ist, da die meisten Studien nur mit kleinen Fallzahlen arbeiteten und keine Langzeitmessungen durchgeführt haben. Sie schätzen die Einsparpotenziale in der Gesamtbevölkerung deshalb eher als halb so hoch ein.
- ▶ Dromaque und Grigoriou (2018) kommen basierend auf der Auswertung von insgesamt 154 Studien zum Thema Verbrauchsfeedback zu dem Ergebnis, dass diese im Schnitt im Strombereich eine Einsparung von 5,4 % erzielen. Die höchsten Einsparungen wurden dabei bei Studien erzielt, die eine differenzierte Rückmeldung zu den Energieverbräuchen bis zur Ebene einzelner Geräte erlauben (consumption disaggregation). Bei diesen liegt die durchschnittliche Einsparung bei 7,68 %. Dieses Ergebnis beruht auf 12 Studien mit consumption disaggregation.

⁸¹ Telefonisches Interview mit dem Geschäftsführer eines Messstellenbetreibers; 18.3.2020.

⁸² Telefonisches Interview mit dem Projektentwickler eines Softwareentwicklers im Energiebereich; 16.6.2020.

Darüber hinaus gibt es eine Reihe von Studien dazu, welche Wirkung ein differenziertes Verbrauchsfeedback auch ohne Geräteerkennung erzielen kann:

- ▶ Das Projekt Intelliekon kommt zu dem Ergebnis, dass durch die Installation eines Smart Meter in Kombination mit einem Webportal mit zahlreichen Informationen zum Energieverbrauch und Energiesparpotenzialen in Haushalten in Deutschland und Österreich über 18 Monate im Schnitt 3,7 % Strom eingespart wurden (Fraunhofer ISE 2011).
- ▶ In einer Studie in England in Haushalten mit Smart Metern und In-Home-Displays wurde der Strom- bzw. Gasverbrauch im Schnitt um 3 % gesenkt – auch im Vergleich zu einer Kontrollgruppe und über einen längeren Zeitraum von 2 Jahren. (Raw und Ross 2011)
- ▶ Eine Studie, bei der automatisch Daten von Smart Metern in ein digitales Energiesparkonto eingelesen wurden, kommt auf eine durchschnittliche Energieeinsparung von 2,9 % bei den teilnehmenden Haushalten (Hoffmann et al. 2012). Dabei wurde eine sehr große Streuung innerhalb der Gruppe festgestellt. Besonders wichtig für die erzielten Einsparungen war der Austausch von elektrischen Geräten.
- ▶ In einer Studie in Österreich sank der Energieverbrauch in Haushalten mit Smart Meter und Verbrauchsfeedback über ein In-Home-Display und ein Webportal im Schnitt um 3,9 % – bei einer Vergleichsgruppe dagegen nur um 1,1 % (Renner et al. 2012)

Basierend auf den vorhandenen Studienergebnissen wird als durchschnittlicher Wert für die Energieeinsparung in Haushalten im Anwendungsfall (Verbrauchsfeedback mit Geräteerkennung) 8 % angenommen, was in etwa dem Ergebnis der Messungen zu der Discovergy-Anwendung im Einsparzähler-Programm, von fresh energy sowie der Metastudie von Dromaque und Grigoriou (2018) entspricht. Als Best Case für Einsparungen über einen längeren Zeitraum werden 12 % gewählt (Potenzial nach Carrie Armel et al. (2013)). Der gewählte Wert für den Worst Case liegt bei 4 %, also rund die Hälfte des in der Testgruppe erzielten Ergebnisses und ein Wert, der auch in Studien mit Feed-Back-Systemen ohne Geräteerkennung teilweise erreicht wird. So kommen Studien mit differenziertem Feedback ohne NILM zu Einsparungen im Bereich von rund 3 %. Der Mehrwert der Geräteerkennung läge dann also beim Standardfall bei rund 5 % Stromeinsparung, beim Worst Case noch bei 1 %. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die vorhandenen Daten eher Einsparpotenziale in Haushalten sind, die sich für ein entsprechendes Angebot aktiv entscheiden. Bei einer Ausweitung des Angebots auf alle Haushalte kann deshalb nicht davon ausgegangen werden, dass ebenso hohe Einsparungen erzielt werden können (vgl. auch Carrie Armel et al. (2013)). Zudem liegen auf Basis der bisherigen Erfahrungen keine Langzeitmesswerte vor. Wie die Langzeitbewertung ausfällt hängt von einer Reihe von Faktoren ab: wird das Feed-Back über einen längeren Zeitraum aktiv genutzt, werden nur einmal zu Beginn Geräte ausgetauscht oder laufend, so dass es zu weiteren Einsparungen kommt; werden Verhaltensänderungen ergriffen und beibehalten, halten die Effekte ggf. sogar nach Ende der Nutzung des Feed-Back-Systems an oder kommt es zu Rebound-Effekten, etc.? Diese Fragen können zum derzeitigen Zeitpunkt auf Basis der Datenlage nicht beantwortet werden.

Exkurs: Vorzeitiger Austausch von Weißware

Ein Smart Meter mit Feedback-System kann und soll dazu führen, dass Nutzer*innen wenig effiziente Haushaltsgeräte austauschen. Wie ein Austausch von Weißware wie Kühlschränken, Waschmaschinen, Wäschetrocknern oder Geschirrspülmaschinen aus Klimaschutzsicht zu bewerten ist,

lässt sich nicht pauschal beantworten, da die Wirkung von der Art des Geräts und der Energieklasse der Alt- und der Neugeräte abhängt. Öko-Institut (2018) und Bodlak und Gmeiner (2016) geben Hinweise darauf, unter welchen Umständen ein vorzeitiger Austausch von Haushaltsgeräten ökologisch sinnvoll ist. Bodlak und Gmeiner (2016) beschreiben, dass sich ein Austausch von veralteten Kühlgeräten (Energieklasse B, C oder schlechter) mit Blick auf den kumulierten Energieaufwand und das Treibhausgaspotenzial nach vier bis sechs Jahren amortisiert. Ein Austausch von Wäschetrocknern der Klasse C und Geschirrspülmaschinen der Klassen B und C amortisiert sich ebenfalls nach wenigen Jahren. Das Öko-Institut (2018) kommt ebenfalls zu dem Ergebnis, dass ein Austausch von Kühlschränken, Geschirrspülmaschinen und Waschmaschinen der Klassen B und schlechter aus Umweltsicht sinnvoll ist. Geräte der Energieklassen A+ sollten hingegen möglichst lange genutzt und auch repariert werden, wenn ein Defekt auftritt. Bei Staubsaugern ist ein vorzeitiger Austausch nur bei Geräten der Klassen C und D sinnvoll. In Summe ist somit von einer ökologischen Amortisation des Austauschs alter, ineffizienter Geräte durch die Energieeinsparungen innerhalb relativ kurzer Zeiträume auszugehen.

Systemisch

Die Veränderungen im Stromverbrauch ebenso wie die weiteren Wirkungen des iMSys können folgende systemische Effekte zur Folge haben: Veränderungen des Gesamtenergieverbrauchs, Spitzenlastverschiebung und bessere Integration erneuerbarer Energiequellen. Quantitativ lassen sich diese Effekte nur sehr eingeschränkt abschätzen. Die Veränderung des Gesamtenergieverbrauchs wird im weiteren Projektverlauf in einer Hochrechnung näherungsweise bestimmt. Das Lastverschiebepotenzial wird an dieser Stelle nicht weiter betrachtet, aber im Zusammenhang mit weiteren technischen Komponenten für Wärmepumpen und Elektroladestationen in Fallstudie 5 diskutiert (Kapitel 8). Die bessere Integration von erneuerbaren Energien hätte zur Folge, dass es zu weniger Abschaltungen erneuerbarer Erzeuger im Rahmen des Einspeisemanagements und damit ggf. zur Substitution von fossilen Erzeugungskapazitäten kommt. Auch dieser Effekt wird exemplarisch in Fallstudie 5 diskutiert.

Eine Studie der dena (2014) kommt zu dem Ergebnis, dass der Smart Meter Rollout dazu beitragen kann, die Notwendigkeit eines weiteren Netzausbaus durch die Abregelung von Einspeisern zu reduzieren. Bis 2030 schätzen sie die Einsparmöglichkeiten alleine durch Lastverschiebungen bei den bisher gesetzlich vorgeschriebenen Einbauten bei 8 %. Bei einer umfassenden Möglichkeit zur Abregelung der EE-Einspeisung und einer Erweiterung der gesetzlichen Anforderungen wäre insgesamt eine Reduktion um 36 % möglich. Dabei ist zu berücksichtigen, dass hohe Ausgaben für den Rollout und vor allem anschließend für den Betrieb durch die Netzbetreiber anfallen (dena 2014).

Der Netzausbau, der von einem Haushalt mit Smart Meter tatsächlich vermieden werden kann, ist stark standortabhängig. Das ökologische Potenzial für die Vermeidung von Netzausbau wird im Rahmen eines ökologischen Break-even exemplarisch pro Haushalt ermittelt. Das grundsätzliche Vorgehen ist in Kapitel 0 beschrieben.

6.4.2.4 Sensitivitätsanalyse

Es erfolgte eine Sensitivitätsanalyse, um die Unsicherheiten in den Annahmen und Daten zu berücksichtigen und die Robustheit der Ergebnisse einschätzen zu können. In den Base Case gehen die Annahmen ein, die aus Sicht der Autor*innen am plausibelsten sind. In einem Best Case wurden jeweils die Annahmen zusammengetragen, die zu besonders geringen, und in einem Worst Case die Annahmen, die zu besonders hohen Treibhausgasemissionen der IKT-Anwendungen führen. Tabelle 28 führt die Input-Parameter auf, für Best und Worst Case angenommen wurden.

Tabelle 28: Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 3

Bauteil / Parameter	Base Case	Best Case	Worst Case
Lebensdauer [a]	12	16	8
Stromverbrauch [kWh/a]	26	17	57
Datenübertragung zum Anbieter [GB/a]	3	1	5
Nutzungsdauer App/Webportal [min/Monat]	10	1	60
Einsparung Stromverbrauch [%]	8	12	4

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

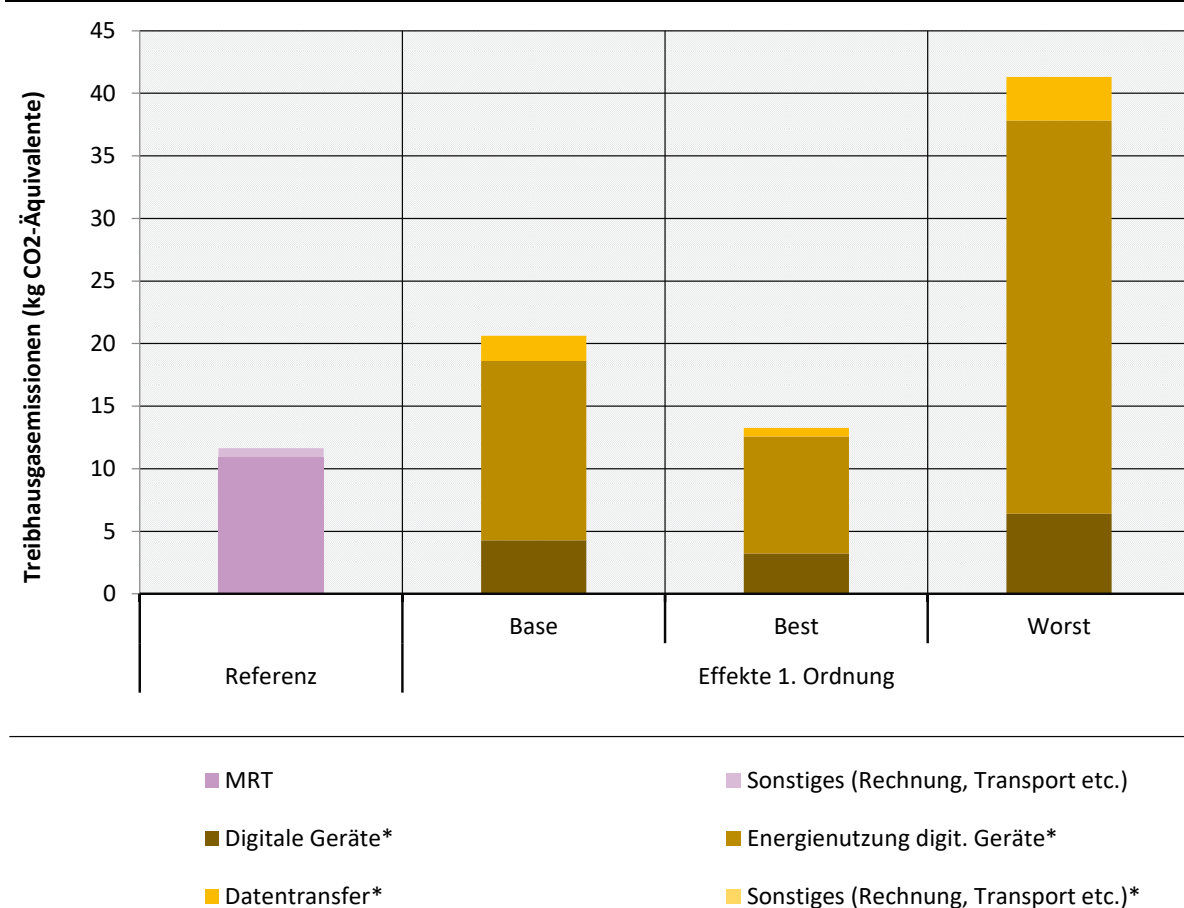
6.4.3 Zusammenfassung der umweltrelevanten Effekte und Wirkungsabschätzung

6.4.3.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

Zunächst wird verglichen, welche Umweltwirkung die Effekte 1. Ordnung verursachen. Dabei wird vergleichend der Anwendungsfall mit der Referenz betrachtet. Abbildung 23 zeigt die THG-Emissionen, die aus den Effekten 1. Ordnung resultieren. Im Basisfall sind die CO₂-Emissionen des Anwendungsfalls fast doppelt so hoch (21 kg CO_{2eq}/a) wie die der Referenz mit dem Ferraris-Zähler (12 kg CO_{2eq}/a). Grund für die höheren Emissionen sind sowohl der höhere Material- und Energieaufwand bei der Herstellung des intelligenten Messsystems als auch der höhere Energieverbrauch für den Betrieb. Von eher geringer Bedeutung ist dagegen der Datentransfer. Die genannten Effekte führen im Best Case (13 kg CO_{2eq}/a) jedoch kaum zu höheren Emissionen als im Referenzfall. Im Worst Case sind sie hingegen mehr als dreimal so hoch wie bei der Referenz. Werden Haushalte betrachtet, die schon über ein Smart Meter verfügen, so sind die negativen Umwelteffekte 1. Ordnung ebenfalls sehr gering, da sich durch NILM und Verbrauchs-Feedback nur der Stromverbrauch und der Datentransfer des Smart Meter etwas erhöhen.

Die Umweltwirkungen durch die Digitalisierung können durch einen Vergleich zur Umweltlast der Grundausstattung weiter eingeordnet werden. Der Stromverbrauch des Haushalts von 4.800 kWh verursacht THG-Emissionen in Höhe von 2.645 kg CO_{2eq}/a und sind damit um Dimensionen höher als die Effekte 1. Ordnung.

Abbildung 23: Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls für Fallstudie 3



*Wirkungen ausgehend von zusätzlichen digitalen Anwendungen in den Varianten

Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Ein Vergleich des kumulierten Energieaufwands der betrachteten Referenz und Anwendungsfälle führt zu ähnlichen Ergebnissen. Hier liegt der KEA des Anwendungsfalls im Standardfall bei 261 MJ/a gegenüber 146 MJ/a bei der Referenz. Auch im Best Case liegt der KEA mit 169 MJ/a noch etwas über der Referenz.

Bisher wurden die Brutto-Effekte 1. Ordnung von Referenz und Anwendungsfall vergleichend betrachtet. Die Differenz von beiden, also die Netto-Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls, sind durchweg negativ, da die Emissionen und der KEA des Anwendungsfalls höher sind. Ohne weitere Wirkungen wäre damit der Wechsel zu einem Smart Meter aus ökologischer Sicht negativ zu bewerten.

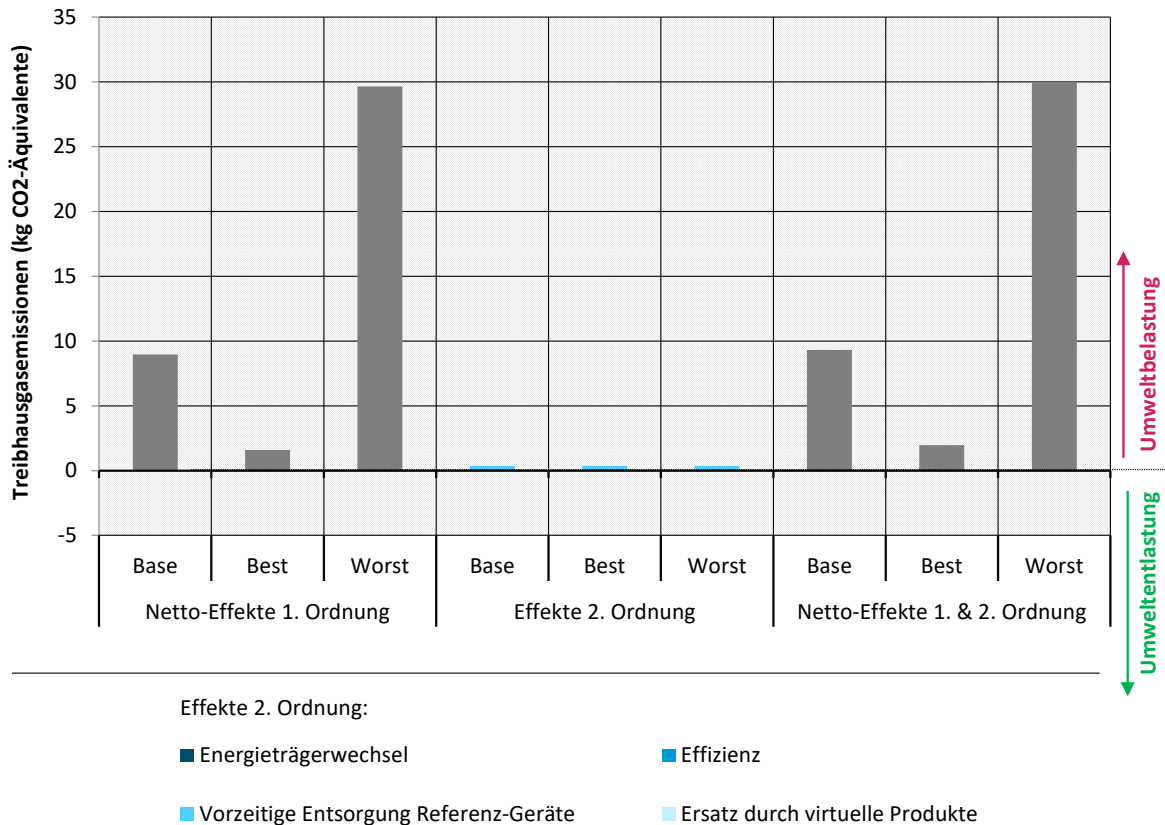
6.4.3.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

Die Effekte 2. Ordnung sind im Vergleich zu den Effekten erster Ordnung bei dem Anwendungsfall insgesamt gering. Negativ wirkt sich im Anwendungsfall der vorzeitige Ersatz des Ferraris-Zählers aus, wohingegen die vermiedenen Personenkilometer durch die Reduktion der Wege für Ablesung und Wartung positiv wirken. Insgesamt ergeben sich daraus schwach positive Effekte, die sich zwischen den unterschiedlichen Varianten nicht unterscheiden.

In Summe ergeben sich für den Anwendungsfall, wie in Abbildung 24 dargestellt, bei einer Beschränkung der Bewertung auf die Effekte 1. und 2. Ordnung zunächst negative Umwelteffekte, sowohl was die THG-Emissionen (Base Case: 9,3 kg CO_{2eq}/a, Best Case: 2,0 kg CO_{2eq}/a, Worst

Case 30,0 kg CO_{2eq}/a) als auch den kumulierten Energieaufwand (zwischen 28 MJ/a und 376 MJ/a) betreffen. Der Wechsel von einem Ferraris-Zähler zu einem Smart Meter ist somit – ohne die Betrachtung von möglichen Zusatznutzen – erstmal negativ zu bewerten.

Abbildung 24: Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung für Fallstudie 3

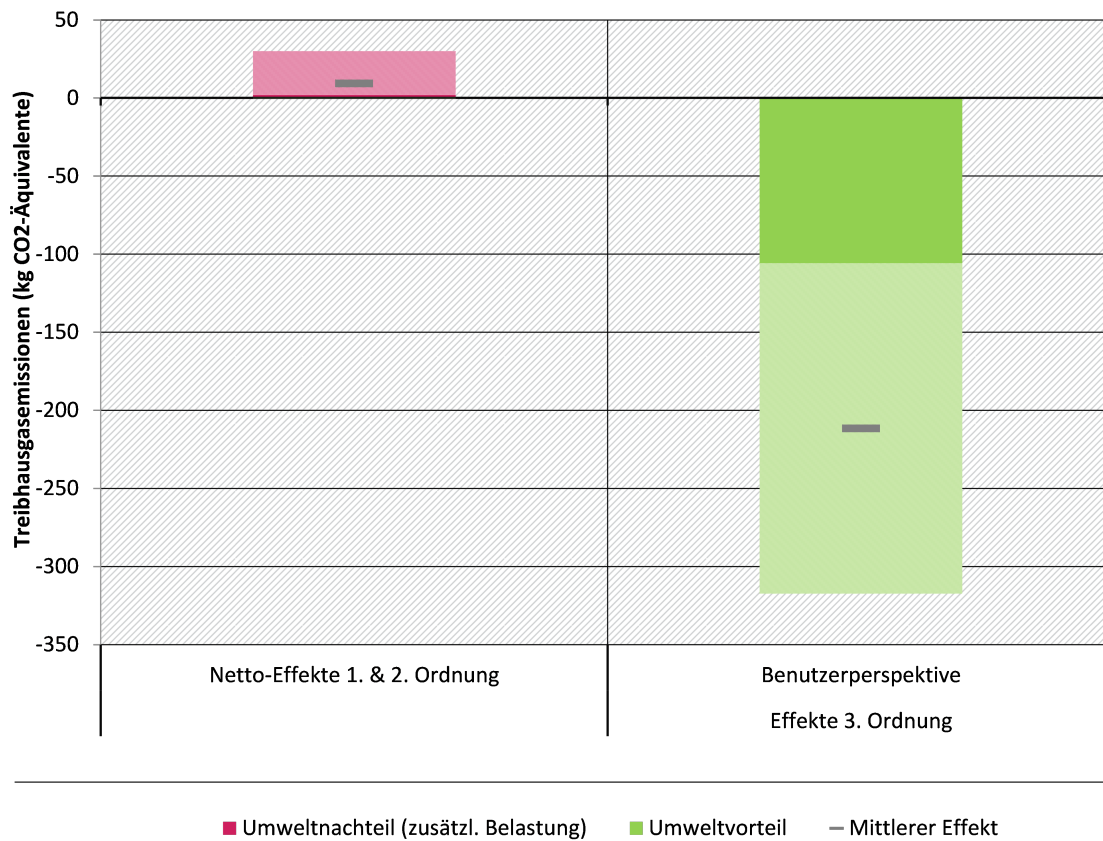


Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

6.4.3.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Vertieft betrachtet wurden bei dem Anwendungsfall Smart Meter mit differenziertem Feedbacksystem die Effekte 3. Ordnung aus der Benutzerperspektive. Hier handelt es sich um Einsparungen im Stromverbrauch in den Haushalten. Unterschieden wurden dabei Haushalte mit unterschiedlichem Stromverbrauch und damit Einsparpotenzial. Es wird als Basisfall von einer Stromreduktion im Haushalt um 8 % ausgegangen; als Varianten werden 4 % und 12 % Einsparung untersucht. Im Basisfall eines Haushalts mit 4.800 kWh/a zeigt sich, dass die Reduktionen von THG-Emissionen durch die Energieeinsparungen die Emissionen durch die Effekte 1. und 2. Ordnung um ein Vielfaches übertreffen. Das gilt selbst für den Fall minimaler durchschnittlicher Einsparungen (siehe Abbildung 25). Bereits bei einer Einsparung von gut 1 % würden die positiven Effekte 3. Ordnung die Umwelteffekte 1. und 2. Ordnung selbst im Worst Case ausgleichen. Im Best Case ist hierfür bereits eine Einsparung von 0,1 % ausreichend.

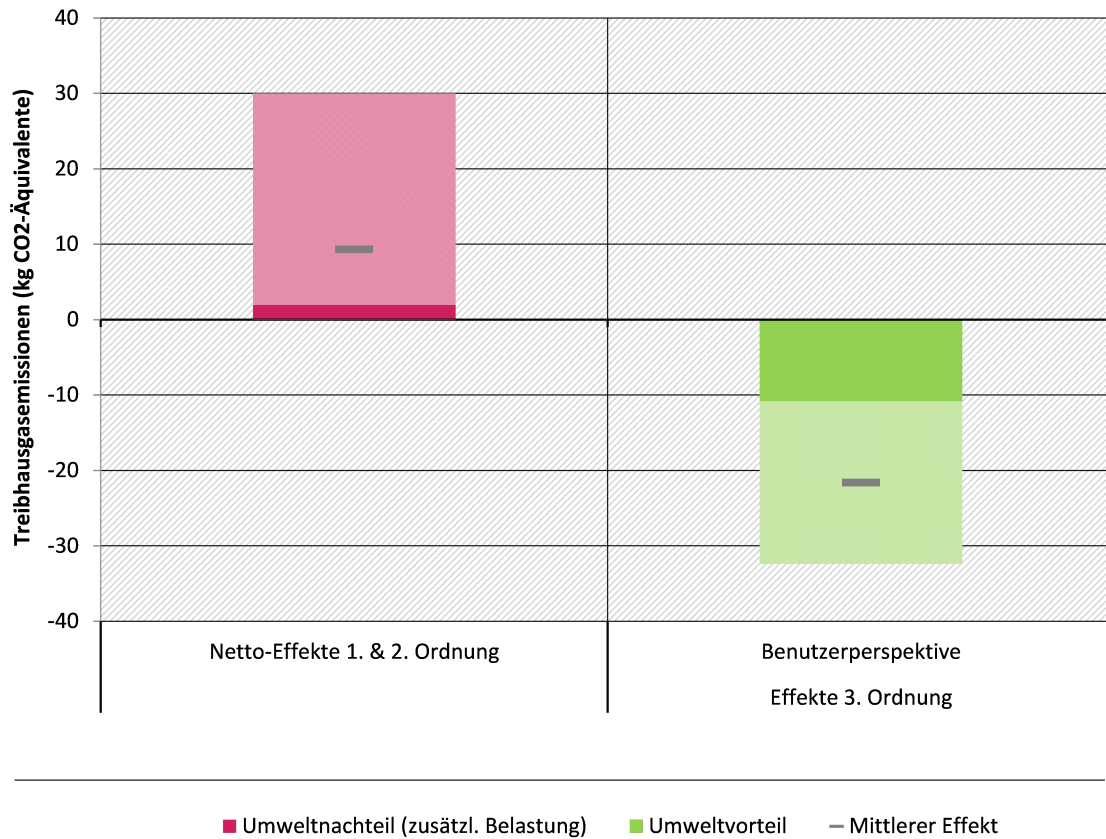
Abbildung 25: Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 3



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Noch positiver fällt die Bewertung bei einer Betrachtung eines Haushalts mit höherem Stromverbrauch (6.000 kWh/a) aus. Im Vergleich dazu sind die Einsparmöglichkeiten bei der Betrachtung eines Haushalts mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch (3.100 kWh/a) deutlich geringer, dennoch überwiegt auch im Worst Case, bei dem minimale Einsparungen angenommen wurden, der Entlastungseffekt durch die Energieeinsparung im Haushalt deutlich.

Abbildung 26: Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 3 im Fall von PV-Prosumern mit durchschnittlichem Verbrauch (3.100 kWh/a)



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Für den Haushalt mit durchschnittlichem Stromverbrauch wurde als zusätzliche Variante die Nutzung von (100 %) PV-Strom im Haushalt betrachtet. Aufgrund des höheren EE-Anteils sinken die spezifischen Emissionen des im Haushalt verbrauchten Stroms und somit die Summe der CO₂-Einsparungen. Dennoch bleiben auch dann im Base-Case die Umwelteffekte positiv. Werden dagegen die maximalen Verbrauchswerte mit der minimalen Einsparung verglichen so wird die Bewertung negativ. Noch deutlicher ist das bei der Betrachtung eines Haushalts mit Durchschnittstromverbrauch und Wechsel zu 100 %-PV-Strom zu sehen. Hier fallen die positiven Effekte aufgrund der geringen CO₂-Emissionen des Stroms gering aus (siehe Abbildung 26). Hier sind die Effekte 3. Ordnung auch im Basisfall noch höher als die Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung; im Fall maximaler negativer Umwelteffekte und minimaler Einsparungen können dagegen die Einsparungen im Haushalt die zusätzlichen CO₂-Emissionen durch den Wechsel zu dem Smart Meter nicht mehr vollständig ausgleichen. Eine durchweg positive Umweltbewertung wäre in diesem Worst Case nur möglich, wenn zusätzliche Umweltentlastungseffekte durch die systemischen Effekte hinzukämen. Der kumulierte Energieaufwand ist aber selbst in dieser Variante insgesamt noch positiv zu bewerten.

Aufgrund von Standortabhängigkeiten und fehlenden Informationen, ist kein durchschnittlicher systemischer Effekt im Sinne des vermiedenen Netzausbaus pro Haushalt zu ermitteln. Unter Berücksichtigung der angenommenen Energieeinsparungen, die bereits in der Regel zu einer positiven Bewertung führen, erscheint die Berechnung eines ökologischen Break-even wenig sinnvoll. Ein vermiedener Netzausbau ist in diesem Fall ein zusätzlicher ökologischer Nutzen.

Lediglich im Fall PV-Prosumer führt die Kombination von Worst Case und minimalen Einspareffekten zu Umweltnachteilen von bis zu 19,2 kg CO_{2eq}/a (bei einem jährlichen Verbrauch von 3.100 kWh). Die Belastung ist vergleichbar mit den Treibhausgasemissionen eines Netzausbaus von 50 m (inkl. Transformatoren etc.). Die strategische Berücksichtigung von Smart Metern bei der Netzplanung kann also selbst in diesem Fall ökologische Vorteile erzielen, wenn Infrastrukturen mit einer Länge von über 50 m pro Haushalt ausgebaut werden müssten und Smart Meter bei PV-Prosumern eine reale Option sind, um den Ausbau zu verhindern oder einzuschränken.

Exkurs: Ökologische Bewertung bei einem Smart Meter als Referenzfall

Da zukünftig in vielen Haushalten bereits Smart Meter vorhanden sein werden, stellt sich die Frage, wie der Einsatz von NILM plus umfassendem Feedback-System mit einem Smart Meter anstelle des Ferraris-Zählers ökologisch zu bewerten ist. Im Vergleich zu einem Smart Meter ohne NILM entstünden ggf. durch eine größere Datenmenge und einen höheren Stromverbrauch zusätzliche negative Umwelteffekte bei den Effekten 1. und 2. Ordnung, zusätzliche negative Umwelteffekte. Wie in Abschnitt 6.4.2.1 dargestellt unterscheidet sich der Stromverbrauch mit NILM nur wenig von Smart Metern ohne NILM, wobei die Werte insgesamt eine große Spannweite aufweisen. Beim Datentransfer und der Datenverarbeitung ist dagegen mit NILM von einem höheren Datenvolumen auszugehen. Die Umweltwirkungen des Datentransfer sind aber ohnehin vergleichsweise gering. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass ein Smart Meter ohne NILM somit von den Umwelteffekten her in etwa dem Best-Case mit NILM entspricht. Damit sind die negativen Umwelteffekte 1. und 2. Ordnung bei einem Smart Meter als Referenzfall eher etwas geringer als bei einem Ferraris-Zähler als Referenzfall. Bei den Effekten 3. Ordnung ist zu berücksichtigen, dass im Messstellenbetriebsgesetz (§ 61) vorgeschrieben ist, dass allen Kund*innen im Rahmen des Smart Meter Rollouts Informationen zum eigenen Energieverbrauch zur Verfügung gestellt werden. Dies erfolgt bisher häufig wenig differenziert und hinsichtlich der Nutzung wenig komfortabel. Deshalb ist davon auszugehen, dass mit einem solchen Angebot maximal Einspareffekte wie bei einfachen Feedback-Systemen zu erwarten sind, die im Bereich von 1 bis 3 % liegen (siehe 6.4.2.3). Somit liegen die Einsparungen durch NILM und differenziertes Verbrauchsfeedback selbst im Worst Case noch um 1 Prozentpunkt höher, im Basisfall sogar 5–7 Prozentpunkte. Damit sind die Umwelteffekte bei einem Wechsel von einem Smart Meter zu einem Smart Meter mit NILM und differenziertem Feedback deutlich positiv zu bewerten, denn wie oben dargestellt überwiegen die positiven Effekte bereits in einem Bereich von weniger als 1 % Stromeinsparung im Haushalt.

6.5 Hochrechnung der Klimaeffekte

Aus Basis der angenommenen Marktentwicklung bis 2030 (siehe Abschnitt 6.3.2) können die Klimaschutzeffekte des differenzierten Echtzeit-Feedbacks abgeschätzt werden. Hierbei werden für unterschiedliche Verbrauchsklassen durchschnittliche Stromverbräuche für die Berechnung verwendet. Ausgehend von den im vorherigen Kapitel beschriebenen Effekte ergeben sich im Jahr 2030 dann die in Tabelle 29 dargestellten Effekte (wobei hier anders als bei den bisherigen Ergebnissen der Strommix 2030 die Grundlage darstellt). Aufgrund der positiven Bewertung der Einzelanwendung ergeben sich auch bei einer weiteren Verbreitung grundsätzlich positive Umwelteffekte. Diese liegen im Jahr 2030 jeweils im Basisfall bei rund 45 Tsd. t CO_{2eq}/a bei einer moderaten Marktentwicklung und bei einer starken Marktentwicklung bei 146 Tsd. t CO_{2eq}/a.

Tabelle 29: Hochrechnung der Klimaeffekte in 2030 für Fallstudie 3

	2025			2030		
	Base [t CO _{2eq} /a]	Best [t CO _{2eq} /a]	Worst [t CO _{2eq} /a]	Base [t CO _{2eq} /a]	Best [t CO _{2eq} /a]	Worst [t CO _{2eq} /a]
Moderate Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	730	149	2.351	1.644	372	5.169
Effekte 2. Ordnung	32	32	32	78	78	78
Effekte 3. Ordnung	-22.352	-33.529	-11.176	-46.401	-69.601	-23.200
Summe	-21.591	-33.348	-8.794	-44.679	-69.152	-17.953
Starke Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	3.297	673	10.616	7.588	1.715	23.864
Effekte 2. Ordnung	144	144	144	359	359	359
Effekte 3. Ordnung	-73.459	-110.189	-36.730	-154.422	-231.633	-77.211
Summe	-70.018	-109.372	-25.969	-146.475	-229.559	-52.988

Quelle: Eigene Berechnung, IÖW

In Summe liegt das Potenzial für Emissionsminderungen in 2030 zwischen 18 und 230 Tsd. t CO_{2eq}/Jahr, abhängig von der Höhe des Umwelteffekts (Base, Best, Worst) und den Annahmen in der Marktentwicklung (moderat, stark). Wie umfassend wäre dann der Beitrag dieser Dienstleistung zu den Klimaschutzzielen?

- ▶ Die Novellierung des Klimaschutzgesetzes sieht für die Energiewirtschaft zulässige Jahresemissionsmengen in Höhe von 108 Mio. t CO₂ in 2030 vor (Deutscher Bundestag 2021). Im Vergleich zu den tatsächlichen Emissionen aus 2020 besteht eine Einsparlücke von 113 Mio. t CO₂ (UBA 2021). Der Beitrag, den das Echtzeit-Feedback hier leisten könnte liegt zwischen 0,02 % und 0,2 %
- ▶ Ein Szenario zur Wirkung des Klimaschutzprogramms geht davon aus, dass der Stromverbrauch von Haushalten von 450 PJ im Jahr 2020 auf 425 PJ im Jahr 2030 sinkt (Kemmler et al. 2020). Die Stromeinsparung durch die Effekte 3. Ordnung in der Fallstudie könnten damit zu der zwischen 2020 und 2030 anvisierten Reduktion von 25 PJ beim Haushaltsstrom einen Beitrag von 0,7 bis 7 % leisten. Dies würde zu einer Reduktion des Haushaltsstromverbrauchs im Jahr 2030 um 0,04 bis 0,4 % führen.

Diese Vergleiche zeigen, dass die Dienstleistung zwar insgesamt nur einen kleinen Beitrag zu den Klimaschutzzielen leisten kann, aber für die Reduktion des Stromverbrauchs in Haushalten dennoch sehr relevant ist.

6.6 Bestehender Rechtsrahmen

6.6.1 Europarecht

6.6.1.1 Richtlinie 2019/944/EU

Die Regelungen der Richtlinie 2019/944/EU für intelligente Messsysteme im Strombereich erfassen die vorgeschlagene Maßnahme in technischer Hinsicht. Zugleich legt Art. 19 Richtlinie 2019/944/EU die Nutzung der Daten im Rahmen von Energiemanagementsystemen i.S.v. Art. 2 Nr. 11 Richtlinie 2012/27/EU nahe und fordert zu diesem Zweck die Gewährleistung der Interoperabilität der Geräte.

6.6.1.2 Richtlinie 2012/27/EU

Überdies unterfallen Smart Meter der Legaldefinition des intelligenten Verbrauchserfassungssystems in Art. 2 Nr. 28 Richtlinie 2012/27/EU mit der Folge, dass Art. 9 Abs. 2 Richtlinie 2012/27/EU ebenfalls zu beachten ist.

Darüber hinaus liegt in der Be- und Verarbeitung der Verbrauchsdaten eine Energiedienstleistung i.S.v. Art. 2 Nr. 7 Richtlinie 2012/27/EU. Wie Art. 18 Abs. 3 Richtlinie 2012/27/EU verdeutlicht, darf die Entwicklung dieses Marktes nicht behindert werden.

6.6.2 Nationales Recht

6.6.2.1 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

Das Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG), ist für eine zukunftsfähige Entwicklung im Bereich der Energieversorgung unter Berücksichtigung der Energieeffizienz von zentraler Bedeutung. Es trifft u. a. Regelungen zur Ausstattung von Messstellen der leitungsgebundenen Energieversorgung mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen, zu technischen Mindestanforderungen an den Einsatz von intelligenten Messsystemen, zur energiewirtschaftlichen Datenkommunikation und zur allgemeinen Datenkommunikation mit Smart Meter Gateways sowie zur Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Messwerten (§ 1 Nr. 1, 4 bis 6).

Der Messstellenbetrieb umfasst nach § 3 Abs. 2 MsbG „folgende Aufgaben: 1. Einbau, Betrieb und Wartung der Messstelle und ihrer Messeinrichtungen und Messsysteme sowie Gewährleistung einer mess- und eichrechtskonformen Messung entnommener, verbrauchter und eingespeister Energie einschließlich der Messwertaufbereitung und form- und fristgerechten Datenübertragung nach Maßgabe dieses Gesetzes, 2. technischer Betrieb der Messstelle nach den Maßgaben dieses Gesetzes einschließlich der form- und fristgerechten Datenübertragung nach Maßgabe dieses Gesetzes, 3. Erfüllung weiterer Anforderungen, die sich aus diesem Gesetz oder aus Rechtsverordnungen nach den §§ 46 und 74 ergeben.“ Die Datenauswertung wird hiervon nicht erfasst.⁸³

Als Grundlage für die weiteren Regelungen weist das MsbG dem Messstellenbetreiber einen zivilrechtlichen, gegen verpflichtete Nutzer*innen gerichteten⁸⁴ Anspruch auf den Einbau von in seinem Eigentum stehenden Messeinrichtungen, modernen Messeinrichtungen, Messsystemen oder intelligenten Messsystemen zu (§ 3 Abs. 3). Dieser ist zur Realisierung des Anspruchs grundsätzlich verpflichtet ist; allerdings gilt dies nur im Hinblick auf Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh sowie bei solchen Letztverbrauchern, mit denen

⁸³ Siehe zur Reichweite der Regelung *Reck*, in: Danner/Theobald (Hrsg.), *Energierrecht*, Stand 10/2019, § 3 MsbG Rn. 40 ff.

⁸⁴ Vgl. zur Vorgängerregelung *Thiel*, in: Kment (Hrsg.), *EnWG*, 2015, § 21b Rn. 25, 35.

eine Vereinbarung nach § 14a EnWG besteht, und bei Anlagenbetreibern mit einer installierten Leistung über 7 kW (§ 29).

Die zu verwendenden Messsysteme müssen zertifiziert sein und Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität gewährleisten (§ 19). Für intelligente Messsysteme bestehen in Anknüpfung an die europarechtlichen Vorgaben⁸⁵ zusätzlich zahlreiche spezifische Anforderungen. Ein solches muss die zuverlässige Erhebung, Verarbeitung, Übermittlung, Protokollierung, Speicherung und Löschung von aus Messeinrichtungen stammenden Messwerten gewährleisten, eine Visualisierung des Verbrauchsverhaltens des Letztverbrauchers ermöglichen, u.a. um diesem den tatsächlichen Energieverbrauch sowie Informationen über die tatsächliche Nutzungszeit bereitzustellen, ein Smart Meter Gateway beinhalten, das u.a. offen für weitere Anwendungen und Dienste ist und dabei über die Möglichkeit zur Priorisierung von bestimmten Anwendungen verfügt, wobei nach Anforderung der Netzbetreiber ausgewählte energiewirtschaftliche und in der Zuständigkeit der Netzbetreiber liegende Messungen und Schaltungen stets und vorrangig ermöglicht werden müssen (§ 21 Abs. 1 Nr. 1, 2 und 4). Für die Durchführung des Messstellenbetriebs mit intelligenten Messsystemen statuiert das MsbG zahlreiche Anforderungen, u.a. die Übermittlung von – jederzeit einsehbaren – Informationen etwa über den tatsächlichen Energieverbrauch, die tatsächliche Nutzungszeit sowie abrechnungsrelevante Tarifinformationen und zugehörige abrechnungsrelevante Messwerte, an eine lokale Anzeigeeinheit oder über eine Anwendung in einem Online-Portal, welches einen geschützten individuellen Zugang ermöglicht, sowie die Bereitstellung der Informationen über das Potenzial intelligenter Messsysteme im Hinblick auf die Handhabung der Ablesung und die Überwachung des Energieverbrauchs sowie eine Softwarelösung, die Anwendungsinformationen zum intelligenten Messsystem, zu Stromsparhinweisen und -anwendungen nach dem Stand von Wissenschaft und Technik enthält, Ausstattungsmerkmale und Beispielanwendungen beschreibt und Anleitungen zur Befolgung gibt (§ 35 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 und 4).

Für den Umgang mit Daten formuliert das MsbG umfangreiche und detailgenaue Anforderungen (§§ 49 ff.). Diese bilden die Grundlage für ihre Verwendbarkeit nicht zuletzt mit dem Ziel der Schaffung intelligenter Energienetze und dienen zugleich dem Datenschutz⁸⁶. Die Vorgaben der §§ 61 f. MsbG im Hinblick auf (Verbrauchs-)Informationen für den oder die Anschlussnutzer/in bzw. Anlagenbetreiber/in bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen zielen bislang nicht auf eine Energieeinsparung ab.

6.6.2.2 Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G)

Für den Umgang mit den erhobenen Daten über den Messstellenbetrieb i.S.v. § 3 Abs. 2 MsbG hinaus, insbesondere deren Analyse und Verwendung zum Zwecke der Erzielung von Energieeinsparungen durch gerätegenaue Empfehlungen, gilt das EDL-G. Damit geht insbesondere einher, dass Messstellenbetreiber und Energiedienstleister nicht identisch sein müssen.

6.6.3 Risiken aus dem bestehenden Rechtsrahmen für die Projektrealisierung

Innerhalb des Anwendungsbereichs der vorstehend aufgeführten Regelungen bestehen keine spezifischen Risiken für die Projektrealisierung. Jedoch erscheint nicht ausgeschlossen, dass die teils komplexen Anforderungen in der Praxis zu Anwendungsschwierigkeiten führen können⁸⁷. Darüber hinaus unterfallen gerade Privathaushalte den Verpflichtungen des MsbG bislang nicht, so dass deren Einbeziehung sich als kaum erreichbar darstellt. Auch ist die Datenauflösung des

⁸⁵ BT-Drs. 18/7555, S. 80 f., 82.

⁸⁶ Vgl. näher dazu *Karsten*, RDV 2016, S. 22 ff.; zum Verhältnis zur Datenschutz-Grundverordnung *Bretthauer*, EnWZ 2017, S. 56 ff.

⁸⁷ Vgl. OVG NRW, Beschluss v. 4.3.2021 – 21 B 1162/20.

Standard-SMGW gemäß BSI-Vorgaben mit 15 min. nicht ausreichend für NILM; NILM könnte deshalb eine Nischenanwendung bleiben.

6.7 Handlungsoptionen und -empfehlungen

Die Ergebnisse der Fallstudie zeigen, dass differenziertes Echtzeit-Feedback das Potenzial hat, den Stromverbrauch in Haushalten zu senken und damit zum Erreichen der Klimaschutzziele beizutragen. Deshalb wird zum derzeitigen Zeitpunkt wie in Tabelle 30 dargestellt, empfohlen, eine Ausweitung dieser Dienstleistung durch entsprechende regulatorische, ökonomische und informatorische Instrumente zu unterstützen. Gleichzeitig sollten einzelne Aspekte zur ökologischen Wirkung weiter vertieft untersucht werden. Dies betrifft insbesondere die Langzeitwirkung von Feedback-Systemen und die Wirkung des Smart Meter Roll-outs für das Energiesystem und die darauf resultierenden ökologischen Wirkungen.

Tabelle 30: Handlungsoptionen Echtzeit-Feedback

	Maßnahmen	Akteure				Wirkungsebene			Kommentar
		EU	Bund	Länder/ Kommunen	Wirtschaft	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Technikgüte / Wirk- samkeit	
Regulierung	Software-Updates für erhöhten Funktionsumfang sicherstellen		x	x	x		x	x	Damit auch bereits eingebaute Smart-Meter zukünftig Dienstleistung anbieten können
	Erhöhung Eichfristen		x			x	x	x	Erhöhung der technischen Lebensdauer
Ökonomie	Zugang zu hochauflösenden Daten für die Haushalte		x		x			x	Daten müssen differenziert zur Verfügung stehen, um Einsparpotenziale zu heben
	Angebote und Geschäftsmodelle zum Echtzeit-Feedback mit differenzierter Aufbereitung von Smart-Meter-Daten				x	x	x		Angebote und Geschäftsmodelle bisher noch unzureichend, Daten werden meist nur ungenügend aufbereitet und präsentiert.
Informationen	Angebote und Förderungen für freiwilligen Rollout		x	x		x			Ökonomische Unterstützung bei geringem Stromverbrauch und ggf. Einkommen
	Information zum Austausch von Smart Metern und Nutzungsmöglichkeiten		x	x	x	x		x	Bei turnusmäßigem Wechsel werden Haushalte häufig nicht informiert.
Forschung	Quantitative Analysen zur systemischen Wirkung von iMSys und zur Langzeitwirkung von Feedback	x	x						Bisher ist die Datengrundlage zu diesen Themen noch nicht ausreichend für eine abschließende Bewertung.

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

6.7.1 Regulierung

6.7.1.1 Europarecht

Das Europarecht zielt bereits auf eine weitergehende Verwendbarkeit der gewonnenen Verbrauchsdaten ab. Es ist gleichwohl eher unspezifisch gefasst, so dass seine Änderung mit dem Ziel einer Konkretisierung der Anforderungen grundsätzlich in Betracht käme. Im Hinblick auf die Notwendigkeit der Änderung einer sich im Prozess der Umsetzung befindlichen Richtlinie wie auch auf das Gebot der Subsidiarität erscheint dies gleichwohl nicht vorzugswürdig.

6.7.1.2 Nationales Recht

Es liegt nahe, das MsbG in seiner geltenden Fassung als „Einstieg“ in ein modernes Messwesen zu begreifen und seine Fortentwicklung entsprechend den technischen Möglichkeiten vorzunehmen. Unter Wahrung der Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und der Wirtschaftlichkeit sowie der Schaffung von Übergangsregelungen kommt eine normative Formulierung von Anforderungen an Smart Meter Gateways in Betracht, welche die hochauflösende Erfassung des Verbrauchs und dessen Verarbeitung (nahezu) in Echtzeit einschließlich eines Zugangs zu diesen Daten für die Haushalte ermöglichen. In diesem Zusammenhang können auch weitergehende Anforderungen an die zu verwendende Software (updates, ggf. open source) angedacht werden. Hierbei sind jedoch insbesondere grund- und IT-sicherheitsrechtliche Grenzen zu beachten. Auch sollte es vermieden werden, dass die gesetzlichen Vorgaben der technischen Entwicklung (erneut) so weit voraus sind, dass eine Realisierung des Regelungsgehalts mehrere Jahre nicht erreichbar ist. Verbunden damit wäre schließlich an eine Absenkung der zur Einbauverpflichtung führenden Schwelle zu denken – etwa auf 4.800 kWh, da bereits dann regelmäßig ein relevantes Einsparpotenzial gegeben ist. § 31 Abs. 3 MsbG sieht die Absenkung der Obergrenze für die Einbauverpflichtung in Stufen bereits vor, unter der Voraussetzung, dass Preisobergrenzen für die Messseinrichtungen eingehalten werden. Zielführend wäre darüber hinaus die Schaffung einer Regelung, welche auf die leichte Verständlichkeit der Informationen für die Verbraucher*innen etwa durch eine Visualisierungspflicht abzielt, vgl. bereits § 21 Abs. 1 Nr. 2 MsbG.

Basierend auf einer solchen technischen Grundlage können sich am Markt entsprechende Dienstleistungen entwickeln. Hierfür bedarf es keiner spezifischen Änderungen des MsbG oder des EDL-G.

Im Hinblick auf Marktdurchsetzung und Akzeptanz der Geräte ist auch an eine Verlängerung der Eichfristen in der MessEV zu denken. Diese kommt aber nur in Betracht, wenn dadurch die Genauigkeit der Messungen nicht beeinträchtigt wird.

Ebenso wie bei den Fallstudien 1 und 2 können unabhängig von ordnungsrechtlichen Vorgaben Fördermaßnahmen zum Tragen kommen. Auch diese setzen aber voraus, dass ausreichend zertifizierte Smart Meter Gateways mit hochauflösender Erfassung überhaupt am Markt verfügbar sind.

Tabelle 31: Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 3

Regelungsebene	Rechtsakt	Relevanz	Anpassungsbedarf
EU	Richtlinie 2019/944/EU	Technische Grundlagen	-
EU	Richtlinie 2012/27/EU	Legaldefinition des intelligenten Verbrauchserfassungssystems Energiedienstleistung	-

D	MsbG	Smart Meter Rollout Anforderungen an iMSys	höhere Anforderungen an Smart Meter Gateways Ausdehnung der Einbaupflicht
D	EDL-G	Datenverwendung	-
D	MesseV	Verlängerung der Eichfristen	abhängig von Bewahrung der Messgenauigkeit

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Matthias Knauff

6.7.2 Ökonomie

Bisher gibt es noch nicht in ausreichendem Maß **Angebote und Geschäftsmodelle für ein Echtzeit-Feedback**, weder in Kombination mit einem Smart Meter noch als Zusatzdienstleistung für Haushalte, die bereits einen Smart Meter eingebaut haben. Bei den vorhandenen Smart Metern werden die Daten häufig nur sehr wenig differenziert und vor allem wenig anschaulich aufbereitet, beispielsweise mittels der TRuDi-Software (Transparenz- und Display-Software). Insgesamt werden somit die vorhandenen Möglichkeiten, den Stromverbrauch von Haushalten differenziert aufzubereiten, noch zu wenig genutzt. Seitens der Politik gibt es mehrere Ansatzpunkte, dies zu ändern: Anforderungen an die Visualisierung von Verbraucherfeedback sollte erhöht werden und die Markteinführung von entsprechenden Angeboten sollte beispielsweise durch Modellprojekte gefördert werden. Wichtige Akteure für eine breitere Marktdurchdringung sind hierbei größere EVUs und Netzbetreiber, die beim Smart Meter Rollout entsprechende Angebote in die Breite tragen können. Eine weitere Verbreitung könnte auch zu einer Kostenreduktion führen. Einer Ausweitung der Angebote wird von Seiten der Bearbeiter*innen sowie vom Beirat eine hohe Priorität beigemessen.

In Kombination mit entsprechenden Feedback-Systemen können Smart Meter positive ökologische Wirkungen aufweisen. Deshalb ist eine **Verbreitung von Smart Metern durch einen freiwilligen Rollout** sinnvoll. Allerdings reichen gerade bei Haushalten mit geringem Stromverbrauch oder geringem Einsparpotenzial die Energiekosteneinsparungen nicht aus, um die Nutzung eines iMSys sowie der zugehörigen Dienstleistung gegen zu finanzieren. Deshalb sollte für deren Verbreitung die freiwillige Anschaffung und Nutzung von Smart Metern durch Bund oder Länder gefördert werden. In Verbindung mit einem Feedback-System könnte die Einführung von Smart Metern gerade auch Haushalte mit geringem Einkommen und von Energiearmut betroffenen Haushalten bei der Reduktion ihrer Energiekosten unterstützen. Deshalb ist eine umfassendere Förderung für diese Haushalte sinnvoll, so dass dies eine Maßnahme mit mittlerer bis hoher Priorität ist, da zunächst ein ausreichendes und attraktives Angebot vorhanden sein müsste.

6.7.3 Informationen

Der Einbau von iMSys erfolgt in der Regel durch die Netzbetreiber, oft ohne dass die betroffenen Haushalte über den Austausch und die mit den neuen Geräten verbundenen Nutzungsmöglichkeiten umfassend informiert werden. Um von Seiten der Haushalte den Nutzen von intelligenten Messsystemen besser auszuschöpfen ist es wichtig, dass sie breitere **Informationen zu den Möglichkeiten, die Ihnen das System bietet, erhalten**. Dies setzt gleichzeitig voraus, dass entsprechende Angebote auf dem Markt vorhanden sind. Entsprechende Information sollte von den Dienstleistern zur Verfügung gestellt werden. Darüber hinaus können auch Bund und Länder sowie Energieagenturen und ähnliche Akteure über die Möglichkeiten des Smart Meter Einsatzes informieren. Dieser Maßnahme wird insgesamt eine eher geringe Priorität gegeben, da zunächst ein geeignetes Angebot vorhanden sein muss.

6.7.4 Forschung

Zudem gibt es noch kaum **Wissen zur quantitativen Wirkung von iMSys für das Energiesystem**. In Studien werden zwar eine Reihe von potentiellen Wirkungen genannt oder qualitativ abgeschätzt. Quantitative Abschätzungen zur systemischen Wirkung von iMSys beruhen dagegen bisher auf Annahmen, da kaum empirische Daten vorliegen. Dieser Aspekt sollte deswegen in den nächsten Jahren genauer untersucht werden. Vorhandene Forschungsprogramme wie das Energieforschungsprogramm bieten hierfür Fördermöglichkeiten. Bei den Forschungen ist darauf zu achten, dass Daten von Dritten erhoben und insbesondere ausgewertet werden und dass das Monitoring über einen längeren Zeitraum erfolgt. Denn die Fallstudie hat gezeigt, dass bisher noch zu wenig anbieterunabhängige empirische Daten insbesondere auch zur Langzeitwirkung von Feedback-Systemen vorhanden sind. Von Bedeutung ist dabei auch die Frage, durch welche Maßnahmen des Haushalts Energie eingespart wird, sowie der sozioökonomische Kontext der Einsparungen. Im Zuge des weiteren Rollouts sollte die Frage der Wirksamkeit von Feedback-Systemen deshalb vertieft untersucht werden. Dieser Maßnahme wird aufgrund der Relevanz zur Wirkungsabschätzung eine hohe Priorität gegeben.

6.8 Zusammenfassung

Insgesamt kommt die Bewertung für den Einbau eines iMSys bei gleichzeitigem differenziertem Verbrauchsfeedback auf Basis der vorhandenen Daten zu dem Ergebnis, dass der Wechsel zu einem Smart Meter im Vergleich zu dem Referenzfall mit einem Ferraris-Zähler zunächst zu negativen Umwelteffekten führt. Diese können aber, wenn es in den Haushalten in Folge der Nutzung eines differenzierten Feedback-Systems zu relevanten Einsparungen kommt, mehr als ausgeglichen werden. Zu berücksichtigen ist bei diesen Ergebnissen, dass der Anwendungsfall nur Haushalte mit mindestens durchschnittlichem Stromverbrauch sowie einer Bereitschaft zur Nutzung des Feedback-Systems und der Umsetzung von Einsparmaßnahmen berücksichtigt. Die Ergebnisse lassen sich deshalb nicht direkt auf alle Haushalte in Deutschland übertragen. Wird keine oder nur sehr wenig Energie in den Haushalten eingespart, beispielsweise, weil das Feedbacksystem nicht genutzt wird oder nur ein sehr geringes Einsparpotenzial vorhanden ist, dann entfallen die positiven Umwelteffekte 3. Ordnung und der Wechsel zu einem Smart Meter hat negative Umwelteffekte zur Folge, die dann durch einen positiven systemischen Nutzen ausgeglichen werden müssten. Zusätzlich ist auch die zugrundeliegende Datenbasis für diese Auswertungen zum Teil sehr dünn und beruht auf Aussagen von einzelnen Anbietern. Deshalb ist es wichtig, dass die tatsächlichen Effekte differenzierter Feedback-Systeme im weiteren Smart Meter Rollout überprüft werden. Dabei sollte auch ermittelt werden, durch welche Verhaltensänderungen die Einsparungen resultieren. Da dazu kein Wissen vorlag, konnten in der vorliegenden Studie etwaige Umwelteffekte des Gerätetauschs nicht berücksichtigt werden, die aber möglicherweise einen relevanten Effekt auf die Bewertung der Umweltwirkung haben. Zudem liegen fast nur anbieterabhängige Daten und kaum Ergebnisse zur Langzeitwirkung von Feedback-Systemen vor, was die Aussagekraft der Berechnungen einschränkt.

Für die ökologische Bewertung der Energieeinsparung relevant ist der jeweilige Strommix. Bei sehr hohen EE-Anteilen (beispielsweise bei Prosumer-Haushalten) sind Verbracheinsparungen zwar grundsätzlich auch positiv zu bewerten, die CO₂-Entlastungseffekte der Energieeinsparung sind jedoch geringer, wenn bei den Emissionen wie in der Studie nur die des eingesetzten Stroms berücksichtigt werden. Aus Sicht des Energiesystems führt aber auch die Reduktion des Verbrauchs von EE-Strom zu einer Reduktion des Gesamtstromverbrauchs, wodurch aktuell noch weniger Strom aus fossilen Kraftwerken erzeugt werden muss. Hinzu kommen die bei der Bewertung nicht berücksichtigten systemischen Effekte, so dass insgesamt die Feedback-Systeme auch beim Einsatz von EE-Strom wohl zu einer positiven Bewertung führen.

Auf der Grundlage der Fallstudie kann gefolgert werden, dass der Wechsel von einem Ferraris-Zähler zu einem Smart Meter mit NILM bei Haushalten mit mindestens durchschnittlichem Stromverbrauch aus ökologischer Sicht potentiell positiv ist. Aber da die Daten zu den Einsparungen vor allem von Haushalten resultieren, die sich aktiv für ein Feedback-System entscheiden haben und damit wohl überdurchschnittlich interessiert sind, bleibt offen, ob eine verpflichtende Einführung aus ökologischer Sicht empfehlenswert ist. Werden dagegen Haushalte betrachtet, die sowieso schon über ein Smart Meter verfügen, so sind die negativen Umwelteffekte 1. Ordnung noch geringer, da sich durch das Verbrauchsfeedback mit Geräteerkennung nur der Stromverbrauch und der Datentransfer des Smart Meter etwas erhöht. Deshalb können in diesem Fall bereits noch geringere zusätzliche Einsparungen im Haushalt positive Umweltwirkungen erzielen, so dass die Anwendung auch hier zu empfehlen ist.

In der Marktentwicklung wurde aufgezeigt, dass bis zum Jahr 2030 mit rund 4 Mio. Haushalten mit iMSys gerechnet werden kann. In zwei Szenarien zur Marktentwicklung wurde angenommen, dass von diesen 5 bzw. 25 % ein Echtzeit-Feedback-System nutzen. Dies sind also bis zu 1 Mio. Haushalte. Der Einsatz dieser Dienstleistung kann damit bis 2030 THG-Emissionen in Höhe von 18–230 Tsd. t CO₂ einsparen. Der Haushaltsstromverbrauch ließe sich im Jahr 2030 dadurch wohl um 0,04 bis 0,4 % reduzieren.

Um diese Potenziale auszuschöpfen muss zum einen der Smart Meter Rollout an Fahrt gewinnen, zum anderen aber auch entsprechende Angebote verfügbar sein. Dafür werden folgende Maßnahmen mit hoher Priorität empfohlen:

- ▶ Unterstützung des Ausbaus von Angeboten zum Echtzeit-Feedback und einer differenzierten Aufbereitung von Smart-Meter-Daten.
- ▶ Förderungen eines freiwilligen Rollouts gerade auch bei Haushalten mit geringem Stromverbrauch und Einkommen.
- ▶ Es braucht mehr empirische Daten zur systemischen Wirkung von iMSys und zur Langzeitwirkung von Feedback-Systemen. Hierzu sollte deshalb Forschung gefördert werden.

7 Fallstudie 4: Stromspeicher auf Haushaltsebene als Teil eines virtuellen Verbunds

In Fallstudie 4 wird die Einbeziehung von Stromspeichern auf Haushaltsebene in virtuelle Verbände untersucht. Während sich virtuelle Kraftwerke tendenziell auf kommerzielle Einzelanlagen und Verbraucher beziehen, handelt es sich hier um kleinere Verbundteilnehmende auf Haushaltsebene, die mit einer PV-Anlage und einem Speicher ausgestattet sind. Sie agieren nicht selber am Strommarkt, sondern nutzen hierfür Dienstleister. Diese betreiben den virtuellen Speicherverbund und agieren in zwei Rollen: Sie treten als klassischer Energieversorger für die Teilnehmenden auf und vermarkten zusätzlich die „gepoolten“, technischen Kapazitäten z. B. an den Regelleistungsmärkten. Zu diesem Zweck weicht der Betreiber des Verbunds daher vom auf den Eigenverbrauch optimierten Fahrplan des Speichers ab, der in der Fallstudie als Referenz angenommen wird. Für den Betrieb eines virtuellen Verbunds von Speichern ist ein Monitoring-System nötig, welches die einzelnen Komponenten in Echtzeit überwacht und registriert, welche Anlagen eingeschaltet und betriebsbereit sind und welche Leistung sie aktuell bereitstellen können. Digitale Prozesse sind auf zwei Ebenen elementare Voraussetzungen für den virtuellen Verbund der Speicher: Im zentralen Leitsystem laufen alle Daten der dezentralen Einheiten zusammen und die vernetzten Anlagen werden softwaregestützt automatisch geschaltet. Hierfür werden für Erneuerbare Energie-Anlagen (hier PV-Anlagen) auch Wetterdaten berücksichtigt, um zu genauen Vorhersagen zu gelangen. Zum anderen müssen alle eingebundenen technischen Einheiten (hier die dezentralen Batteriespeicher) über entsprechende Kommunikationsschnittstellen verfügen, die eine Übermittlung von Daten und ggf. das Schalten der Anlagen aus der Ferne ermöglichen.

7.1 Darstellung der Fallstudie und des Anwendungsgebiets

7.1.1 Funktionsweise

Batteriespeicherverbände können in das Energiesystem integriert werden und zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen. Sie können die Energie aus Wind- und Solaranlagen puffern und könnten somit dafür sorgen, dass konventionelle Energieerzeugungsanlagen ersetzt werden. Die eingesparten Kosten in der Eigenversorgung können für einen Batteriespeicherverbund als Opportunitätseinnahmen oder eingesparte Stromversorgungskosten betrachtet werden. In Zeiten von geringer Erzeugung kann der Strom aus dem Batteriespeicherverbund wieder zur Verfügung gestellt werden, was zu einem geringeren Netzbezug aus konventionellen Kraftwerken führt und Versorgungskosten spart. Ansonsten können PV-Speicher das Stromnetz lokal entlasten, indem sie Spitzenlasten vermeiden oder Erzeugungsspitzen der PV glätten. Sie erhöhen zudem den Anteil von erneuerbaren Energien, indem vermieden wird, dass diese bei Netzüberlastung abgeschaltet werden. Dabei bekommen auch kleine Anlagen die Möglichkeit am Strommarkt zu partizipieren, weil sie im Verbund die Markteintrittsbarrieren, wie z. B. Mindestblockgrößen von 1 MW am Primärregelleistungsmarkt, erfüllen. Die Steuerung erfolgt zentral und verbindet alle teilnehmenden Akteure im Verbund durch Informations- und Kommunikationstechnologien (vgl. Steber 2018, S. 39).

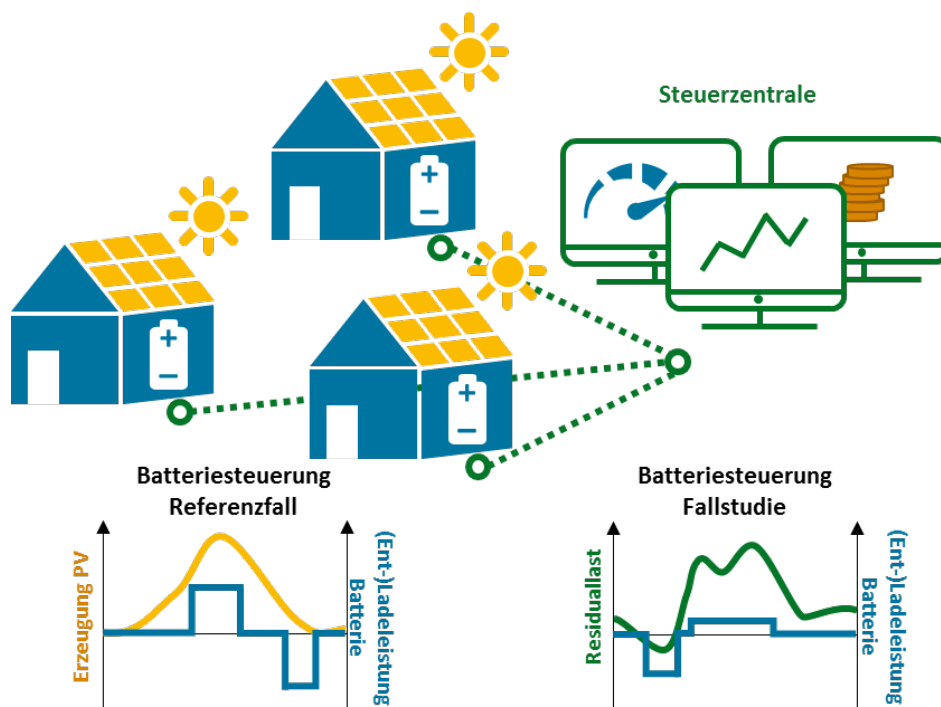
Im Pooling kann der Speicher neben der Eigenverbrauchsoptimierung im Haus verschiedene Anwendungsfälle haben. Dazu gehören:

- ▶ die Bereitstellung von Regelenergie,
- ▶ die Erhöhung des gemeinschaftlichen Eigenverbrauchs,

- ▶ Lastmanagement in Verteilnetzen,
- ▶ die Vermeidung der Abregelung erneuerbarer Energien,
- ▶ die Einspeisereduzierung oder -erhöhung im Rahmen des Redispatch sowie
- ▶ die Nutzung des Speichers zum Handel an der Strombörse.

Die Fallstudie beschäftigt sich vor allem mit dem Speicherpooling, das gegenüber der reinen Eigenverbrauchsoptimierung einzelner PV-Speicher einen Zusatznutzen erbringt. Der Nutzen kann direkt im Haushalt durch einen gemeinschaftlichen Eigenverbrauch entstehen, im lokalen Netz durch die Vermeidung von Abregelung und Netzausbau oder im System durch die Bereitstellung von Regenergie. Das grundsätzliche Funktionsprinzip der Fallstudie ist dabei in Abbildung 27 dargestellt.

Abbildung 27: Funktionsprinzip des virtuellen Speicherverbunds



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW; in Anlehnung an NextKraftwerke⁸⁸ und Sonnen⁸⁹

Im Gegensatz zum Einsatz des Batteriespeichers zur Erhöhung des eigenen Stromverbrauchs und damit zusammenhängend der Steuerung der Batterie nach der eigenen PV-Stromproduktion, wird die Batterie in der Fallstudie über eine Steuerzentrale geregelt, in der die Daten aus allen teilnehmenden Haushalten zusammenlaufen. Basierend auf dem Zweitnutzen und ggf. Drittnutzen der Batterie wird hier ein Fahrplan für den Speicher erstellt und an das Batteriemangement zurückgesendet.

⁸⁸ <https://www.next-kraftwerke.de/unternehmen/technologie> (Zugriff: 06.05.2021).

⁸⁹ <https://sonnen.de/sonnencommunity/> (Zugriff: 06.05.2021).

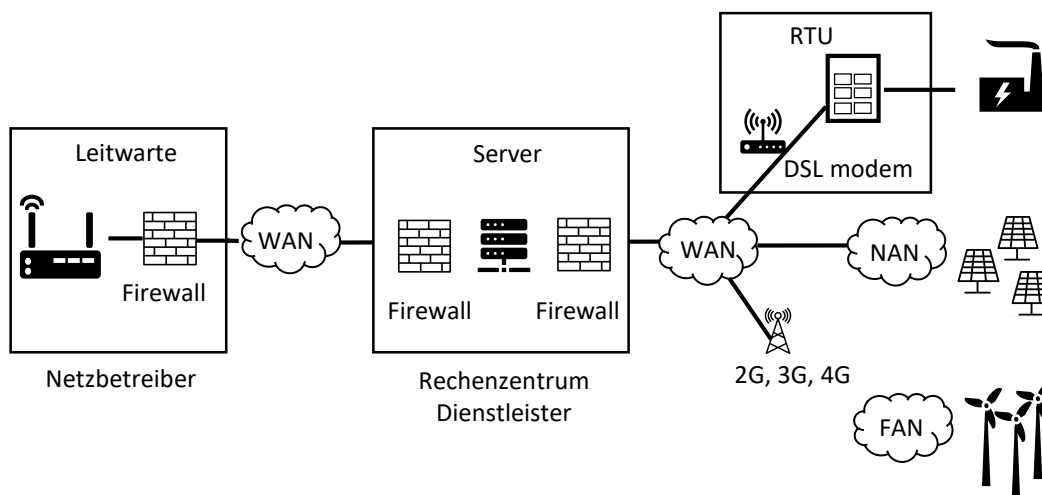
7.1.2 Technische Komponenten

Bei den technischen Komponenten muss zwischen jenen im Haushalt und jenen beim Poolingbetreiber unterschieden werden. Beim Haushalt ist neben der PV-Anlage und Batteriespeicher (jeweils mit Wechselrichter) eine Steuerung über den Smart Meter und ein dazugehöriges Gateway eingebaut. Alternativ kann eine Steuerbox als Schnittstelle integriert werden. Die Kommunikation und der Datentransfer laufen über eine dieser Schnittstellen und verschlüsselt über das Internet zum Poolingbetreiber. Daneben hat der Haushalt meist noch die Möglichkeit, über ein Webportal oder eine App seine Daten und ggf. einzelne Auswertungen einzusehen.

Beim Poolingbetreiber wird ein Leitsystem mit entsprechenden Servern betrieben, das die Daten aufnimmt und verarbeitet sowie die Fahrpläne der Speicher auf Basis von Prognosen der Stromproduktion und ggf. des Bedarfs an Regelenergie oder Strombörsenpreisen berechnet. Die Ausstattung des Leitsystems hängt dabei stark von der Anzahl der angeschlossenen Anlagen und Komplexität der Anwendungen ab.

Wird die gepoolte Leistung vom Poolingbetreiber am Regelleistungsmarkt angeboten, gelten IT-Mindestanforderungen der ÜNB an die Kommunikation, die zuletzt 2019 geändert wurden und die technische Einbindung von Kleinanlagen vereinfachen. Demnach können die technischen Einheiten (hier Haushalte) über das öffentliche Internet mit verschlüsseltem VPN zu Blöcken von 2 MW gebündelt werden. Zwischen den Anlagen und dem Poolingbetreiber muss ein sogenannter Medienbruch erfolgen, der den Datentransfer über eine serielle Schnittstelle vom Internet trennt. Die Kommunikation zwischen Poolingbetreiber und ÜNB findet wiederum nicht über das öffentliche Internet statt (50Hertz Transmission et al. 2019; Preiß 2020).

Abbildung 28: Schematische Darstellung der digitalen Infrastruktur in Fallstudie 4



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW; adaptiert nach Zajc et al. (2019)

7.1.3 Anwendungsgebiete

Das Anwendungsgebiet dieser Fallstudie umfasst alle PV-Speichersysteme in Deutschland. Dies betrifft insbesondere kleine PV-Aufdachanlagen auf privaten EZFH, perspektivisch auch PV-Mieterstromanlagen mit Speichern. Im Rahmen der Fallstudie werden letztere jedoch nicht weiter betrachtet.

7.2 Anwendungs- und Referenzfall Speicherpooling

Anwendungsfall / Betrachtete Varianten: Als Anwendungsfall werden PV-Speichersysteme betrachtet, die nicht nur mit einer internen Steuerung zur Eigenverbrauchsoptimierung ausgestattet sind, sondern zusätzlich auch Steuersignale von außen erhalten, z. B. zur Erhöhung des gemeinschaftlichen Eigenverbrauchs oder zur Bereitstellung von Regelenergie. Das System erbringt so zusätzliche sekundäre Anwendungen.

Referenzfall: Als Referenzfall zum Speicher im virtuellen Verbund wird das Prosuming in Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) betrachtet. Das Prosuming wird als reine Erhöhung des Eigenverbrauchs betrachtet. Zwar sind auch hier Mess- und Steuerungselemente notwendig, aber es erfolgt keine Vernetzung außerhalb des Hauses. Da in der Fallstudie von einer PV-Anlagengröße über 7 kWp ausgegangen wird, ist auch im Referenzfall ein iMSys vorhanden.

Tabelle 32: Vergleich Referenzfall und Fallstudie 4

Attribut / Ausprägung	Referenzfall	Varianten
Beschreibung	Lokales Batteriemangement	Externes Batteriemangement
Anwendung	Erhöhung des Eigenverbrauchs	Erhöhung des Eigenverbrauchs kombiniert mit einer Sekundärnutzung von außen
Datentransfer	Nur intern	Zwischen Poolingbetreiber und Batterie & ggf. zwischen Poolingbetreiber und ÜNB / Strombörse

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

7.3 Marktsituation und -entwicklung bis 2030

7.3.1 Marktsituation

Für diese Fallstudie wird insbesondere die Entwicklung des Markts für kleine Batteriespeicher aufgearbeitet, da dies dem maximalen Potenzial des Anwendungsfalls entspricht. Seit 2013 hat sich der Markt der Batteriespeicher stark vergrößert. Auch durch die Förderung von Batteriespeichern über ein eigenes KfW-Programm wurde eine große Preisreduktion von über 50 % zwischen 2013 und 2017 erreicht (vgl. Figgenger et al. 2018, S. 52). Diese hat dazu geführt, dass Ende 2017 die Zahl der Batteriespeicher je nach Quelle bei rund 85.000 lag – mit einer Kapazität von 600 MWh und ca. 280 MW Leistung (Figgenger et al. 2018, S. 38) – bzw. bei 96.210 Batteriespeichern (EuPD Research 2020). Bis Ende 2019 stieg die Zahl der Batteriespeicher laut EuPD Research auf 206.210 an. Bis Ende 2020 stieg die Zahl der Batteriespeicher weiter stark auf 272.000 an und wies eine Gesamtkapazität von 2,4 GWh auf (BSW Solar 2021). Das entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs seit 2017 von ca. 41 %.

Das Angebot an PV-Speichersystemen ist groß. Die Marktanteile der einzelnen Anbieter, deren Systeme bis Ende 2017 eine KfW-Förderung erhalten haben, wurden im Rahmen des Speichermonitorings der RWTH Aachen erfasst (Figgenger et al. 2018). Es wurden mehr als 20 Anbieter erfasst, wobei vier Anbieter (Sonnen, E3/DC, LG Chem, DEV Senec) den Markt in 2017 mit 62 % dominiert haben (vgl. Figgenger et al. 2018, S. 117). Acht weitere Anbieter (SMA, Solarwatt, Tesla, Fronius, VARTA, Daimler, Caterva und Kostal) hatten unter den KfW-geförderten Speichern jeweils einen Anteil von 1 % bis 6 %. Eine Studie von EuPD Research zum Speichermarkt 2019

zeigt, dass Sonnen weiterhin der Hauptanbieter von PV-Speichersystemen mit einem Marktanteil von 20 % ist. Dahinter folgen BYD mit 19 %, sowie die Unternehmen E3/DC (14 %), Senec (14 %) und LG (12 %) (EuPD Research 2020).

Unter diesen Anbietern bieten allerdings nur wenige direkt oder in Kooperation mit Energieversorgern ein Modell zur Zweitnutzung bzw. dem Pooling der Speicher an. Mit Sonnen bietet allerdings der größte Anbieter von PV-Speichersystemen auch eine Pooling-Lösung an, die unter dem Namen „SonnenCommunity“ geführt wird⁹⁰. Die SonnenCommunity ermöglicht den Teilnehmenden einen (bilanziell) gemeinschaftlichen Eigenverbrauch des Stroms innerhalb der Community. Die Steuerung der Speicher erfolgt dabei durch Sonnen als Energieversorger. Gleichzeitig nutzt Sonnen die gepoolten Speicher für weitere Zwecke. So wurde neben dem Energy Sharing bereits die Nutzung der Speicher für den Regelenenergiemarkt, für Redispatch, zur Vermeidung von lokalen Netzengpässen (Vermeidung von Abregelung) und tlw. für den Stromhandel genutzt (vgl. Preiß 2020; Preiß 2019).

Ein ähnliches Angebot macht der Energieversorger Lichtblick unter dem Namen „SchwarmBatterie“, wobei die Kund*innen hier zwischen Speichermodellen der Hersteller BYD und LG Chem wählen können⁹¹. Die Batteriesteuerung wird ebenfalls von Lichtblick übernommen. Anders als bei Sonnen wird jedoch keine Community gebildet und dementsprechend auch kein gemeinschaftlicher Eigenverbrauch angestrebt. Die sekundäre Dienstleistung, für die Lichtblick die Batterien im Rahmen des „Schwarms“ nutzt, ist die Bereitstellung von Regelenergie.

Neben Sonnen und Lichtblick gibt es weitere Anbieter, die zunächst Community-Modelle anbieten, welche sich zukünftig für ein Pooling der Speicher eignen. Ein Beispiel ist die SMA-Tochter coneva, die für Energieversorger die IT-Struktur für den Aufbau einer Community anbietet, wobei unterschiedliche PV-Anlagen und Batterietypen verbunden werden können. Anwendung hat dieses Modell beispielsweise in Schönau in Zusammenarbeit mit der EWS gefunden, jedoch wurde hier noch kein Sekundärnutzen umgesetzt (coneva 2020).

Daneben gibt es Speichersystem-Anbieter, die auf Cloud-Lösungen oder virtuelle Stromkonten setzen. Die Modelle stellen rein bilanzielle Erweiterungen der Haushaltsstromversorgung ohne externe Batteriesteuerung dar. Eine steuerungstechnische Anbindung ist auch nicht vorgesehen. Ein Beispiel hierfür ist die „Senec.Cloud“ (SENEC 2020), bei der Batteriespeicher des Senec-Herstellers DEV zum Einsatz kommen.

Teilweise binden auch Betreiber virtueller Kraftwerke einzelne Batteriespeicher in ihr Portfolio ein (vgl. z. B. Next Kraftwerke 2020a). Aktuell ist dies jedoch erst bei Leistungen ab 100 kW wirtschaftlich darstellbar⁹². Zukünftig und bei sinkenden Transaktionskosten, ist die Einbindung von kleineren Batteriespeichern aber auch hier denkbar.

7.3.2 Marktentwicklung 2030

Eine Prognose zur Entwicklung der Batteriespeicher bieten die genehmigten Szenariorahmen des Netzausbauplans 2019–2030 (BNetzA 2018, S. 112) sowie des Netzausbauplans 2021–2035 (BNetzA 2020b, S. 54). Der Status Quo (2017) stimmt mit der Anzahl installierter Batteriespeicher des Speichermonitorings überein (vgl. Figgner et al. 2018). Geht man von den aktuellen Zahlen des BSW Solar für 2020 aus, dann ist gemäß Szenario B von 2020 bis 2025 mit einem jährlichen Zuwachs an Batteriespeichern von ca. 17 % zu rechnen. Abgeleitet aus den absoluten Ausbauzahlen gemäß Szenariorahmen, sinkt der jährliche Zuwachs zwischen 2025 und 2030 auf

⁹⁰ <https://sonnen.de/sonnencommunity/> (Zugriff: 07.06.2021).

⁹¹ <https://www.lichtblick.de/schwarmenergie/schwarmbatterie/> (Zugriff: 07.06.2021).

⁹² Telefonisches Interview mit einem Angestellten für Geschäftsentwicklung eines virtuellen Kraftwerkbetreibers; 4.5.2020.

13 %. Im ambitionierteren Szenario C beträgt der jährliche Zuwachs von 2020 bis 2030 ca. 22 %. Die Entwicklung in Anzahl, Kapazität und Leistung können Tabelle 33 entnommen werden.

Tabelle 33: Entwicklung von privaten PV-Batteriespeichern (< 30 kW) im Szenario B und C der Netzentwicklungspläne 2030 und 2035

	Status Quo		Szenario B		Szenario C	
	2017 ^a	2020 ^c	2025 ^a	2030 ^a	2025 ^d	2030 ^b
Anzahl	86.000	272.000	600.000	1.100.000	617.090	1.400.000
Kapazität	0,6 GWh (Ø 6,8 kWh)	2,4 GWh (-)	4,2 GWh (Ø 7,0 kWh)	7,7 GWh (Ø 7,0 kWh)	4,8 GWh (-)	9,8 GWh (Ø 7,0 kWh)
Leistung	0,3 GW (Ø 3 kW)	- (-)	3,0 GW (Ø 5 kW)	7,7 GW (Ø 7 kW)	- (-)	9,8 GW (Ø 7 kW)

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW; ^aGenehmigung des Szenariorahmens 2019–2030 (BNetzA 2018, S. 112), ^bGenehmigung des Szenariorahmens 2021–2035 (BNetzA 2020b, S. 54), ^cBSW Solar (2021), ^deigene Berechnung auf Basis der jährlichen Wachstumsrate 2020–2030

Angesichts des in den letzten Jahren deutlich dynamischeren Zuwachses an Batteriespeichern, gehen die Autor*innen der vorliegenden Studie davon aus, dass die Werte in Tabelle 33 eher als konservative Einschätzung gesehen werden können. Die Einschätzung teilen auch Branchenverbände wie der BSW Solar. Dieser nimmt an, dass sich der jährliche Ausbau bis 2025 verdoppeln und bis 2030 verfünffachen wird. Zur Erreichung der Klimaziele sei bis 2030 ein Ausbau der PV-Speicherkapazität auf bis zu 18 GWh notwendig (BSW Solar 2021).

Der Anteil der kleineren PV-Batteriespeicher, die aktuell Teil eines virtuellen Kraftwerks sind, wird auf Basis des Marktanteils des Anbieters Sonnen abgeschätzt. Die zugrundeliegende Annahme ist, dass sich andere Anbieter bislang keine wesentlichen Marktanteile sichern konnten. Sonnen erreichte in den Jahren von 2016 bis 2019 einen Marktanteil von jeweils ca. 20 % an den verkauften Heimspeichersystemen (Enkhardt 2017; Enkhardt 2018; Enkhardt 2019; Enkhardt 2020). Somit entspricht auch der gesamte Marktanteil von Sonnen ca. 20 %. 2017 gab der Versorger an, dass ca. 80 % der Kund*innen zusätzlich zum Kauf von PV-Batteriespeichern auch weitere Energie-Dienstleistungen des Versorgers beziehen (sonnen 2017). Es wird vereinfacht angenommen, dass der Anteil bis 2020 konstant geblieben ist und die entsprechenden Kund*innen Teil des virtuellen Kraftwerks von sonnen sind. Basierend auf diesen Annahmen wären 2020 ca. 16 % der kleineren installierten PV-Batteriespeicher oder 43.520 Stück extern als Teil eines virtuellen Kraftwerks gesteuert worden.

Für die Abschätzung des Anteils bis 2030 wird auf Akzeptanzanalysen des Projekts „PV-Nutzen“ zurückgegriffen. Demnach zeigten ca. 20 bis 30 % von potenziellen PV-Speichereigentümer*innen unter bestimmten Bedingungen eine große Bereitschaft, ihren Speicher im Sinne des Gemeinwohl zu betreiben oder auch einen Fremdzugriff des Netzbetreibers auf den Speicher zuzulassen (Moshövel et al. 2015, S. 122 f.).

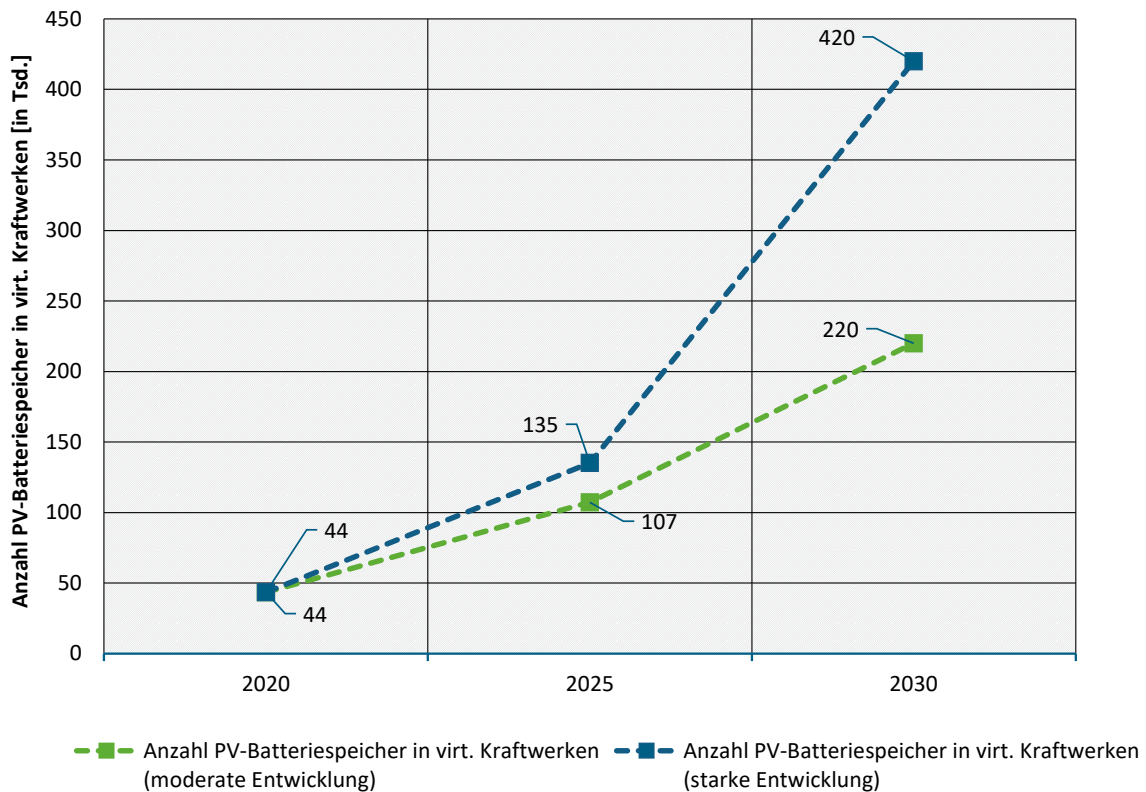
In Verbindung mit den Ausbauprognosen für kleinere PV-Batteriespeicher lassen sich zwei Marktentwicklungen bis 2030 ableiten:

- Moderate Marktentwicklung: Szenario B der Netzentwicklungspläne, 20 % der installierten Speicher sind Teil eines virtuellen Kraftwerks,

- ▶ Starke Marktentwicklung: Szenario C der Netzentwicklungspläne, 30 % der installierten Speicher sind Teil eines virtuellen Kraftwerks.

Auf Basis der Annahmen ist in Abbildung 29 die absolute Anzahl der kleineren PV-Batteriespeicher von 2020 bis 2030 für die Marktentwicklungen dargestellt. Demnach steigt Zahl von 43.520 in 2020 auf 220.000 in 2030 bei der moderaten Entwicklung und auf 420.000 in 2030 bei der starken Entwicklung.

Abbildung 29: Abschätzung der Marktentwicklung von PV-Speichern in virtuellen Kraftwerken bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Die dargestellten Marktentwicklungen bilden die Grundlage für die Hochrechnung der Klimaeffekte in Kapitel 7.5.

7.4 Abschätzung der zu erwartenden Klima- und Umwelteffekte

7.4.1 Untersuchungsrahmen

Die **Systemgrenze** der Fallstudie umfasst einen am Speicherpooling teilnehmenden Haushalt sowie den Poolingbetreiber. Berücksichtigt werden alle zum Betrieb des virtuellen Verbunds notwendigen technischen Komponenten. Hierzu zählen auf der Seite des Haushalts die Bereitstellung, Nutzung und Entsorgung der PV-Anlage und des Speichers sowie die notwendige Elektronik, Messtechnik und IKT inkl. Datentransfer. Auf der Seite des Poolingbetreibers wird die Bereitstellung, Nutzung und Entsorgung der IKT inkl. Datentransfer berücksichtigt. Für die Betrachtung der Effekte 3. Ordnung werden die Auswirkungen des Systems auf spezifische Strommärkte und die Stromnetzinfrastruktur betrachtet.

Als **funktionelle Einheit** der Fallstudie wird die Stromversorgung eines Einfamilien-Haushalts für ein Kalenderjahr herangezogen. Der Haushalt hat einen Strombedarf von 4.000 kWh⁹³ und ist mit einer installierten PV-Leistung von 9 kWp sowie einem Batteriespeicher mit einer Kapazität von 9 kWh ausgestattet⁹⁴. Die Versorgung umfasst sowohl den Stromnetzbezug als auch den PV-Stromeigenverbrauch und die PV-Stromeinspeisung ins öffentliche Stromnetz. **Örtlich** bezieht sich die Fallstudie auf einen Haushalt in Deutschland mit einer Solareinstrahlung von 1.000 kWh/m²*a.

7.4.2 Sachbilanz

7.4.2.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

Die notwendigen Bauteile für den Referenzfall und die digitalen Varianten der Fallstudie wurden auf Basis von zwei Experteninterviews und weiterführenden Recherchen ermittelt. Die Interviews fanden mit Anbietern statt, die ausschließlich PV-Heimspeicher oder virtuelle Kraftwerke mit Speichereinheiten im virtuellen Verbund organisieren. Tabelle 34 führt die energietechnischen Anlagen und IKT-Geräte nach Einsatzort, Häufigkeit und betrachtetem Fall zusammen.

Sowohl im Referenzfall als auch in den digitalen Varianten der Fallstudie sind baugleiche PV-Anlagen, Lithium-Ionen-Batterien sowie Peripheriegeräte (Elektronik, Messtechnik) verbaut. Typischerweise werden für das Speicherpooling PV-Anlagen mit einer Leistung von 8 bis unter 10 kWp verbaut. Die obere Grenze ergibt sich aus der gesetzlich geregelten EEG-Umlagebefreiung, die für Anlagen bis 10 kWp besteht (EEG 2017, § 61a). Für die Fallstudie wird der Empfehlung des Interviewpartners gefolgt und die Anlagenleistung auf 9 kWp festgelegt⁹⁵. Im Vergleich hierzu lag die durchschnittliche Nennleistung von PV-Anlagen in 2017 bei 8,1 kWp (Figgenger et al. 2018, S. 33). Für die ökologische Modellierung der Anlage wird ein ÖKOBAUDAT-Datensatz verwendet, der von einer Solarstrahlungsenergie von 1.000 kWh/m²*a ausgeht. Die daraus produzierte Strommenge beträgt 100,7 kWh/m²*a (BMI 2019a). Unter der Annahme eines Verhältnisses von Peak-Leistung zu PV-Fläche von 6,1 m²/kWp ergibt für die modellierte PV-Anlage eine Jahreserzeugung von 5491,7 kWh. Neben dem Modul berücksichtigt der ÖKOBAUDAT-Datensatz die Material- und Energieaufwendungen für Verkabelung, Befestigungsmittel und Wechselrichter⁹⁶ (BMI 2019a).

Die Dimensionierung des Speichers (9 kWh) basiert ebenfalls auf Aussagen aus den Experteninterviews⁹⁵. Das resultierende Verhältnis aus nutzbarer Batteriekapazität zur Nennleistung der PV-Anlage von 1,0 kWh/kWp entspricht dem Marktdurchschnitt 2017. Dieses Verhältnis ist von 2015 bis 2017 kontinuierlich gestiegen (Figgenger et al. 2018, S. 45 ff.). Neuere Zahlen aus dem „Speichermonitoring“ der RWTH Aachen liegen nicht vor.

Zum verwendeten Batterietyp gab ein Interviewpartner an, dass in seinem Geschäftsmodell Lithium-Eisenphosphat-Batterien (LFP-Batterien) verwendet werden⁹⁵. Im Vergleich zu anderen Batterietypen wie Nickel-Mangan-Cobalt-Batterien (NMC-Batterien) sind LFP-Batterien nicht auf die kritischen Ressourcen Kobalt und Nickel angewiesen sowie robuster und langlebiger. Potenzieller Nachteil ist die geringere Energiedichte, wobei der daraus resultierende, größere Platzbedarf pro Speicherkapazität laut Interviewpartner in Einfamilienhäusern häufig keine

⁹³ Strombedarf inkl. der Strommenge für 2 Zähler und 1 SMGW. In den Darstellungen zu den Umweltlasten der Referenz, wird der Strombedarf der MRT zugeordnet.

⁹⁴ Die Auswirkung eines kleineren Speichers auf die Fallstudie wird in Kap. 7.4.2.3 diskutiert.

⁹⁵ Telefonisches Interview mit einem Angestellten für regulatorische Angelegenheiten eines Speicherpooling-Betreibers; 20.4.2020.

⁹⁶ Da die Komponenten im Datensatz nicht separat ausgewiesen sind, werden sie in der eigenen Wirkungsabschätzung der Energietechnik zugeordnet.

Rolle spielen. Wissenschaftliche Vergleiche belegen, dass die Produktion von LFP-Batterien geringere Umweltbelastungen als NMC-Batterien aufweisen (vgl. Wang et al. 2018; Ioakimidis et al. 2019). Stationäre LFP-Batterien sind innerhalb der Gruppe der Lithium-Ionen-Batterien handelsüblich und werden von verschiedenen Anbietern vertrieben (vgl. C.A.R.M.E.N. e.V. 2019). Für die ökologische Modellierung wird ein ÖKOBAUDAT-Datensatz herangezogen, der die Umweltbelastung pro kWh Speicherkapazität wiedergibt und für die Fallstudie entsprechend skaliert wurde. Der Wirkungsgrad der Batterie ist mit 92 % angegeben. Der Datensatz berücksichtigt außerdem den Energie- und Materialaufwand für Steuer- und Regelelektronik⁹⁷ (BMI 2019b).

Für die Kombination aus PV-Anlagenleistung und Batteriespeicherkapazität wird eine Deckung des Haushaltsstrombedarfs (Autarkiegrad) von 79 % abgeschätzt (Weniger et al. 2015, S. 79). Für die verbleibenden 21 % wird ein Netzbezug gemäß des deutschen Strommix 2018 unterstellt.

Die IKT-Geräte im Haushalt belaufen sich sowohl im Referenzfall als auch in der digitalen Variante auf zwei digitale Zähler (ein Zähler zur Erfassung der PV-Einspeisung, ein Zähler zur Erfassung der Speicher-Einspeisung) mit einem Gateway, das über das HAN mit dem Internet verbunden ist. Die Annahme für den Referenzfall berücksichtigt die gesetzlichen Regelungen, wonach EEG-geförderte PV-Anlagen mit einer Leistung von über 7 kWp mit einem intelligenten Messsystem auszurüsten sind (MsbG 2016, § 29 Abs. 1).

Für das Management des Speicherpools nutzt der Poolingbetreiber laut Interviewpartner Rackserver und hiervon „wenige Höheneinheiten“, die aus Sicherheitsgründen mehrfach redundant eingesetzt werden⁹⁸. Für die Berechnungen wird von drei Servern mit je 18 Höheneinheiten (HE) ausgegangen. Der Betrieb des virtuellen Speicherpools wird von einigen wenigen Mitarbeitenden über Arbeitsrechner (Laptops) organisiert. Es wird ein Dreischichtbetrieb mit je drei Mitarbeitenden angenommen. Der Stromverbrauch von Servern und Laptops ist ebenfalls berücksichtigt.

Für alle Bauteile werden die Material- und Energieaufwendungen sowie Emissionen aus Herstellung, Betrieb und Entsorgung ökologisch bilanziert.

Tabelle 34: Übersicht über die Bauteile in Fallstudie 4

Bauteil	Einsatzort	Einsatzhäufigkeit	Vorhanden in Referenz / Variante?
PV-Anlage (9 kWp)	Haushalt	1 pro Haushalt	Referenz + alle Varianten
Lithium-Eisenphosphat-Batterie (9 kWh, 3 kW)	Haushalt	1 pro Haushalt	Referenz + alle Varianten
Laderegler / Steuereinheit	Haushalt	1 pro Haushalt	Referenz + alle Varianten
Wechselrichter	Haushalt	1 pro Haushalt	Referenz + alle Varianten
Digitaler Zähler	Haushalt	2 pro Haushalt	Referenz + alle Varianten
Smart Meter Gateway	Haushalt	1 pro Haushalt	Referenz + alle Varianten

⁹⁷ Da die Komponenten im Datensatz nicht separat ausgewiesen sind, werden sie in der eigenen Wirkungsabschätzung der Energietechnik zugeordnet.

⁹⁸ Telefonisches Interview mit einem Angestellten für regulatorische Angelegenheiten eines Speicherpooling-Betreibers; 20.4.2020.

Bauteil	Einsatzort	Einsatzhäufigkeit	Vorhanden in Referenz / Variante?
Rackserver*	Poolingbetreiber	3 Mal 18 Höheneinheiten pro Pooling	Varianten
Laptop*	Poolingbetreiber	9 pro Pooling	Varianten

* Angaben werden durch Anzahl der Poolteilnehmenden geteilt

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Es wird angenommen, dass die Daten zur PV-Stromeinspeisung und zum Eigenverbrauch im Referenzfall an den Smart Meter Gateway Administrator gesendet werden (Annahme: 1 GB) und in der digitalen Variante zusätzlich an den Poolingbetreiber. Für die versendete Datenmenge wurden von den Interviewpartnern widersprüchliche Aussagen gemacht. Mitunter wurde die Menge mit der von herkömmlichen Smart Meter Anwendungen verglichen (ca. 1 GB). Das Datenaufkommen wurde vom zweiten Interviewpartner für zu hoch eingeschätzt. Als konservative Annahme wird von 1 GB ausgegangen. Somit verdoppelt sich der Datentransfer im Vergleich zum Referenzfall. Zur Häufigkeit der Datenübertragung gab ein Interviewpartner an, dass diese bei kleinen technischen Einheiten aus Kostengründen nicht kontinuierlich verschickt werden, sondern in größeren Zeitintervallen von mehreren Minuten⁹⁹.

Weitere relevante Datenmengen fallen beim Besuch der Kunden im Kundenportal an. Die Datenmenge von 200 MB/a basiert auf der Annahme, dass die Haushaltsbewohner*innen in Summe 100 Min/a auf dem Kundenportal mit einem Endgerät verbringen (siehe hierzu Kapitel 2.2.2.1).

Vom Poolingbetreiber an den Haushalt werden Steuersignale zum Ein- und Ausspeichern gesendet. Es liegen keine Angaben zur Höhe des Datentransfers vor. Es wird aber davon ausgegangen, dass diese im Vergleich zur Datenmenge, vom Haushalt an den Poolingbetreiber vernachlässigbar ist. Gleiches gilt für die Datenmenge vom ÜNB (im Fall der Regelenergiebereitstellung) an den Poolingbetreiber, die zusätzlich über alle Kund*innen des Poolingbetreibers zu verteilen wäre und somit pro Haushalt vergleichsweise klein ist.

Zu den sonstigen Datenmengen, die beim Poolingbetreiber zur Marktteilnahme zu verorten sind (z. B. Wetterprognosen, Strommarktdaten etc.) liegen keine Informationen vor. Ein Interviewpartner gab an, dass die Zuordnung der Datenmengen zu den einzelnen, parallellaufenden Versorgungsmodellen des Unternehmens schwierig ist. Für die Betrachtung der Effekte 1. Ordnung wird unter Berücksichtigung der Anzahl teilnehmender Kund*innen bzw. Haushalte angenommen, dass die Datenmenge pro Haushalt vernachlässigbar ist.

Die Anzahl der teilnehmenden Haushalte beim Poolingbetreiber wird auf 32.000 abgeschätzt. Die Zahl basiert auf dem Marktanteil des größten deutschen Heimspeicheranbieters Sonnen¹⁰⁰, der über den Tarif „sonnenFlat“ PV-Batteriespeicher zu einem virtuellen Kraftwerk poolt (sonnen 2020).

⁹⁹ Telefonisches Interview mit einem Angestellten für Geschäftsentwicklung eines virtuellen Kraftwerkbetreibers; 4.5.2020.

¹⁰⁰ In 2019 waren in Deutschland rund 200.000 Heimspeicher installiert (Enkhardt 2020). sonnen erreichte in den Jahren von 2016 bis 2019 einen Marktanteil von jeweils ca. 20 % an den verkauften Heimspeichersystemen (Enkhardt 2017; Enkhardt 2018; Enkhardt 2019; Enkhardt 2020). 2017 gab der Versorger an, dass ca. 80 % der Kunden zusätzlich zum Kauf auch weitere Energie-Dienstleistungen des Versorgers, wie u.a. die sonnenFlat, beziehen (sonnen 2017). Für die Fallstudie wird angenommen, dass die digitale Infrastruktur des Anbieters für alle Dienstleistungen in Anspruch genommen wird. In 2019 waren in Deutschland rund 200.000 Heimspeicher installiert (Enkhardt 2020). sonnen erreichte in den Jahren von 2016 bis 2019 einen Marktanteil von jeweils ca. 20 % an den verkauften Heimspeichersystemen (Enkhardt 2017; Enkhardt 2018; Enkhardt 2019; Enkhardt 2020).

Tabelle 35: Übersicht über den Datentransfer in den Varianten der Fallstudie 4

Datenübertragung	Sender	Empfänger	Genutzte Infrastruktur
Daten zu Einspeisung und Eigenverbrauch (1 GB)	Haushalt	Poolingbetreiber	WAN / HAN
Kundenportal (0,2 GB)	Poolingbetreiber	Haushalt	WAN
Steuersignal	Poolingbetreiber	Haushalt	WAN / NAN / HAN
Daten zur Netzauslastung und zum Netzzustand	ÜNB	Poolingbetreiber	WAN
Steuersignal	ÜNB	Poolingbetreiber	WAN

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Um den Unsicherheiten bei der Modellierung der Effekte 1. Ordnung zu begegnen, werden neben dem Base Case ein Best und ein Worst Case berechnet. Dabei werden die Anlagenkomponenten des Poolingbetreibers sowie der notwendige Datentransfer im Bereich von $\pm 50\%$ variiert und die Wirkung diskutiert.

7.4.2.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

Für die Effekte 2. Ordnung sind in der Fallstudie v. a. die Auswirkungen unterschiedlicher Lade-strategien auf die Struktur der Haushaltsstromversorgung zu berücksichtigen. Die Lade-strategien von PV-Speichern können einen Einfluss auf die produzierte und abgeregelte PV-Strom-menge, auf die vom Haushalt genutzte PV-Strommenge sowie auf die ins Stromnetz eingespeiste PV-Strommenge und aus dem Netz bezogene Strommenge haben.

Für den Referenzfall und die digitale Variante werden folgende Annahmen getroffen:

- ▶ **Referenz:** Für die Referenz wird eine eigenverbrauchsoptimierende Lade-strategie angenom-men. Die Strategie führt dazu, dass PV-Strom bei bestehender Last verbraucht wird und der Speicher lädt, sobald die PV-Leistung die Nachfrage übersteigt und bis die maximale Spei-cherkapazität erreicht ist (Moshövel et al. 2015, S. 33). Die derzeitige Einspeisebegrenzung für PV-Anlagen liegt bei 50 bis 70 % der installierten Leistung, je nachdem ob eine Förde-rung für die Speicheranschaffung in Anspruch genommen wird und welche Anforderungen hierfür gelten. Da in der Vergangenheit für einen relevanten Anteil von Speichern eine För-derung mit der Bedingung der 50 %-Einspeisegrenze bezogen wurde (vgl. Figgenger et al. 2018), ist dies der Startpunkt in der Analyse der Fallstudie. Eine höhere Einspeisegrenze ist vor allem für die verfügbare Strommenge für externe Energiedienstleistungen (Effekte 3. Ordnung, siehe Kap. 7.4.2.3) relevant.
- ▶ **Digitale Variante (Speicherpooling):** Für die Fallstudie wird davon ausgegangen, dass das Pooling die maximale Nutzbarmachung des PV-Stroms aller beteiligten Haushalte für den Verbrauch im Pool und weitere Dienstleistungen zum Ziel hat. Studien, die ein Ladeverhalten im Pool simulieren, konnten nicht identifiziert werden. Stattdessen wird auf den Einfluss so-geannter prognosebasierter Lade-strategien zurückgegriffen und unterstellt, dass der Poo-lingbetreiber den Batteriepool nach ähnlichen Prinzipien steuert. Bei der Lade-strategie wird der Einfluss des Wetters auf die kommende PV-Stromerzeugung berücksichtigt. Das führt

mitunter zu zeitlichen Verschiebungen der PV-Stromein- und -ausspeisung. Ggf. ist der Poolingbetreiber auf anderen oder zusätzlichen Märkten aktiv (siehe auch Kapitel 7.4.2.3). Eine Orientierung an Spotmarktpreisen kann ggf. zu anderen Eigenverbräuchen führen als eine Ein- und Ausspeicherung, die im Rahmen des Einspeisemanagements organisiert ist.

Zur Messung des Einflusses der prognosebasierten Ladestrategie auf die Struktur der Haushaltsstromversorgung kann die Menge des genutzten PV-Stroms (Eigenverbrauch) oder der sogenannte Autarkiegrad herangezogen werden. Der Autarkiegrad ist definiert als der Anteil des Eigenverbrauches an der Gesamtstromversorgung eines Haushalts (Eigenverbrauch / Gesamtstromverbrauch). Davon zu unterscheiden ist die Eigenverbrauchsquote, welche den Anteil des Eigenverbrauchs an der PV-Stromproduktion widerspiegelt (Eigenverbrauch / PV-Stromerzeugung) (Figgenger et al. 2018, S. 63 ff.).

Wie oben erwähnt, konnten keine Studien zu den spezifischen Effekten des Speicherpoolings durch einen Poolingbetreiber auf einzelne Haushalte identifiziert werden, jedoch für Ladestrategien, für die ähnliche Effekte auf die Versorgungsstruktur des Haushalts unterstellt werden.

Verschiedene Studien untersuchen den Unterschied zwischen einer eigenverbrauchsoptimierten Batteriesteuerung und einer netzoptimierten bzw. prognosebasierten Batteriesteuerung. In mehreren Studien wird festgestellt, dass die alternativen Steuerstrategien im Vergleich zur eigenverbrauchsoptimierung keinen (Samweber et al. 2017, S. 184) oder nur einen geringen Einfluss (Moshövel et al. 2015, S. 170; Weniger et al. 2014, S. 63f.) auf den Eigenverbrauch bzw. Autarkiegrad einzelner Haushalte haben. Das bedeutet, dass sich die Anteile von Netzbezug und PV-Eigenversorgung im Vergleich über ein Jahr hinweg kaum unterscheiden. Änderungen ergeben sich hingegen bei kürzeren Zeitintervallen.

Zur Bestimmung der Umweltwirkungen des Speicherpoolings bezogen auf ein Kalenderjahr wird daher vereinfacht angenommen, dass die Ladestrategie keinen Einfluss auf die auf den Eigenverbrauch des modellierten Haushalts hat. Änderungen ergeben sich hingegen bei den Effekten 3. Ordnung, da über die prognosebasierte Ladestrategie Abregelungen der PV-Stromanlage vermieden werden und zusätzlicher PV-Strom für die Einspeisung in das Verteilnetz nutzbar gemacht wird. Außerdem können mit dem Speicher gezielt weitere Märkte bedient werden.

Über den Effekt auf den Eigenverbrauch hinaus wird in der Literatur beschrieben, dass bei prognosebasierten Ladestrategien lediglich geringe Auswirkungen auf die Betriebseigenschaften (Anzahl Vollzyklen, mittlerer Ladezustand) des Speichers festzustellen sind (vgl. Samweber et al. 2017, S. 184) oder diese sich sogar positiv auf die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien auswirken (Moshövel et al. 2015, S. 170). Diese Effekte werden in der Modellierung der Fallstudie aufgrund des geringen Ausmaßes vernachlässigt.

7.4.2.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Bei den Effekten 3. Ordnung werden zwei systemische Effekte des Speicherpoolings im Vergleich zum Referenzfall quantitativ berücksichtigt: erstens, der Einfluss auf den Strommix durch die zusätzliche PV-Stromeinspeisung aufgrund vermiedener Abregelung und Speichersteuerung und zweitens, der vermiedene Netzausbau auf Verteilnetzebene durch ein netzdienlicheres Verhalten. Beide Effekte ergeben sich aus der veränderten Ladestrategie im Vergleich zum Referenzfall und werden im Folgenden diskutiert. Die Effekte aus Benutzerperspektive werden qualitativ berücksichtigt.

Veränderung des Strommix

Durch die externe Batteriesteuerung kann der Poolingbetreiber auf die Batterie zugreifen, um sowohl Leistung und Kapazität zu vermarkten als auch um Abregelungsverluste zu vermeiden

und zusätzliche Strommengen verfügbar zu machen. Diese zusätzlichen Dienstleistungen im Vergleich zur Referenz verdrängen ggf. Stromerzeugungsmengen aus anderen Kraftwerkstypen.

Für die ökologische Bilanzierung wird vereinfachend angenommen, dass der Poolingbetreiber nur eine der Dienstleistungen pro Zeitpunkt erbringt. In der Realität optimiert der Betreiber sein Portfolio aus Einspeisern und Abnehmern über mehrere Märkte hinweg. Die sich daraus ergebenden Interdependenzen sind nicht Teil der Untersuchung. Die vereinfachende Annahme erlaubt es, den idealtypischen ökologischen Effekt pro Markt darzustellen, der durch die Aktivität des Betreibers entstehen kann.

Für jede Dienstleistung werden Datensätze aus der Ecoinvent 3.5 Datenbank herangezogen und für eine repräsentative Kilowattstunde oder Leistung aufbereitet. Pro Dienstleistung werden folgende Referenzwerte angesetzt:

- ▶ **Primärregelleistung:** Die Emissionen werden gemäß der Struktur der präqualifizierten Kraftwerksleistungen und pro Kilowatt Systemdienstleistung bestimmt¹⁰¹. Der gewählte Berechnungsansatz liefert eine durchschnittliche Umweltlast von 1.774,4 kg CO_{2eq}/kW für das Jahr 2018 (siehe Anhang A.2). Für Batteriespeicher ergibt sich lediglich eine Last von 66,9 kg CO_{2eq}/kW, die aus einem angenommenen Eigenverbrauch von 121,4 kWh/kW für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt abgeleitet wird (in Anlehnung an Koj et al. (2015)). Für den betrachteten PV-Batteriespeicher wird angenommen, dass 20 % der Batterieleistung für den Einsatz am Primärregelleistungsmarkt zur Verfügung stehen und diese durchschnittlich oft eingesetzt werden. Der vollständige Berechnungsansatz ist in Anhang A.2 nachzuvollziehen.
- ▶ **Spot- und Intraday-Stromhandel:** Im Vergleich zur Eigenverbrauchsoptimierung können prognosebasierte Ladestrategien von Batteriespeichern den Abregelungsverlust der PV-Stromerzeugung deutlich reduzieren (Moshövel et al. 2015, S. 47; Weniger et al. 2015, S. 52 f.). Die Abregelung ist jene PV-Strommenge, die weder vom Haushalt verbraucht noch ins Stromnetz aufgrund technischer und regulatorischer Grenzen eingespeist werden kann und somit für keine Nutzung zur Verfügung steht. Für die Fallstudie wird angenommen, dass durch das Speicherpooling eine Abregelung von 11,2 % im Referenzfall auf bis zu 5,0 % (digitale Variante) der potenziellen PV-Stromerzeugung des Haushalts reduziert werden kann (vgl. Weniger et al. 2016, S. 20). Das bedeutet, dass von der Jahreserzeugung der PV-Anlage zusätzlich 340,5 kWh ohne zusätzliche Umweltwirkung zur Verfügung stehen. Durch Berücksichtigung des Batteriewirkungsgrades verringert sich der Wert auf 313,2 kWh. Der Wert ist als maximale Einspeisemenge zu verstehen, die den Strommix an der Strombörse verdrängt. Ein kleinerer Speicher mit einer Kapazität von 7 kWh, wie im Netzentwicklungsplan Strom unterstellt (siehe Tabelle 33), und sonst gleichen Ausgangsbedingungen (Stromverbrauch des Haushalts, Größe der PV-Anlage) führt zu vergleichbaren Ergebnissen. Statt 11,3 % der Jahresstromerzeugung im Referenzfall reduzieren sich die Verluste auf 5,3 % im

¹⁰¹ Im Regelleistungsmarkt werden zur Frequenz- und Spannungshaltung Kraftwerksleistung oder Lasten zu- oder abgeschaltet. Die Leistung muss von den Anbietern vorgehalten und zu jedem Zeitpunkt abrufbar sein. Zur Bereitstellung der Leistung benötigen die unterschiedlichen Kraftwerkstypen verschiedene Energietypen (thermische Kraftwerke benötigen Primärenergieträger, Speicherkraftwerke benötigen Strom) und unterschiedliche Energiemengen (ständige Leistungsvorhaltung im Teillastbetrieb bei thermischen Kraftwerken, Eigenverbrauch für die Stromein- und -ausspeicherung bei Speicherkraftwerken). Um die Umweltbelastungen der Kraftwerkstypen vergleichbar zu machen, werden für die Fallstudie alle Umweltlasten auf das Kilowatt Kraftwerksleistung bezogen.

Anwendungsfall (vgl. Weniger et al. 2016, S. 20). Im Vergleich zur Variante mit einer Speicherkapazität von 9 kWh vermindert sich die zusätzliche Jahreserzeugung von 340,5 kWh auf 329,5 kWh. Referenzwert für den Spot- und Intraday-Stromhandel ist der Strommix 2018, der unter Berücksichtigung der Vorketten ein Treibhauspotenzial von 0,551 kg CO_{2eq}/kWh aufweist. Wird statt PV-Strom Graustrom vom Dienstleister ein- und gespeichert, verringert sich der ökologische Vorteil. Es ist aber von einem verbleibenden Vorteil auszugehen, da tendenziell in Zeiten niedriger Strompreis mit hohen EE-Anteilen eingespeichert und in Zeiten hoher Strompreis mit niedrigen EE-Anteilen ausgespeichert wird.

- ▶ Redispatch: Für den Redispatch kommen v. a. konventionelle Kraftwerke zum Einsatz (vgl. BNetzA 2019b, S. 25). Aus der Verteilung der einspeiseerhöhenden Redispatch-Kraftwerke (positiver Redispatch) in 2018 wird eine spezifische Umweltlast von 0,698 kg CO_{2eq}/kWh abgeleitet. Der Einsatz eines Kraftwerks für den Redispatch ist aber stark standortabhängig. Daher kann ein generelles Verhältnis der Umweltlasten zwischen Redispatch und Speicherpooling pro Kilowattstunde angenommen werden, jedoch keine Einsatzhäufigkeit eines Speichers für diesen Zweck bzw. keine Skalierung der Umweltlast.
- ▶ Einspeisemanagement / „Nutzen statt abregeln“: Die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement Maßnahmen belief sich 2018 auf 5,4 TWh. Die Menge verteilte sich im Wesentlichen zu 72,0 % auf Wind onshore Anlagen, zu 25,1 % auf Wind offshore Anlagen und zu 2,2 % auf PV-Anlagen (BNetzA und BKartA 2020, S. 158). Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Belastung von 0,015 kg CO_{2eq}/kWh. Diese Belastung ist mit der Umweltwirkung des durchschnittlichen Strommixes aufzuwiegen, der stattdessen einspeist wurde. Wie beim Redispatch kann keine Einsatzhäufigkeit oder Skalierung abgeschätzt werden.
- ▶ Energysharing in der Speicher-Community: Durch das Energysharing wird ein bilanzieller Austausch von PV-Strommengen in der Speicher-Community erreicht. Es wird nicht davon ausgegangen, dass hierdurch zusätzliche Strommengen verfügbar gemacht werden und sich durch die Dienstleistung die Struktur der öffentlichen Strombereitstellung verändert.
- ▶ Lastmanagement in Verteilnetzen: Der Verteilnetzbetreiber greift bei dieser Dienstleistung direkt oder über den Poolingbetreiber auf den Speicher zu, um den Netzbetrieb zu sichern. Ohne den Zugriff regelt er für diese Aufgabe die Netzbetriebsmittel und greift auf steuerbare Lasten und einspeisende Anlagen zu. Inwieweit durch die Steuerung von PV-Batteriespeichern Strommengen aus anderen Erzeugungsanlagen verdrängt werden können, ist nicht pauschal abzuschätzen und wird nicht weiter betrachtet. Stattdessen wird der Effekt des Speicherpoolings auf den Netzausbau unten diskutiert.

Je Dienstleistung werden unterschiedliche ökologische Wirkungen erzielt. Bezüglich der verdrängten Strommengen v. a. im Spot- und Intradaymarkt ist festzuhalten, dass der nutzbare PV-Strom durch die Erbringung der Dienstleistung kleiner als der vermiedene Abregelungsverlust sein kann z. B., wenn die Ladesteuerung in der Realität nicht die Optimierung der PV-Stromerzeugung zum Ziel hat oder wenn die zulässige Einspeisegrenze der PV-Anlage über 50 % der installierten Leistung liegt. Somit stellt das Vorgehen zur Betrachtung der Auswirkungen auf den Strommix eine starke Vereinfachung dar, welche tendenziell den maximalen Verdrängungseffekt abbildet.

Wichtig zu erwähnen ist, dass die aufgezeigten Systemeffekte in Teilen auch ohne das Speicherpooling und sogar ohne digitale Technologien gehoben werden können, z. B. durch prognosebasierte Ladestrategien, die nicht auf eine externe Steuerung und nicht auf die Übertragung von Wetterdaten angewiesen sind (z. B. Persistenzprognose, siehe hierzu Moshövel (2015)). Die Teilnahme an spezifischen Märkten ist mit diesen Ladestrategien aber nicht möglich. Hierfür sind Marktzugänge von Aggregatoren bzw. des Poolingbetreibers und Kommunikationselektronik unverzichtbar. Insofern liegt ein wesentlicher Wert des Speicherpoolings in der Flexibilität, mit der PV-Strom in einem bestimmten Markt oder auch zwischen Märkten zeitlich versetzt ein- und ausgespeist werden kann.

Vermiedener Netzausbau

Mehrere Studien geben an, dass durch prognosebasierte und netzoptimierende Ladestrategien Netzausbau auf der Verteilnetzebene vermieden werden kann (Zander et al. 2017, S. 120; Bühler et al. 2017, S. 114 f.). Rein preisoptimierende Strategien können aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten (einspeichern bei niedrigen Preisen, ausspeichern bei hohen Preisen) auch kritische Netzsituationen hervorrufen (Zander et al. 2017, S. 110; Zeh 2017, S. 176).

Die Höhe des vermiedenen Netzausbaus, der durch alternative Ladestrategien erzielt werden kann, ist stark von verschiedenen Faktoren abhängig (Netztyp, installierte EE-Kapazität, Gleichzeitigkeit der PV-Stromeinspeisung etc.). Unter Umständen ist der Effekt gar nicht vorhanden, wenn die derzeitige Netzausbausituation in einem Verteilnetz hinreichend ist, um weitere EE-Kapazitäten aufzunehmen.

Das ökologische Potenzial für die Vermeidung von Netzausbau wird im Rahmen eines ökologischen Break-even exemplarisch pro Haushalt ermittelt. Das grundsätzliche Vorgehen ist in Kapitel 0 beschrieben. Dabei sei angemerkt, dass die Vermeidung von Netzausbau nicht durch einen einzelnen Batteriespeicher erreicht werden kann, sondern nur durch mehrere Speichersysteme an kritischen Netzstellen.

Effekte aus Benutzersperspektive

Bisher gibt es keine Erkenntnisse dazu, inwiefern durch das Speicherpooling Rebound-Effekte zu erwarten sind. Aus vereinzelt qualitativen Studien (vgl. Galvin 2020; Weiß 2019) lassen sich jedoch erste Vermutungen zu Rebound-, Effizienz- und Suffizienz-Effekten durch die Installation einer PV-Anlage ableiten. Ein in der Untersuchung von Galvin (2020, S. 6) genannter Rebound-Effekt ist die zusätzliche Nutzung von elektrischen Verbrauchern zur Mittagszeit, um die Abregelung des selbsterzeugten Stroms bei Leistung über 70 % der Kapazität zu vermeiden. Dieser Effekt könnte durch das Pooling von Batterien evtl. abgemildert werden, da hier durch eine intelligente Batteriesteuerung die Abregelung vermieden wird und somit kein zusätzlicher Energieverbrauch entsteht. Daneben wurde auch die Anschaffung von Großverbrauchern wie ein elektrisch beheizbarer Pool nach Installation einer PV-Anlage genannt (vgl. Weiß 2019). Dieser Effekt kann auch bei Pooling von Speichern bzw. insbesondere bei einer Strom-Community bestand haben, wenn der verbrauchte Strom vollständig in der Community durch erneuerbare Energien erzeugt wird. Positiv hervorgehoben wird in beiden Publikationen der Einspareffekt durch das Monitoring, das häufig gemeinsam mit PV-Anlage und ggf. Batterie angeboten wird. Es gibt erstmal keine Anhaltspunkte, dass dieser positive Effekt durch das Speicherpooling verändert wird.

Durch die Teilnahme am Speicherpooling sind damit keine direkten Rebound-Effekte gegenüber dem Referenzfall zu erwarten. Durch finanzielle Anreizsetzung der Versorger – wie etwa bei Sonnen – sind aber indirekte Rebounds wahrscheinlich. Der Versorger garantiert den Kund*in-

nen des Speicherpooling-Tarifs eine jährliche Gewinnbeteiligung von 119 Euro über einen Zeitraum von 10 Jahren (sonnen 2020). Angenommen die Kund*innen verwenden den Geldwert für energie- und ressourcenintensive Produkte und Dienstleistungen, wird der Umweltvorteil des Speicherpoolings zumindest in Teilen kompensiert.

Ein Interviewpartner gab an, dass die Digitalisierung mit ihren Anwendungen im Energiebereich den Kund*innen und Kunden das Gefühl des Mitmachens bei der Energiewende geben kann und somit ein Potenzial zur Schaffung von Akzeptanz für die Energiewende besitzt. Dadurch werde mitunter auch eine Offenheit gegenüber anderen Technologien wie der E-Mobilität geschaffen.¹⁰² Über das Ausmaß dieses potenziellen Spillover-Effekts konnte von der Person keine Angaben gemacht werden.

7.4.2.4 Sensitivitätsanalyse

Es erfolgte eine Sensitivitätsanalyse, um die Unsicherheiten in den Annahmen und Daten zu berücksichtigen und die Robustheit der Ergebnisse einschätzen zu können. In den Base Case gehen die Annahmen ein, die aus Sicht der Autor*innen am plausibelsten sind. In einem Best Case wurden jeweils die Annahmen zusammengetragen, die zu besonders geringen, und in einem Worst Case die Annahmen, die zu besonders hohen Treibhausgasemissionen der IKT-Anwendungen führen. Tabelle 28 führt die Input-Parameter auf, die für Best und Worst Case angenommen wurden.

Tabelle 36: Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 4

Bauteil	Base Case	Best Case	Worst Case
Anzahl Rackserver (Höheneinheiten)*	3 x 18	3 x 9	3 x 27
Stromverbrauch Rackserver gesamt [kWh/a]*	65.016	32.508	97.524
Laptops [Stück]*	9	4,5	13,5
Stromverbrauch Laptops gesamt [kWh/a]*	499	250	749
Datentransfer zu Poolingbetreiber [GB/a]	1	0,5	1,5
Datentransfer Portalnutzung [GB/a]	0,2	0,1	0,3

* Angaben werden durch Anzahl der Poolteilnehmer*innen geteilt

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

7.4.3 Zusammenfassung der umweltrelevanten Effekte und Wirkungsabschätzung

7.4.3.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

Abbildung 30 stellt die Ergebnisse für die MRT & sonstiges im Verhältnis zur digitalen Variante (Effekte 1. Ordnung) dar. MRT & sonstiges der Referenz verursachen 14 kg CO_{2eq}/a. Die notwendige digitale Infrastruktur führt im Base Case zu zusätzlichen Emissionen in Höhe von 2 kg CO_{2eq}/a pro Haushalt. Die Energienutzung der digitalen Geräte verursacht mit 1 kg CO_{2eq}/a den größten Anteil. Weitere Treibhausgaswirkungen gehen vom Datentransfer und von der Produktion und der Entsorgung der digitalen Geräte aus (zusammen 1 kg CO_{2eq}/a). Aus den Effekten

¹⁰² Telefonisches Interview mit einem Angestellten für regulatorische Angelegenheiten eines Speicherpooling-Betreibers; 20.4.2020.

1. Ordnung ergibt sich somit eine Netto-Umweltbelastung, die durch den Anwendungsfall des Speicherpoolings entsteht.

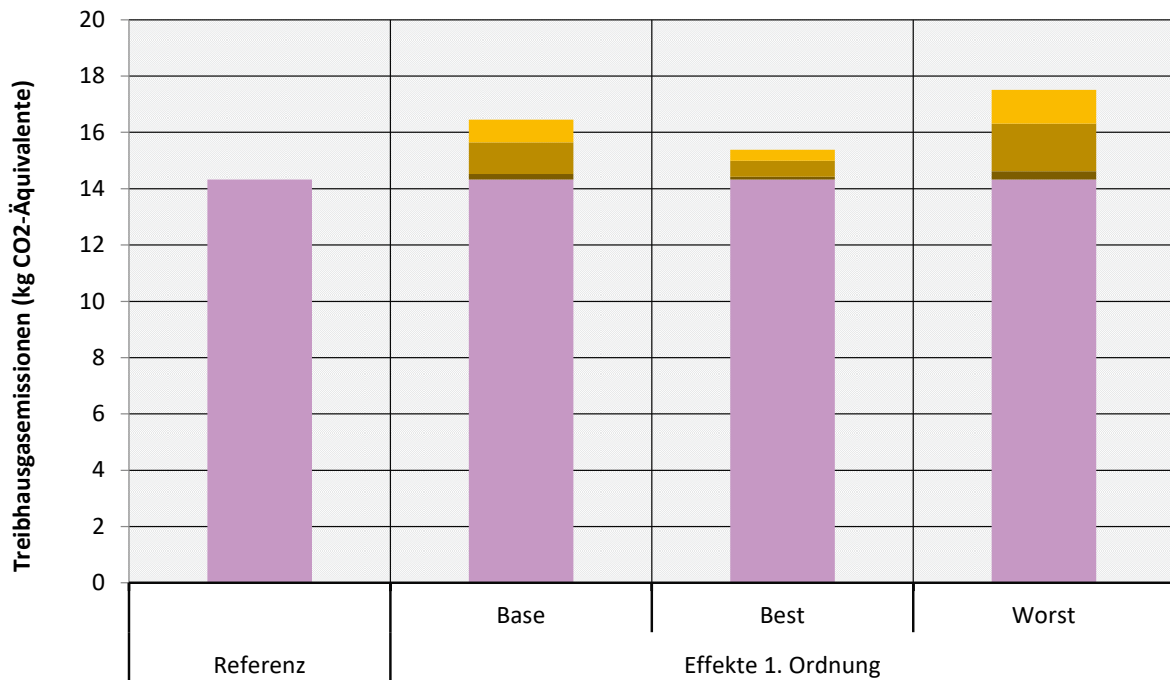
Zum Vergleich soll auch die Umweltbelastung der Grundausstattung herangezogen werden. Die Umweltwirkungen aus der Herstellung, dem Betrieb und der Entsorgung der Energieversorgung belaufen sich auf 1.416 kg CO_{2eq}/a. Hiervon macht die Energietechnik & -nutzung den überwiegenden Anteil aus. Die Produktion und Entsorgung der PV-Anlage und Batterie inkl. Peripherie verursacht eine vergleichsweise hohe Treibhausgaswirkung (945 kg CO_{2eq}/a). Der Bezug der Reststrommengen (Energienutzung) des Haushalts führt zu weiteren 457 kg CO_{2eq}/a. Im Vergleich hierzu ist die Belastung der Effekte 1. Ordnung gering.

Um die Datenunsicherheiten zu berücksichtigen, wurden in der Sachbilanz für die Effekte 1. Ordnung die Anzahl digitaler Geräte (inkl. Stromverbrauch) und der Datentransfer um ±50 % variiert (siehe Kapitel 6.4.2.4). Dadurch verändert sich im Best Case die Treibhausgaswirkungen linear um -50 % auf 1 kg CO_{2eq}/a. Im Worst Case erhöht sich die Wirkung um 50 % auf 3 kg CO_{2eq}/a.

Der KEA der Referenz beläuft sich auf 193 MJ (MRT & sonstiges). Die digitale Infrastruktur (Effekte 1. Ordnung) erhöht den Betrag nur leicht um 27 MJ/a. Im Best Case verringert sich der Wert auf 13 MJ/a. Im Worst Case erhöht er sich auf 40 MJ/a. Auch hier die die Belastung im Vergleich zum KEA von Energietechnik & -nutzung (212.292 MJ/a) gering.

Der Vergleich der Effekte 1. Ordnung zur Gesamtumweltwirkung verdeutlicht, dass der digitale Anwendungsfall nur zu marginalen Mehrbelastungen pro Haushalt führt. Für die Gesamtbeurteilung der Umweltwirkungen ist das Verhältnis zu den Effekten 3. Ordnung entscheidend.

Abbildung 30: Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls für Fallstudie 4



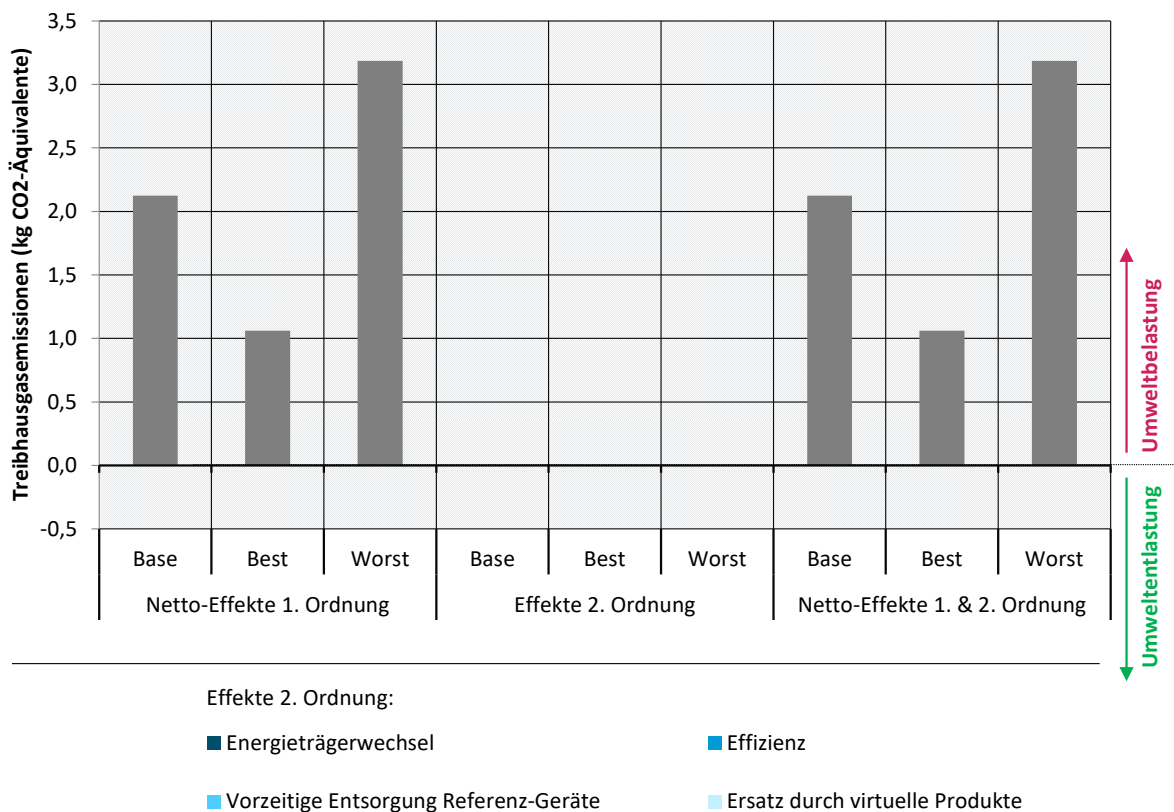
*Wirkungen ausgehend von zusätzlichen digitalen Anwendungen in den Varianten

Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

7.4.3.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

Da angenommen wird, dass die externe Ladesteuerung durch den Poolingbetreiber keinen Einfluss auf die Höhe des Eigenverbrauchs des Haushalts hat, sind keine Effekte 2. Ordnung in der Fallstudie zu beobachten. Damit entspricht die Höhe der Netto-Effekte aus 1. und 2. Ordnung den Effekten 1. Ordnung (siehe Abbildung 31). Die Netto-Effekte beider Ordnungen sind ausschließlich zusätzliche Umweltbelastungen, was sowohl für das Treibhauspotenzial als auch den KEA gilt.

Abbildung 31: Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung für Fallstudie 4

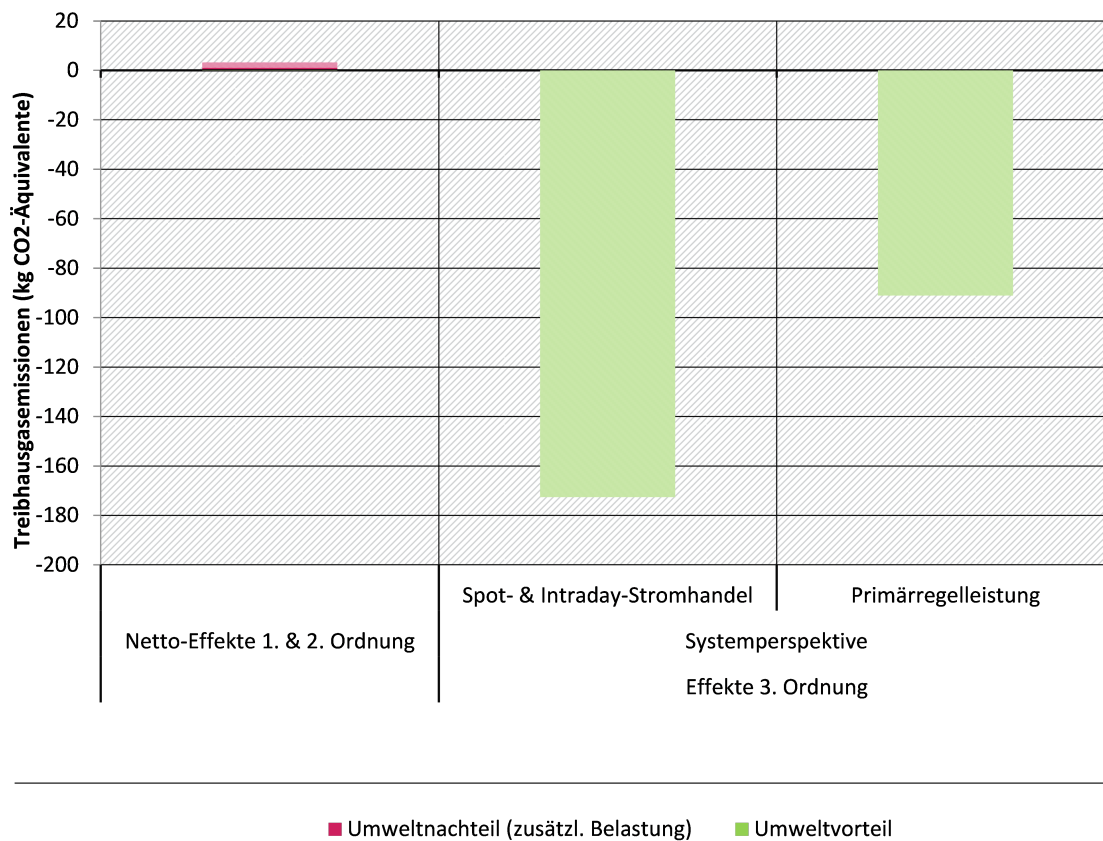


Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

7.4.3.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Wie in Abbildung 32 dargestellt, ermöglicht die Verdrängung des Strommixes durch das Speicherpooling Einsparungen von Treibhausgasemissionen in Höhe von 0 bis -91 kg CO_{2eq}/a (Primärregelleistung) bzw. -173 kg CO_{2eq}/a (Spot- und Intraday-Stromhandel). Bezogen auf den KEA ergeben sich Einsparungen von 0 bis -1.102 MJ/a bzw. -2.086 MJ/a. Somit ergeben sich Umweltvorteile, die potenziell die Umweltnachteile aus den Effekten 1. Ordnung deutlich überkompensieren können.

Abbildung 32: Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 4



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Für die weiteren Märkte bzw. Dienstleistung können an dieser Stelle keine absoluten Umweltwirkungen pro Haushalt ermittelt werden (siehe oben), jedoch pro Kilowattstunde:

- ▶ Redispatch: die durchschnittliche Belastung des Redispatches liegt bei 0,7 kg CO_{2eq}/kWh für das Jahr 2018 und der KEA bei 9 MJ/kWh. Wird über den Batteriespeicher stattdessen der durchschnittliche Strommix eingesetzt, ergibt sich ein Vorteil von -0,1 kg CO_{2eq}/kWh und -2 MJ. Der Vorteil entspricht im besten Fall der Höhe der Redispatch-Belastung (-0,7 kg CO₂/kWh und -9 MJ), wenn für die Dienstleistung ansonsten abgeregelter PV-Strom zum Einsatz kommt.
- ▶ Einspeisemanagement / „Nutzen statt abregeln“: die Umweltbelastung der gesamten Ausfallarbeit weist für 2018 eine durchschnittliche Umweltlast von unter 0,1 kg CO_{2eq}/kWh und 4,1 MJ auf. Wird die Ausfallarbeit durch das Speicherpooling nutzbar gemacht und hierdurch der allgemeine Strommix verdrängt, kann überschlägig ein Umweltvorteil von -0,5 kg CO_{2eq} und -3 MJ pro Kilowattstunde erzielt werden.

Die Umweltwirkungen pro Dienstleistung sind idealtypisch und bezogen auf den gesamten Haushaltsspeicher ermittelt worden. Sie sind daher nicht aufsummierbar, sondern sie stellen die Umweltwirkungen des Speichers bei ausschließlicher Aktivität auf dem Spot- & und Intraday-Stromhandel *oder* einem der anderen Märkte dar. Außerdem kann der ökologische Vorteil geringer ausfallen, wenn statt PV-Strom Graustrom vom Dienstleister ein- und gespeichert wird.

Darüber hinaus ist das Treibhauspotenzial der Effekte 1. und 2. Ordnung vergleichbar mit den Treibhausgasemissionen eines Netzausbaus von 5,5 m (inkl. Transformatoren etc.). Besteht in einem Netzgebiet ein größerer, realer Ausbaubedarf pro Haushalt und würden externe steuerbare PV-Batteriespeicher eine vergleichbare Netzentlastung wie der Ausbau bewirken, wäre die Berücksichtigung der Speicher ökologisch vorteilhafter. Im Best Case verringert sich der Break-even-Point auf 2,8 m. Im Worst Case erhöht er sich auf 8,3 m.

Das reale Ausmaß der Effekte 3. Ordnung ist stark von den Umständen des Anwendungsfalls vor Ort abhängig. Demnach können die beschriebenen Umweltvorteile in einem konkreten Haushalt gar nicht, in Teilen oder auch kombiniert auftreten. Eine pauschale Abschätzung über das Ausmaß ist an dieser Stelle nicht möglich. Deshalb sind die Ergebnisse der Effekte für den Strommix als Spannbreiten in Abbildung 32 dargestellt. Der Break-even für den vermiedenen Netzausbau ist aufgrund der unterschiedlichen Vorgehensweise nicht abgebildet.

7.5 Hochrechnung der Klimaeffekte

Auf Basis der prognostizierten Marktentwicklungen in Kap. 7.3.2 und den ermittelten Umweltwirkungen der Einzelanwendung aus Kapitel 7.4.3 lassen sich vereinfacht die Treibhausgasminderungspotenziale des Speicherpoolings für das gesamte Bundesgebiet bis 2030 abschätzen.

Die Effekte 1. und 2. Ordnung werden entsprechend der quantitativen Ergebnisse für die Einzelanwendung (Base, Best und Worst) linear mit den erwarteten Ausbauzahlen skaliert. Aufgrund von größeren Unsicherheiten bei der linearen Skalierung der systemischen Effekte wird lediglich die Dienstleistung der Börsenvermarktung von zusätzlichen PV-Strommengen in die Abschätzung der Effekte 3. Ordnung einbezogen. Im Worst Case Szenario stehen hierfür keine Strommengen zur Verfügung. Im Best Case Szenario kann die maximal mögliche Menge vermarktet werden. Das Base Case Szenario geht vom Mittelwert der beiden Extremwerte aus.

Tabelle 37: Hochrechnung der Klimaeffekte in 2030 für Fallstudie 4

	2025			2030		
	Base [t CO _{2eq} /a]	Best [t CO _{2eq} /a]	Worst [t CO _{2eq} /a]	Base [t CO _{2eq} /a]	Best [t CO _{2eq} /a]	Worst [t CO _{2eq} /a]
Moderate Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	158	79	237	282	141	423
Effekte 2. Ordnung	0	0	0	0	0	0
Effekte 3. Ordnung	-6.307	-12.614	0	-11.105	-22.210	0
Summe	-6.149	-12.536	237	-10.823	-22.069	423
Starke Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	218	109	327	538	269	807
Effekte 2. Ordnung	0	0	0	0	0	0
Effekte 3. Ordnung	-8.715	-17.429	0	-21.201	-42.401	0
Summe	-8.497	-17.320	327	-20.662	-42.132	807

Quelle: Eigene Berechnung, IÖW

Für die „moderate“ und die „starke Marktentwicklung“ (siehe Kapitel 7.3.2) werden die in Tabelle 37 aufgezeigten Klimaeffekte erwartet (negativer Wert bedeutet Treibhausgasminderung).

Bis 2030 kann sich im Worst Case und bei starker Marktentwicklung eine Netto-Umweltbelastung von bis zu 807 t CO_{2eq}/a ergeben. Dem steht ein Einsparpotenzial im Best Case von bis zu -42.132 t CO_{2eq}/a gegenüber. Im Base Case beträgt die Einsparung bis zu -20.662 t CO_{2eq}/a. Demnach übersteigen die Potenziale für Treibhausgasminderungen die Risiken für zusätzliche Belastungen um ein Vielfaches. Zudem bezieht sich die Treibhausgasminderung der Effekte 3. Ordnung ausschließlich auf die Dienstleistung der Börsenvermarktung von zusätzlichen PV-Strommengen. Andere Dienstleistungen und systemische Effekte (z. B. vermiedener Netzausbau) für das gesamte Stromsystem sind nur schwer abzuschätzen und daher nicht berücksichtigt. Daher sind die maximalen Treibhausgasminderungspotenziale im Best Case tendenziell zu niedrig abgeschätzt. Für eine ganzheitlichere Abschätzung ist sowohl die Berücksichtigung weiterer Umwelteffekte notwendig als auch die Betrachtung der Marktdynamiken bei einer breiten Diffusion des Anwendungsfalls.

Das novellierte Klimaschutzgesetz sieht für die Energiewirtschaft zulässige Jahresemissionen in Höhe von 108 Mio. t CO₂ in 2030 vor (Deutscher Bundestag 2021). Im Vergleich zu den tatsächlichen Emissionen aus 2020 besteht eine Einsparlücke von 113 Mio. t CO₂ (UBA 2021). Der Beitrag, den Dienstleister von PV-Speicherpools zusätzlich zum Schließen der Lücke leisten könnten, liegt zwischen 0,00 % und 0,04 %.

Das Klimaschutzprogramm 2030 sieht bis 2030 eine PV-Stromproduktion von 90 TWh vor (BMU 2019, S. 39). Im Vergleich zum Jahr 2020 müssen für die Zielerreichung noch weitere 39 TWh PV-Strom pro Jahr produziert werden (vgl. AGEB 2020). Die zusätzlichen PV-Strommengen, die durch das Speicherpooling ermöglicht werden könnten, tragen hierzu zwischen 0,0 % und 0,3 % bei.

Die Beiträge zum Schließen der Emissions- und PV-Stromlücke sind vergleichsweise gering. Zur Realisierung der Beiträge ist aber im Vergleich zum Referenzfall keine zusätzliche Energietechnik notwendig. Die Technik wird in der Fallstudie als gegeben vorausgesetzt. Die Treibhausgaseinsparungen resultieren ausschließlich aus der externen Steuerung des PV-Batteriespeichers durch den Dienstleister und werden zusätzlich zu den Einsparungen einer konventionellen Kombination aus PV-Anlage und Batteriespeicher realisiert. Das ökologische Potenzial von PV-Batteriespeichern wird durch die Implementierung in einen virtuellen Verbund also erweitert. Bei stärkerem Marktwachstum solcher virtuellen Kraftwerke als in den Hochrechnungen angenommen oder bei Realisierung anderer Dienstleistungen als der reinen Börsenstromvermarktung könnten die Einsparungen größer ausfallen. Negative Auswirkungen durch die externe Steuerung könnten potenziell beim verstärkten Auftreten von sogenannten Gleichzeitigkeitseffekten entstehen – also die erhöhte Verteilnetzbelastung durch das synchrone Ein- oder Ausspeisen vieler Speicher als Reaktion auf Preissignale. Solche Effekte sind nach Möglichkeit durch den Dienstleister und ggf. durch Maßnahmen des Verteilnetzbetreibers zu vermeiden.

7.6 Bestehender Rechtsrahmen

7.6.1 Europarecht

Virtuelle Speicherverbünde waren bis vor kurzem nicht Gegenstand der europarechtlichen Vorgaben. Explizit gilt die auch weiterhin. Jedoch enthalten die Neuregelungen des Jahres 2019 Regelungen, die entsprechende Konstellationen jedenfalls auch erfassen.

7.6.1.1 Verordnung 2019/943/EU

Die Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt¹⁰³ enthält grundlegende Vorgaben für dessen Funktionsweise. Aufgrund der Qualität als Verordnung i.S.v. Art. 288 Abs. 2 AEUV handelt es sich um unmittelbar anwendbares Recht.

Die Ziele der Verordnung werden in ihren Erwägungsgründen sowie ihrer Eingangsvorschrift ausgeführt. Erw. 7 Verordnung (EU) 2019/943 fordert, dass „es den Kunden ermöglicht werden [muss], in vollem Umfang und gleichberechtigt mit anderen Marktteilnehmern am Markt teilzunehmen und es muss ihnen ermöglicht werden, ihren Energieverbrauch zu steuern. Zur Einbindung des wachsenden Anteils erneuerbarer Energie in das künftige Stromsystem sollten alle verfügbaren Flexibilitätsquellen, insbesondere Laststeuerungslösungen und Energiespeicherung, sowie die Digitalisierung durch die Integration innovativer Technologien in das Stromsystem genutzt werden.“ Ergänzend statuiert Erw. 23 Verordnung (EU) 2019/943, dass „Investitionen in die unterstützende Infrastruktur, beispielsweise in flexiblere Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung, gefördert werden.“ Anknüpfend daran statuiert Art. 1 lit. b Verordnung (EU) 2019/943 als eines der Ziele der Verordnung mit normativer Verbindlichkeit „die Festlegung von Grundsätzen für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die allen Ressourcenanbieter und Stromkunden diskriminierungsfreien Marktzugang ermöglichen, die Position der Verbraucher*innen stärken, Wettbewerbsfähigkeit auf dem Weltmarkt, Laststeuerung, Energiespeicherung und Energieeffizienz sicherstellen und die Aggregation von dezentralem Angebot und dezentraler Nachfrage erleichtern und die Marktintegration und die Integration verschiedener Sektoren sowie eine marktbasierete Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen ermöglichen“.

Die Grundsätze für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte werden in Art. 3 Verordnung (EU) 2019/943 festgelegt. Von Bedeutung sind vorliegend zum einen lit. d, wonach es „[d]en Kunden ... ermöglicht [wird], von den Marktchancen und dem erhöhten Wettbewerb auf den Endkundenmärkten zu profitieren, und sie ... in die Lage versetzt [werden], als Marktteilnehmer am Energiemarkt und der Energiewende mitzuwirken“, zum anderen lit. e, nach dem „[d]ie Marktbeteiligung von Endkund*innen und Kleinunternehmen ..., in Einklang mit dem Wettbewerbsrecht der Union, durch die Aggregation der Erzeugung mehrerer Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung oder der Last mehrerer Laststeuerungsanlagen ermöglicht [wird], um auf dem Elektrizitätsmarkt Elektrizität gemeinsam anzubieten und die Anlagen im Stromsystem gemeinsam zu betreiben.“ Auch nehmen nach lit. j „Energiespeicherung und Laststeuerung ... gemäß den Anforderungen des Unionsrechts gleichberechtigt am Markt teil.“ Überdies ermöglichen gemäß lit. m „[d]ie Marktvorschriften ... den Dispatch von Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung und Laststeuerung.“ Letzterer muss nach Art. 12 Verordnung (EU) 2019/943 hinsichtlich Stromerzeugungseinrichtungen diskriminierungsfrei, transparent und grundsätzlich marktbasierete erfolgen, wobei ein Vorrang u.a. für EE-Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW besteht.

Von Bedeutung für die Realisierbarkeit virtueller Speicherverbünde sind potenziell auch die Netzentgelte. Diese müssen nach Art. 18 Abs. 1 Verordnung (EU) 2019/943 u.a. „der Flexibilität Rechnung tragen“ und dürfen „Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen und auch keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen.“

¹⁰³ ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54.

Der Verordnung (EU) 2019/943 lässt mithin einen positiven Grundansatz hinsichtlich virtueller Speicherverbünde erkennen. Deren grundsätzliche Privilegierung ist jedoch nicht angelegt.

7.6.1.2 Richtlinie 2019/944/EU

Die – der Umsetzung in nationales Recht bedürftige – Richtlinie 2019/944/EU enthält daran anknüpfend spezifischere Vorgaben. Der normative Grundansatz wird in Erw. 42 Richtlinie 2019/944/EU deutlich. Danach sollten Verbraucher „in der Lage sein, selbst erzeugte Elektrizität zu verbrauchen, zu speichern und zu vermarkten sowie an allen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und so dem System Flexibilität zu bieten, etwa durch Speicherung von Energie, beispielsweise Speicherung unter Einsatz von Elektrofahrzeugen), durch Laststeuerungs- oder durch Energieeffizienzprogramme. Diese Aktivitäten werden in Zukunft durch neue technische Entwicklungen erleichtert. Allerdings bestehen nach wie vor rechtliche und kommerzielle Hindernisse Derartige Hemmnisse, mit denen die Verbraucher davon abgehalten werden, Elektrizität selbst zu erzeugen und selbst zu verbrauchen, zu speichern oder zu vermarkten, sollten beseitigt werden, wobei sichergestellt sein sollte, dass sich solche Verbraucher angemessen an den Systemkosten beteiligen. Die Mitgliedstaaten sollten in der Lage sein in ihrem nationalen Recht unterschiedliche Bestimmungen zu Steuern und Abgaben für einzelne und gemeinsam handelnde aktive Kunden sowie für Haushalte und andere Endkund*innen vorzusehen.“

Gleichsam das Ideal der Richtlinie ist der aktive Kunde. Dabei handelt es sich nach Art. 2 Nr. 8 Richtlinie 2019/944/EU um „einen Endkunden oder eine Gruppe gemeinsam handelnder Endkunden, der bzw. die an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder — sofern ein Mitgliedstaat es gestattet — an einem anderen Ort erzeugte Elektrizität verbraucht oder speichert oder eigenerzeugte Elektrizität verkauft oder an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzprogrammen teilnimmt, sofern es sich dabei nicht um seine bzw. ihre gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt“. Eine nähere Ausgestaltung seiner Rechtsstellung erfolgt durch Art. 15 Richtlinie 2019/944/EU. Nach dessen Abs. 2 gewährleisten die Mitgliedstaaten, „dass aktive Kunden a) das Recht haben, entweder direkt oder über Aggregatoren tätig zu sein; b) das Recht haben, selbst erzeugte Elektrizität zu verkaufen, auch mittels Verträgen über den Bezug von Strom; c) das Recht haben, an Flexibilitäts- und Energieeffizienzprogrammen teilzunehmen; d) das Recht haben, einen Dritten mit dem Management der für ihre Tätigkeiten erforderlichen Anlagen zu betrauen, einschließlich Einrichtung, Betrieb, Datenverarbeitung und Wartung, wobei der Dritte nicht als aktiver Kunde gilt; e) kostenorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Netzentgelten gemäß Artikel 59 Absatz 9 der vorliegenden Richtlinie und Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943 unterworfen sind, bei denen die in das Netz eingespeiste Elektrizität und die aus dem Netz bezogene Elektrizität getrennt ausgewiesen werden, damit sichergestellt ist, dass sie in geeigneter und ausgewogener Weise zu den Gesamtsystemkosten beitragen; f) für die von ihnen im Stromnetz verursachten Ungleichgewichte finanziell verantwortlich sind; in dieser Hinsicht sind sie Bilanzkreisverantwortliche, oder sie delegieren die Bilanzkreisverantwortung gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2019/943.“ Bezogen auf aktive Kunden, in deren Eigentum sich eine Speicheranlage i.S.v. Art. 2 Nr. 60 Richtlinie 2019/944/EU befindet, haben die Mitgliedstaaten nach Abs. 5 dafür zu sorgen, dass diese „a) das Recht haben, innerhalb eines angemessenen Zeitraums nach der Beantragung einen Netzanschluss zu erhalten, wenn alle notwendigen Voraussetzungen wie die Bilanzkreisverantwortung und geeignete Messsysteme erfüllt sind, b) für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, oder, wenn sie für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringen, keiner doppelten Entgeltspflicht und damit auch keiner doppelten Netzentgeltspflicht unterworfen sind, c) keinen unverhältnismäßigen Genehmigungsanforderungen oder -gebühren unterworfen sind, d) befugt sind, mehrere Dienstleistungen gleichzeitig zu erbringen, sofern das technisch durchführbar ist.“ Explizit gestattet sind unterschiedliche Bestimmungen für einzeln und gemeinsam handelnde aktive Kunden.

Für das Zusammenwirken (insbesondere) von aktiven Kunden stellt die Richtlinie 2019/944/EU das Institut der Bürgerenergiegemeinschaft zur Verfügung, das zudem bereichsspezifisch in der Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 als Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft ausgestaltet wird.¹⁰⁴ Bei einer Bürgerenergiegemeinschaft handelt es sich nach Art. 2 Nr. 11 Richtlinie 2019/944/EU um „eine Rechtsperson, a) der auf freiwilliger und offener Mitgliedschaft beruht und von Mitgliedern oder Anteilseignern, bei denen es sich um natürliche Personen, Gebietskörperschaften, einschließlich Gemeinden, oder Kleinunternehmen handelt, tatsächlich kontrolliert wird; b) deren Hauptzweck nicht in der Erwirtschaftung finanzieller Gewinne besteht, sondern darin, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den lokalen Gebieten, in denen sie tätig ist, Umwelt-, Wirtschafts- oder soziale Gemeinschaftsvorteile zu bieten; und c) die in den Bereichen Erzeugung, einschließlich aus erneuerbaren Quellen, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge tätig sein oder andere Energiedienstleistungen für seine Mitglieder oder Anteilseigner erbringen kann“. Erw. 43 Richtlinie 2019/944/EU führt im Hinblick auf diese u.a. aus, dass „[d]ie Bürgerenergie ... allen Verbrauchern eine umfassende Möglichkeit [bietet], unmittelbar daran mitzuwirken, Energie zu erzeugen, zu verbrauchen oder gemeinsam zu nutzen. ... Durch die direkte Einbindung der Verbraucher stellen solche Bürgerenergiegemeinschaften ihr Potenzial unter Beweis, die Verbreitung neuer Technologien und Verbrauchsmuster, einschließlich intelligenter Verteilernetze und Laststeuerung, in integrierter Weise zu fördern. ...“ Im Einzelnen erfolgt die Ausgestaltung des Rechtsrahmens für Bürgerenergiegemeinschaften in Art. 16 Richtlinie 2019/944/EU. Nach dessen Abs. 3 haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, „dass Bürgerenergiegemeinschaften a) in der Lage sind, entweder direkt oder über Aggregatoren diskriminierungsfreien Zugang zu allen Elektrizitätsmärkten zu erhalten; b) bei ihren Tätigkeiten, Rechten und Pflichten als Endkunden, Erzeuger, Versorger, Verteilernetzbetreiber oder als Aggregatoren tätige Marktteilnehmer diskriminierungsfrei und verhältnismäßig behandelt werden; c) für die von ihnen im Stromnetz verursachten Ungleichgewichte finanziell verantwortlich sind; in dieser Hinsicht sind sie Bilanzkreisverantwortliche, oder sie delegieren die Bilanzkreisverantwortung gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) 2019/943; d) bei dem Verbrauch selbst erzeugter Elektrizität wie aktive Kunden gemäß Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe e behandelt werden; ...“

Als weitere Form des Zusammenwirkens sieht die Richtlinie 2019/944/EU die Aggregation vor. Dabei handelt es sich nach Art. 2 Nr. 18 um „eine von einer natürlichen oder juristischen Person ausgeübte Tätigkeit, bei der mehrere Kundenlasten oder erzeugte Elektrizität zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt werden bzw. wird“. Erw. 39 Richtlinie 2019/944/EU führt diesbezüglich aus, dass alle Kundengruppen einschließlich der Haushalte „Zugang zu den Elektrizitätsmärkten haben und ihre flexible Kapazität und ihre selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können [sollten]. Die Kunden sollten die Vorteile, die mit der großräumigen Aggregation von Erzeugung und Versorgung verbunden sind, in vollem Umfang nutzen ... können. Voraussichtlich übernehmen im Bereich der Aggregation tätige Marktteilnehmer eine wichtige Aufgabe als Vermittler zwischen den Kundengruppen und dem Markt. Den Mitgliedstaaten sollte es freistehen, unter Einhaltung der in dieser Richtlinie festgelegten allgemeinen Grundsätze das geeignete Umsetzungsmodell und Leitungskonzept für die unabhängige Aggregation zu wählen. Ein solches Modell oder Konzept könnte die Wahl von marktgestützten oder regulatorischen Grundsätzen einschließen, die Lösungen bieten, mit denen diese Richtlinie befolgt wird, wie beispielsweise Modelle zur Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen bzw. zur Einführung von Bilanzkreisrekturen. Das gewählte Modell sollte transparente und faire Regeln enthalten, damit unabhängige Aggregatoren ihre Aufgabe als Vermittler übernehmen können und sichergestellt wird, dass der Endkunde angemessenen Nutzen aus ihren Tätigkeiten

¹⁰⁴ Dazu unten Kapitel 7.6.1.3.

ziehen kann. ...“ Der Begriff des unabhängigen Aggregators bezeichnet dabei gemäß Art. 2 Nr. 19 Richtlinie 2019/944/EU „einen Marktteilnehmer, der im Bereich der Aggregation tätig und nicht mit dem Versorger des Kunden verbunden ist“. Grundlage für die Aggregation ist der in Art. 13 Richtlinie 2019/944/EU ansatzweise ausgestaltete Aggregierungsvertrag. Nach Abs. 2 UAbs. 1 haben die Mitgliedstaaten diesbezüglich sicherzustellen, „dass Endkunden, die einen Aggregierungsvertrag schließen möchten, einen Anspruch darauf haben, auch ohne die Zustimmung ihrer Elektrizitätsunternehmen.“ Gemäß Art. 17 Richtlinie 2019/944/EU kann Aggregation auch zur Laststeuerung eingesetzt werden.

Für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen sieht Art. 32 Richtlinie 2019/944/EU die Schaffung von Anreizen vor. Nach Abs. 1 S. 2 wird „[d]urch die Regelungsrahmen ... insbesondere sichergestellt, dass die Verteilernetzbetreiber solche Leistungen von Anbietern verteilter Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung in Anspruch nehmen und die Einführung von Maßnahmen zur Energieeffizienz fördern, wenn sich durch diese Dienstleistungen die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes kosteneffizient verringert und der effiziente und sichere Betrieb der Verteilernetze unterstützt wird.“ Die Leistungsbeschaffung erfolgt grundsätzlich in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren.

Virtuelle Speicherverbünde können als Bürgerenergiegemeinschaft oder in sonstigen Formen der Aggregation Flexibilität zur Verfügung stellen und fügen sich insoweit in das Regelungskonzept der Richtlinie 2019/944/EU ein. Allerdings bedarf es zum einen der Konkretisierung der europarechtlichen Vorgaben im nationalen Recht, zum anderen der Entwicklung „passgenauer“ Geschäftsmodelle. Überdies ist je nach Ausgestaltung die Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 zu beachten.

7.6.1.3 Richtlinie (EU) 2018/2001

Die Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen¹⁰⁵ nimmt Stromspeicher mehrfach und positiv in Bezug. Auch wird das gemeinsame Agieren von EE-Erzeugern thematisiert. Hinsichtlich der konkreten Regelungskonzepte weist die Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 einige Parallelen zur Richtlinie 2019/944/EU auf. Beide Sekundärrechtsakte sind gleichrangig und stehen in einem Ergänzungsverhältnis. Im Hinblick auf ihren Anwendungsbebereich ist die Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 allerdings spezieller und daher vorrangig anzuwenden.

Ausweislich Erw. 65 Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 qualifiziert die Richtlinie die Entwicklung dezentraler Technologien für erneuerbare Energie und für deren Speicherung grundsätzlich als wünschenswert. Erw. 66 Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 statuiert ausdrücklich, dass „ein Rechtsrahmen geschaffen werden, der es Eigenversorgern ermöglicht, Elektrizität ohne unverhältnismäßig hohe Belastungen zu erzeugen, zu speichern, zu verbrauchen und zu verkaufen.“ Anknüpfend daran wertet Art. 3 Abs. 5 Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 einen mitgliedstaatlichen Regulierungsrahmen mit den Zwecken „b) der Entwicklung von Projekten und Programmen zur Integration erneuerbarer Quellen in das Energiesystem, zur Flexibilisierung des Energiesystems, zur Gewährleistung der Netzstabilität und zum Ausgleich von Netzengpässen; c) dem Ausbau von Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligenten Netzen, Speichereinrichtungen und Verbindungsleitungen, um bis 2030 ein Stromverbundziel von 15 % zu erreichen und dadurch den technisch machbaren und wirtschaftlich tragbaren Anteil von erneuerbarer Energie im

¹⁰⁵ o. Fn. 33.

Stromsystem zu erhöhen“, positiv. Ergänzend sieht Art. 15 Abs. 1 UAbs. 2 vor, dass „[d]ie Mitgliedstaaten ... insbesondere angemessene Maßnahmen [ergreifen], um sicherzustellen, dass ... d) für dezentrale Anlagen und für die Produktion und Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen vereinfachte und weniger aufwändige Genehmigungsverfahren, unter anderem ein Verfahren der einfachen Mitteilung, eingeführt werden.“

Als spezifische Form des Zusammenwirkens von Erzeugern¹⁰⁶ werden Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften vorgesehen. Dabei handelt es sich um eine besondere Ausprägung von Bürgerenergiegemeinschaften i.S.d. Richtlinie 2019/944/EU.¹⁰⁷ Weithin parallel zu Art. 2 Nr. 11 Richtlinie 2019/944/EU wird die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft in Art. 2 Nr. 16 Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 als Rechtsperson legaldefiniert, „a) die, im Einklang mit den geltenden nationalen Rechtsvorschriften, auf offener und freiwilliger Beteiligung basiert, unabhängig ist und unter der wirksamen Kontrolle von Anteilseignern oder Mitgliedern steht, die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson ist, angesiedelt sind, b) deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU sind, c) deren Ziel vorrangig nicht im finanziellen Gewinn, sondern darin besteht, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen“. Ihre nähere Ausgestaltung erfolgt durch Art. 22 Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001. Bedeutsam im vorliegenden Kontext sind insbesondere die in Art. 22 Abs. 2 Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 ausgestaltete Pflicht der Mitgliedstaaten sicherzustellen, „dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften berechtigt sind, a) erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen, und zwar auch im Rahmen von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom; b) innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft — vorbehaltlich der übrigen Anforderungen dieses Artikels und unter Wahrung der Rechte und Pflichten der Mitglieder der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft als Kunden — die mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen; c) sowohl direkt als auch über Aggregatoren nichtdiskriminierenden Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten zu erhalten.“ Der mitgliedstaatliche Regulierungsrahmen muss zudem nach Art. 22 Abs. 4 lit. b Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 u.a. sicherstellen, dass „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, wenn sie Energie liefern, Aggregierungsdienste oder andere gewerbliche Energiedienstleistungen erbringen, den für diese Tätigkeiten geltenden Bestimmungen unterliegen“.

Im Zusammenhang mit der Eigenversorgung gestaltet Art. 21 Abs. 2 Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 die Rechte der Erzeuger an, wobei die Möglichkeit der Aggregation¹⁰⁸ nicht im Einzelnen ausgestaltet, wohl aber erneut angesprochen wird. Nach dieser Vorschrift sorgen „[d]ie Mitgliedstaaten ... dafür, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität individuell oder über Aggregatoren berechtigt sind, a) erneuerbare Energie einschließlich für die Eigenversorgung zu erzeugen und die Überschussproduktion von erneuerbarer Elektrizität zu speichern und, auch mittels Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom, Liefervereinbarungen mit Elektrizitätsversorgern und Peer-to-Peer-Geschäftsvereinbarungen, zu verkaufen, ...“. Als Peer-to-Peer-Geschäft legaldefiniert Art. 2 Nr. 18 Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 „im Bereich erneuerbare Energie den Verkauf erneuerbarer Energie zwischen Marktteilnehmern auf Grundlage eines Vertrags mit vorab festgelegten Bedingungen für die automatische Abwicklung und Abrechnung der Transaktion, die entweder direkt zwischen den Beteiligten oder auf indirektem Wege

¹⁰⁶ Es ist darauf hinzuweisen, dass die in Art. 2 Nr. 15 Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 enthaltene Legaldefinition der gemeinsam handelnden Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität als „eine Gruppe von zumindest zwei gemeinsam handelnden Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität im Sinne der Nummer 14, die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden“, nur einen sehr engen Ausschnitt der Kooperationsmöglichkeiten erfasst.

¹⁰⁷ Siehe oben Kapitel 7.6.1.2.

¹⁰⁸ Insoweit gilt das oben unter Kapitel 7.6.1.2 Ausgeführte.

über einen zertifizierten dritten Marktteilnehmer, beispielsweise einen Aggregator, erfolgt. Die Rechte und Pflichten der als Endkunden, Produzenten, Versorger oder Aggregatoren beteiligten Parteien bleiben vom Recht auf Peer-to-Peer-Geschäfte unberührt“. Weiter folgt aus Art. 21 Abs. 2 lit. b Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 das Recht, „b) mit Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität für die Eigenversorgung zusammenschaltete Stromspeichersysteme zu installieren und zu betreiben, ohne doppelten Umlagen und Abgaben einschließlich Netzentgelten für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, unterworfen zu sein, ...“.

Das der Fallstudie zugrundeliegende Konzept fügt sich in den Regelungsansatz der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie ein. Virtuelle Speicherverbünde, die selbst erzeugten „Ökostrom“ aggregiert am Markt zur Verfügung stellen, lassen sich danach als Bestandteil der europarechtlichen Dimension der Energiewende qualifizieren.

7.6.2 Nationales Recht

Das deutsche Recht enthält bislang keine unmittelbar einschlägigen Vorgaben. Gleichwohl bestehen einige Regelungen, die im vorliegenden Kontext zu erwähnen sind.

7.6.2.1 EnWG

§ 1 Abs. 4 Nr. 3 EnWG erklärt es zu einem der Ziele des Gesetzes, „dass Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten insbesondere möglichst umweltverträglich, netzverträglich, effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten“. Anknüpfend daran spricht § 1a Abs. 3 S. 2 EnWG flexible Erzeugungsanlagen sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten als Teilnehmer am Strommarkt an. § 119 Abs. 4 Nr. 2 EnWG qualifiziert überdies „die Hebung von Effizienz- und Flexibilitätpotenzialen markt- und netzseitig“ als Ziel eines Förderprogramms.

Für die Verwendung von Energie als Regelenergie enthält das EnWG verschiedene Vorgaben. Hervorzuheben sind insbesondere die in § 22 EnWG vorgesehenen Beschaffungsregeln.

7.6.2.2 EEG

§ 3 Nr. 19 EEG legaldefiniert die Eigenversorgung als „der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt,“ und schließt damit eine „gemeinschaftliche Eigenversorgung“ unter Inanspruchnahme eines Verteilernetzes aus. Das EEG thematisiert die Eigenversorgung insbesondere im Zusammenhang mit der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage, §§ 61 ff. EEG, und der Pflicht zur Datenübermittlung, § 74a EEG. Darüber hinaus sehen die §§ 50 ff. i.V.m. Anlage 3 EEG einen Zahlungsanspruch für Flexibilität vor; die Regelungen beziehen sich jedoch nur auf bestimmte Biogasanlagen und sind daher im vorliegenden Kontext nicht einschlägig. Hinsichtlich der Verwendung von Strom aus Erneuerbaren Energien steht die Teilnahme am Regelenergiemarkt einer Einspeisevergütung entgegen, § 21 Abs. 2 Nr. 2 EEG. Überdies bestimmt § 80 Abs. 1 S. 4 EEG, dass „[d]ie Vermarktung als Regelenergie ... im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen [ist].“

7.6.2.3 MsbG

Das MsbG enthält sich spezifischer Vorgaben. Allerdings steht technisch außer Frage, dass ohne entsprechende Messungen und Steuerungen virtuelle Speicherverbünde nicht funktionieren können.

7.6.3 Risiken aus dem bestehenden Rechtsrahmen für die Projektrealisierung

Der bestehende Rechtsrahmen enthält – unter Berücksichtigung der teils noch in nationales Recht umzusetzenden Neuregelungen auf europäischer Ebene – keine spezifischen Risiken für die Projektrealisierung. Seine Komplexität ist gleichwohl mit der Herausforderung verbunden, die rechtlichen Grenzen im Einzelfall nicht zu überschreiten.

7.7 Handlungsoptionen und -empfehlungen

In den kommenden Jahren ist ein starker PV-Speicherausbau zu erwarten, der ggf. über die Prognosen des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan hinausgeht (siehe Kap. 7.3.2). Diese Entwicklung können Anbieter, die PV-Speicher zu virtuellen Verbänden aggregieren, nutzen. Durch weitere regulatorische, ökonomische, informatorische und forschungsbezogene Maßnahmen kann die Ausweitung solcher Verbände begleitet und verstärkt werden.

Die Studienautor*innen haben hierzu Handlungsoptionen formuliert und in Zusammenarbeit mit dem Projektbeirat priorisiert. Eine Übersicht der Maßnahmen ist in Tabelle 38 zu finden. Die Maßnahmen sind in vier Handlungsfeldern gegliedert und den handelnden Akteuren sowie den zu erwartenden Wirkungen zugeordnet. Die Diskussion und Bewertung der Maßnahmen erfolgt in den folgenden Kapiteln.

Tabelle 38: Handlungsoptionen Stromspeicher auf Haushaltsebene als Teil eines virtuellen Verbunds

Handlungsfeld	Maßnahmen	Akteure				Wirkungsebene			Kommentar
		EU	Bund	Länder/ Kommunen	Wirtschaft	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Technikgüte / Wirk- samkeit	
Regulierung	Doppelbelastungen für ein- und ausgespeicherten Strom abbauen		x				x	x	Zurzeit noch kein vollständiger Abbau bei bestimmten Strompreiskomponenten
	Abbau von Markteintritts-Barrieren für Pooling-Betreiber		x			x		x	Nachweis für Umsetzbarkeit von Redispatch, PRL, „nutzen statt abregeln“ usw. liegt vor
Ökonomie	Angebote und Geschäftsmodelle für PV-ausweiten	(x)	(x)		x	x	x		Angebote und Geschäftsmodelle bisher noch unzureichend
	Standards für IKT-Schnittstellen und Interoperabilität entwickeln		(x)		x	x		x	
	Förderungen auf „Smart Ready“ Speicher zuschneiden	x	x	x		x	x	x	Ökonomische Unterstützung beim Kauf „poolingfähiger“ Speicher
Informationen	Unabhängige Informationen zu virtuellen Kraftwerken durch geeignete Akteure bereitstellen		x	x	x	x			Bewusstsein für Anwendung bei Verbraucher*innen schaffen
Forschung	Quantitative Analysen zur systemischen Wirkung von PV-Speicherpools durchführen	x	x		x			x	Wissen zur systemischen Wirkung fehlt

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

7.7.1 Regulierung

Der vorstehend aufgezeigte Rechtsrahmen wirft einen weit über die Fallstudie hinausgehenden Handlungsbedarf auf. Die nachfolgenden Vorschläge beschränken sich daher auf einige grundlegende Aspekte, die im Rahmen einer umfassenderen Neuregelung Berücksichtigung finden sollten.

7.7.1.1 Europarecht

Handlungsbedarf hinsichtlich des Europarechts besteht nicht, da dieses kürzlich neu gefasst wurde und unmittelbar einschlägige Regelungen vorsieht. Weitergehender Bestimmungen bedarf es vor dem Hintergrund des Subsidiaritätsgebots nicht.

7.7.1.2 Nationales Recht

Die neuen Richtlinienbestimmungen bedürfen der Umsetzung in nationales Recht. Dabei ist eine in sich konsistente Umgestaltung der Rechtslage unter Einbeziehung von EnWG und EEG zu schaffen, die zudem eng mit der Verordnung (EU) 2019/943 abgestimmt sein muss. Darin müssen sich auch Anpassungen im Hinblick auf die Fallstudie einfügen.

Aufgrund ihres Marktbezugs liegt es nahe, Zulässigkeit und wesentliche Merkmale der Aggregation im EnWG zu regeln. Auch Stromspeicher sowie Bürgerenergiegemeinschaften sollten in diesem Kontext eine nähere Regelung erfahren. Für Regelungen, die spezifisch Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften betreffen, liegt dagegen eine Verankerung im EEG näher, die bei der Schaffung des EEG 2021 vorerst unterblieben ist. Ergänzend sind im Hinblick auf die finanziellen Rahmenbedingungen Anpassungen im Energiesteuerrecht geboten.

Inhaltlich sollten die Neuregelungen in Bezug auf virtuelle Speicherverbünde, die Gegenstand der Fallstudie sind, deren Funktionsfähigkeit gewährleisten und ihre Attraktivität als Instrument der Energiewende befördern. Dies setzt insbesondere voraus:

- ▶ explizite Regelung von virtuellen Speicherverbänden, wobei grundlegende Rechte und Pflichten im Innenverhältnis ungeachtet der vertraglichen Begründung insbesondere im Hinblick auf die Steuerung sowie im Außenverhältnis zum jeweils verbundenen Netzbetreiber gesetzlich festgelegt werden sollten;
- ▶ dabei sollten wirksame Anreize für die Zulassung einer externen Steuerung bzw. netzdienlicher Betriebsweisen durch die Eigentümer und Betreiber der Speicher geschaffen werden;
- ▶ bei der Umsetzung der Regelungen über Bürgerenergie- und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie Aggregation sollten zu Lasten von Speicherverbänden wirkende sowie räumliche Beschränkungen mehr als notwendig erzeugende Regelungen vermieden werden;
- ▶ Vereinfachung und Flexibilisierung des Zugangs zu spezifischen Energiemärkten für virtuelle Speicherverbünde einschließlich der Ermöglichung von Multi-Use;
- ▶ Beseitigung von Nachteilen virtueller Speicherverbünde, insbesondere Vermeidung von Doppelbelastungen bei Steuern und Umlagen sowie im Verhältnis zu vergleichbaren Akteuren im Energiemarkt.
- ▶ Der vorliegende Gesetzentwurf trägt dem nur unzureichend Rechnung. Der derzeit im Gesetzgebungsverfahren befindliche Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher

Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht¹⁰⁹ zielt darauf ab, die Anforderungen der Richtlinie (EU) 2019/944 in nationales Recht umzusetzen. Zu diesem Zweck enthält der Entwurf Regelungen über Stromspeicher („Energiespeicheranlagen“ i.S.v. § 3 Nr. 15d EnWG-E) und Aggregatoren. Letztere legaldefiniert § 3 Nr. 1a EnWG-E als „natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheit eines Energieversorgungsunternehmens, die eine Tätigkeit ausüben, bei der Verbrauch oder Erzeugung von elektrischer Energie in Energieanlagen oder in Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt angeboten werden“. Ihre Rechtsstellung wird partiell in §§ 41d, 41e EnWG-E ausgestaltet. Das Binnenverhältnis Aggregatoren und Betreibern einer Erzeugungsanlage wird dabei vor allem in formeller Hinsicht geregelt; die BNetzA wird zum Erlass konkretisierender Festlegungen ermächtigt. Für Flexibilitätsdienstleistungen soll ein neuer § 14c EnWG-E geschaffen werden, der grundsätzlich eine marktgestützte Beschaffung durch die Elektrizitätsverteilernetze vorsieht. In Bezug auf Bürgerenergiegesellschaften erkennt die Entwurfsbegründung keinen Handlungsbedarf.¹¹⁰ Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften finden keine Erwähnung. Infolge der in Art. 5 des Gesetzentwurfs vorgesehenen Änderung des § 19 StromNEV sollen „Stromspeicher unter entsprechender Anwendung der in § 27b KWKG 2020 und § 61l EEG 2021 genannten Voraussetzungen eine Befreiung von dem Aufschlag auf die Netzentgelte nach § 19 Absatz 2 Satz 15 geltend machen“ können¹¹¹ und damit Doppelbelastungen vermieden werden.

Tabelle 39: Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 4

Regelungsebene	Rechtsakt	Relevanz	Anpassungsbedarf
EU	Verordnung (EU) 2019/943	Grundsätze für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte Netzentgelte	-
EU	Richtlinie 2019/944/EU	aktiver Kunde Bürgerenergiegemeinschaft Aggregation Anreize für Flexibilität in Verteilernetzen	-
EU	Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001	Stromspeicher Aggregation Flexibilisierung Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften	-
D	EnWG	flexible Erzeugungsanlagen sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten Beschaffung von Regelenergie	Aggregation Stromspeicher Virtuelle Speicherverbünde Bürgerenergiegemeinschaften

¹⁰⁹ BR-Drucks. 165/21, BT-Drucks. 19/27453.

¹¹⁰ BT-Drucks. 19/27453, S. 55.

¹¹¹ BT-Drucks. 19/27453, S. 141.

Regelungsebene	Rechtsakt	Relevanz	Anpassungsbedarf
D	EEG	Regelung zum Eigenverbrauch	Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Matthias Knauff

Empfehlungen

Doppelbelastungen sind in Bezug auf bestimmte Strompreiskomponenten immer noch vorhanden und machen den Business Case von Speicheranwendungen oftmals unwirtschaftlich. Hierzu bedarf es einer über die Fallstudie hinausweisenden grundlegenden Reform, die die **Doppelbelastungen abbaut**. Der Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht will hierzu einen Beitrag leisten.

Die technische Machbarkeit für verschiedenste Dienstleistungen von virtuellen Verbänden auf Basis von PV-Batteriespeichern wurde nachgewiesen (Redispatch, Primärregelleistung, „nutzen statt abregeln“ etc.). Je nach Markt sollten die **technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen dahingehend angepasst werden, dass ein Markteintritt von Speicherpools praktisch darstellbar ist**. Die Grundlage hierfür bildet die Umsetzung des Europarechts in nationales Recht. Weiterhin geben die Anbieter eine sehr hohe Komplexität bei der Abwicklung/Abrechnung an (Steuern, Abgaben, Umlagen, Entgelte). Eine **Vereinfachung der Systematik von Steuern, Abgaben und Umlagen** könnte den Eintritt neuer Anbieter fördern. Hierzu bedarf es einer über die Fallstudie hinausweisenden Reform.

7.7.2 Ökonomie

Angebote und Geschäftsmodelle für PV-Speicherpooling ausweiten

Aufgrund verschiedener Faktoren (z. B. mangelnde ökonomische Attraktivität, regulatorische Hürden) ist das Anbieterfeld für virtuelle Kraftwerke mit PV-Speichern aktuell sehr überschaubar, obwohl ein starker PV-Speicherausbau zu erwarten ist (siehe Kap.0). Zur Realisierung der Marktprognosen oder für ein Wachstum darüber hinaus bedarf es weiterer Anbieter, was auch einen stärkeren Wettbewerb zur Folge hätte. Der Markt ließe u.a. Raum für Akteure, die ein Pooling ohne Vertrieb von PV-Anlage und Speicher anbieten, sodass auch bereits installierte PV-Batteriespeicher in virtuelle Kraftwerke integriert werden könnten. Eine weitere Option stellt die stärkere Trennung von Aggregatoren und virtuellen Kraftwerken dar. Ein solches Modell wird z. B. von den Anbietern sonnen und Next Kraftwerke verfolgt. Hierzu heißt es von Next Kraftwerke: „Im Rahmen der Kooperation übernimmt sonnen die Aggregation, Steuerung und Verfügbarkeitsberechnung der flexiblen Batterieleistung, während Next Kraftwerke als Marktpartner die sichere Anbindung des Batterieschwarms an die Leitstellen der Übertragungsnetzbetreiber und Regelenergiemärkte sowie die Gebote und deren Abrechnung verantwortet.“ (Next Kraftwerke 2020b). Ein Interviewpartner gab darüber hinaus an, dass sich die Marktakteure über ein solche Rollenteilung einfacher Zugang zu Märkten und neuen Kunden verschaffen können.¹¹²

Der Maßnahme wird eine hohe Priorität zugeschrieben. Zu erwähnen ist, dass das Auftreten neuer Akteure maßgeblich von den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängt. Insofern muss den Geschäftsmodellen der notwendige regulatorische und wirtschaftli-

¹¹² Telefonisches Interview mit einem Angestellten für Geschäftsentwicklung eines virtuellen Kraftwerkbetreibers; 4.5.2020.

che Raum zum Agieren ermöglicht werden. Aber auch Impulse aus der Wirtschaft sind zu beobachten. Neue Kooperationsmodelle, die die Komplexität für einzelne Akteure reduzieren, könnten neue Anbieter zum Markteintritt motivieren.

Standards für IKT-Schnittstellen und Interoperabilität entwickeln

Für einheitliche Standards in Bezug auf IKT-Schnittstellen und Interoperabilität sowie für die Verbraucher kennzeichnung könnte ein Industrie-Label analog zum „Smart Grid Ready“ Label für Wärmepumpen entwickelt werden. Damit kann vorsorgeorientiert die Funktionalität für das Einbinden der Speicher in virtuelle Kraftwerke sichergestellt werden, statt ressourcen- und kostenintensiv die Funktionalität durch Nachrüstung herzustellen. Auch etwaige Gewährleistungsfragen für den externen Zugriff auf die Speicher ist über das Label regelbar. Der notwendige Dialog für einen solchen Standardisierungsprozess kann auch politisch initiiert werden. Zudem besteht die Chance, über das Label die Aufmerksamkeit und Akzeptanz für das Speicherpooling zu erhöhen. Die Maßnahme wird daher mit einer hohen Priorität empfohlen.

Förderungen auf „Smart Ready“ Speicher zuschneiden

Rund 35 % der bis 2017 installierten PV-Speicher wurden mit Unterstützung des KfW-Marktanreizprogramms realisiert (Figgener et al. 2018, S. 37). Aktuell bestehen weitere Förderangebote der Bundesländer. Die Förderungen können an technische Anforderungen an PV-Anlage und -Speicher geknüpft sein. Die technischen Anforderungen könnten auf die Fähigkeit der Speicher zur Teilnahme an virtuellen Kraftwerken ausgeweitet werden. Denkbar ist auch die Verknüpfung der Anforderungen an ein geeignetes Label (siehe oben). Die Handlungsoption kann sowohl das Angebot als auch die Nachfrage für die Teilnahme an virtuellen Kraftwerken erhöhen.

Die Maßnahme bietet sie eine vergleichsweise niedrighschwellige Möglichkeit, um über die bestehenden Förderungen Synergien für den Einsatz der Speicher in virtuelle Kraftwerke zu heben. Wichtiger erscheint jedoch Standards für „smart ready“ Speicher festzulegen und zukünftig zum Standard zu machen (siehe oben).

7.7.3 Informationen

Unabhängige Informationen zu virtuellen Kraftwerken durch geeignete Akteure bereitstellen

Sollten in absehbarer Zeit Anbieter am Markt agieren, die unabhängig von der Speichermarke ihre Dienstleistungen anbieten, könnten z. B. von den Installateuren beim Kauf und über unabhängige Institutionen wie Verbraucherzentralen vor dem Kauf verstärkt Informationen zur Möglichkeit der externen Speichernutzung angeboten werden. Die bereitgestellten Informationen können über virtuelle Kraftwerke aufklären und eventuellen Vorbehalten gegenüber einer „Fremdsteuerung“ entgegenwirken, was eine Nachfrageerhöhung zur Folge hätte. Auch eine transparente Kommunikation über die Hintergründe eines „Smart Ready Labels“ (siehe oben) kann die Nachfrage nach entsprechenden Speichern stärken.

Angesichts des bisher noch kleinen Anbieterfelds hat diese Maßnahme derzeit eher eine geringe Priorität. Entsprechende Informationskampagnen kämen womöglich der Werbung für diese Anbieter gleich. Mit einer Verbesserung der Anbietersituation, sollten aber unabhängige Informationen für Verbraucher*innen verstärkt zur Verfügung stehen.

7.7.4 Forschung

Quantitative Analysen zur systemischen Wirkung von PV-Speicherpools durchführen

Positive systemische Effekte zu erbringen, ist eine zentrale Motivation von virtuellen Kraftwerken. Diese Effekte konnten im Projekt aufgrund von begrenzten Ressourcen und aufgrund von fehlenden empirischen Daten nur vereinfacht oder auch gar nicht abgeschätzt werden. Für eine ganzheitliche ökologische Bewertung müssen weitere Forschungsprojekte zu systemischen aber auch benutzerbezogenen Effekten anschließen. Mittels systemanalytischen Energiemodellen können die Effekte von PV-Speicherpools auf verschiedenen Stromnetzebenen und untersucht werden. Ergänzend können über regionale Pilotprojekte die realen Auswirkungen von virtuellen Kraftwerken überprüft werden. In beiden Fällen erscheint die Einbindung von entsprechenden Dienstleistern als Praxis- oder Forschungspartner sinnvoll, um den Forschungsrahmen realitätsnah zu gestalten. Entsprechende Forschungskonsortien ließen sich auf EU-Ebene (z. B. Horizont 2020) und national (z. B. 7. Energieforschungsprogramm) fördern. Ggf. könnte ein eigener Förderschwerpunkt die Anzahl und Qualität der Projektskizzen erhöhen.

Mit dem Ziel eines vorsorgeorientierten Technologie-Roll-Outs und der aktuellen Situation, dass die Umweltwirkungen auf systemischer Ebene ungewiss sind, wird der Maßnahme eine hohe Priorität zugeordnet.

7.8 Zusammenfassung

Laut Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans werden PV-Batteriespeicher bis 2030 auf eine Anzahl von 1,1 Mio. bis 1,4 Mio. Stück bzw. einer Kapazität von 7,7 GWh bis 9,8 GWh ausgebaut. Andere Prognosen gehen von noch höheren Zahlen aus. Grundsätzlich können diese Speicher durch eine externe Steuerung von Dienstleistern zu virtuellen Verbänden kombiniert werden. Die Bündelung ermöglicht die Optimierung des PV-Stromertrages im Vergleich zur eigenverbrauchsoptimierten Steuerung sowie die Erbringung von systemrelevanten Dienstleistungen wie Primärregelleistung, Redispatch etc. Hierfür ist eine digitale Infrastruktur notwendig.

Für die Umweltbewertung solcher virtuellen Verbände wurde als Referenzfall die Stromversorgung eines Einfamilienhaushalts mit installierter PV-Anlage und Speicher sowie eigenverbrauchsoptimierter Steuerung definiert. Als Anwendungsfall wurde der gleiche Haushalt mit externer Batteriesteuerung durch einen Dienstleister betrachtet.

Die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung zum Speicherpooling zeigen, dass die Netto-Umweltwirkung aus den direkten Umwelteffekten der Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung) und den indirekten Umwelteffekten der Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung) zunächst nachteilig ist. Der Energie- und Ressourcenaufwand aus IKT und Datentransfer führt zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Referenzfall. Erst durch die Betrachtung der systemischen Effekte (Effekte 3. Ordnung) stellt sich ein Potenzial zur Treibhausgasvermeidung ein. Dies ist auch die Motivation für das Speicherpooling: Systemdienstleistungen zu erbringen oder auf Strompreissignale zu reagieren. Der Umweltvorteil aus den systemischen Effekten kann den Umweltnachteil der Effekte 1. und 2. Ordnung um ein Mehrfaches übersteigen. Unter dem Vorbehalt der vereinfachenden Annahmen ist davon auszugehen, dass vom Speicherpooling positive Umweltwirkungen ausgehen.

Die zugrundeliegenden Daten für die Herstellung und Entsorgung der relevanten Komponenten im Haushalt und beim Poolingbetreiber stammen aus einschlägigen Datenbanken mit vergleichsweise hoher Güte. Sie stellen marktübliche Bauteile dar und weisen damit eine hohe Repräsentativität auf. Auch die angenommene Skalierung und Nutzung der Bauteile im Referenzfall entsprechen typischen Anwendungen und können als gesichert angenommen werden. In Bezug

auf die Skalierung und Nutzung der Bauteile des Poolingbetreibers konnten v. a. über ein Interview Primärdaten erhoben werden. Inwieweit die Angaben vollständig und repräsentativ sind, konnte im Rahmen der Fallstudie nicht überprüft werden.

Im Verhältnis unterliegen die Annahmen zu den systemischen Effekten deutlich größeren Unsicherheiten als die Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung. Da es an Vorarbeiten zu den Umwelteffekten pro Markt bzw. Dienstleistung fehlt, wurden eigene vereinfachende Annahmen basierend auf einer statischen Betrachtung (Durchschnitt für ein ganzes Jahr) getroffen oder auch Annahmen zur Vermeidung von Netzausbau. Darüber hinaus gibt es kaum Daten zu den Größenordnungen, mit denen Batteriespeicher im Pooling an den verschiedenen Märkten aktuell teilnehmen und potenziell teilnehmen können. Außerdem gibt es aktuell noch regulatorische und ökonomische Hürden zur Teilnahme an den Märkten, weshalb nicht gesichert ist, ob diese Potenziale auch aus wirtschaftlicher Sicht gehoben werden.

Der Anwendungsfall kann durch die sichtbare systemische Einbindung von kleinen Anlagen die Akzeptanz und Motivation für die Energiewende bei den Anwender*innen erhöhen. Der potenziell positive systemische Effekt sollte in zukünftigen Forschungsvorhaben tiefergehend untersucht werden.

In einer Hochrechnung der Klimaeffekte wurden die Umweltpotenziale von PV-Speichern in virtuellen Kraftwerken mit Hilfe der Marktprognosen für Gesamtdeutschland vereinfacht abgeschätzt. Bis 2030 kann sich im Worst Case und bei starker Marktentwicklung eine Netto-Umweltbelastung von bis zu 807 t CO_{2eq}/a ergeben. Dem steht ein Einsparpotenzial im Best Case von bis zu -42.132 t CO_{2eq}/a gegenüber. Die Zahlen können mit den Emissionszielen des novelierten Klimaschutzgesetzes für 2030 abgeglichen werden. Der Beitrag, den Dienstleister von PV-Speicherpools zum Schließen der Emissionslücke im Energiewirtschaftssektor leisten könnten, liegt zwischen 0,00 % und 0,04 %. Darüber hinaus kann die externe Steuerung zu den PV-Stromzielen für 2030 beitragen. Die zusätzlichen PV-Strommengen, die durch das Speicherpooling ermöglicht werden könnten, schließen die verbleibende PV-Stromlücke zu 0,0 % bis 0,3 %. Der vergleichsweise kleine Beitrag kann ohne zusätzliche Energietechnik erbracht werden. Die Technik wird in der Fallstudie als gegeben vorausgesetzt, sodass die externe Steuerung des PV-Batteriespeichers durch den Dienstleister das ökologische Potenzial von PV-Batteriespeichern, die ohnehin installiert werden, erweitert.

Durch weitere regulatorische, ökonomische, informatorische und forschungsbezogene Maßnahmen kann der Ausbau von PV-Speichern in virtuellen Kraftwerken begleitet und ggf. über die oben genannten Prognosen hinaus verstärkt werden. Als Handlungsempfehlungen gegenüber Politik und Praxisakteuren aus der Wirtschaft wurden folgende Maßnahmen als prioritär herausgestellt:

- ▶ Regulierung:
 - Verpflichtung der Batteriehersteller notwendige IKT-Schnittstellen einzurichten, Unterstützung durch ein „Smart Ready“ Label, Interoperabilität ermöglichen,
 - Doppelbelastungen für gespeicherten Strom abbauen,
 - Abbau von Markteintritts-Barrieren für Pooling-Betreiber,
 - Gemeinschaftlichen Eigenverbrauch in virtuellen Verbänden im Rechtsrahmen berücksichtigen.
- ▶ Ökonomie: Angebote und Geschäftsmodelle für PV-Speicherpooling ausweiten.

- ▶ **Forschung:** Quantitative Analysen zur systemischen Wirkung von PV-Speicherpools durchführen.

8 Fallstudie 5: Stromnetzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen und Elektroladestationen

Mit dem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen wird vermehrt ein Ausgleich zwischen fluktuierender Stromerzeugung und Stromnachfrage erforderlich. Stromnetzbetreiber müssen häufiger Netzeingriffe zum Erhalt der Netzstabilität durchführen. Beispiele für Netzsicherheitsmaßnahmen sind die Abregelung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sowie Redispatchmaßnahmen (z. B. Anweisung von Kraftwerksbetreibern zur Drosselung und Erhöhung der geplanten Stromproduktion durch die Übertragungsnetzbetreiber). Die Netzstabilisierung verursacht dabei erhebliche Kosten – im Jahr 2018 beliefen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheit auf 1,4 Mrd. Euro (BNetzA und BKartA 2020). Diese Maßnahmen betreffen vor allem die Übertragungsnetzbetreiber. Wegen der zunehmenden dezentralen Erzeugung von erneuerbarem Strom und des langsamen Ausbaus der Übertragungsnetze, gibt es jedoch auch auf der Niederspannungsebene einen vermehrten Bedarf nach Flexibilitätsbausteinen (BDEW 2017). Auf Seiten der Endkund*innen existieren diverse stromverbrauchende Geräte und Technologien, die (fern)-steuerbar sind und somit das Potenzial aufweisen, im Zuge des Lastmanagements durch den Netzbetreiber stromnetzdienlich geregelt werden zu können. Ziel der aktiven Steuerung ist es, den Stromverbrauch zumindest partiell von Zeiteinheiten mit geringem Dargebot an erneuerbarem Strom in Zeiteinheiten mit hohem Dargebot an erneuerbarem Strom zu verschieben. Wichtige Technologien in diesem Zusammenhang sind Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen, Stromspeicher sowie Ladestationen für Elektroautos (BDEW 2017).

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) hat den Bedarf nach flexibel steuerbaren Lasten insofern berücksichtigt, als dass Anreize für die Flexibilisierung für Endkund*innen geschaffen werden. Nach §14a EnWG müssen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt berechnen, wenn diese ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ermöglichen (EnWG). Solche Verbrauchseinrichtungen sind aktuell vor allem Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen (BNetzA und BKartA 2020). Die flexible Steuerung flexibler Lasten wird in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen, da in den Bereichen Wärme und Mobilität von einem verstärkten Einsatz stromgeführter Technologien auszugehen ist.

8.1 Darstellung der Fallstudie und des Anwendungsgebiets

8.1.1 Funktionsweise

Ziel der flexiblen Steuerung von Verbrauchseinrichtungen ist eine Entlastung des Stromnetzes zu Zeiten hoher Stromnachfrage (Spitzenglättung). Es kann durch flexible Lasten jedoch auch das Abregeln erneuerbaren Stroms zu Zeiten eines hohen erneuerbaren Stromdargebots vermieden werden, wenn Strombedarfe in solche Zeiteinheiten verschoben werden können. Ein stromnetzdienlicher Betrieb im Sinne des §14a EnWG bedeutet dabei, dass die Verteilnetzbetreiber in die Steuerung der flexiblen Verbraucher eingreifen können, wobei der Umfang in der Höhe und auch zeitlich nach oben und unten begrenzt ist. So darf ein steuerbares Gerät lediglich dreimal pro Tag für zwei Stunden abgeschaltet werden mit jeweils zwei Stunden Puffer dazwischen. Eine Steuerung bzw. Begrenzung der Leistungsentnahme erfolgt dabei in der Regel spontan, da eine hinreichend genaue Netzprognose aufgrund der geringeren Zahl an Verbrauchern und der damit verbundenen Unsicherheit im Verbrauch im Niederspannungsnetz nicht möglich ist (Rosen et al. 2019).

Ein ähnlicher Fall wäre der Betrieb der Geräte über lastvariable Tarife. Bei lastvariablen Tarifen hängt der Strompreis von der Stromnachfrage und der Netzauslastung ab. Aktuell existieren bereits zeitabhängige Tarife, bei denen für unterschiedliche Tageszeiten verschiedene, definierte Strompreise festgelegt sind und die vor allem von Wärmepumpen- und Nachtstromheizungsbetreibern genutzt werden (BNetzA 2020a). Smart Meter und Gateways sollen in Zukunft dazu beitragen, lastvariable Tarife mit kleineren Zeiteinheiten zu ermöglichen. Ein solcher Anwendungsfall ist vergleichbar mit dem hier betrachteten Anwendungsfall.

8.1.2 Technische Komponenten

Eine zentrale technische Komponente ist das jeweilige flexibel steuerbare Gerät auf Haushaltsebene. Großverbraucher mit einem hohen Lastschiebepotenzial sind:

- ▶ Wärmepumpen,
- ▶ Nachtspeicherheizungen,
- ▶ Elektroladestationen,
- ▶ Klimaanlage und
- ▶ Stromspeicher.

Darüber hinaus wird das Lastverschiebungspotenzial von Haushaltsgeräten wie etwa Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler diskutiert, das aber deutlich geringer ist (Dickert et al. 2014). An sich ist auch über die bislang eingesetzte Rundsteuertechnik eine Steuerung ausgewählter Verbrauchergruppen durch Netzbetreiber möglich. Dabei findet eine Informationsübertragung allerdings nur vom Netzbetreiber hin zum Verbraucher statt. Dadurch ist der Netzbetreiber weder in der Lage den aktuellen Status des angesteuerten Verbrauchers zu überprüfen, noch ob das Steuersignal angekommen ist. Dies stellt einen Unsicherheitsfaktor in der netzdienlichen Steuerung flexibler Verbraucher dar. Eine Informationsübertragung in beide Richtungen ist erst über ein intelligentes Messsystem, bestehend aus Smart Meter und Smart Meter Gateway (SMGW) möglich. Das SMGW ist somit die zentrale Kommunikationseinheit, die die Kommunikation innerhalb des Haushalts und gegenüber Dritten übernimmt. Um den Datenschutzanforderungen gerecht zu werden, sollen sicherheitszertifizierte SMGW zum Einsatz kommen. Das SMGW stellt die Schnittstelle zwischen dem Home Area Network (HAN) und dem Wide Area Network (WAN) dar. Zum WAN gehören auch Akteure wie die Netzbetreiber. Im Haushalt selbst ist meist noch eine Steuerbox und bei Wärmeanwendungen ein Wärmespeicher erforderlich.

8.1.3 Anwendungsgebiet

Bei der stromnetzdienlichen Steuerung der flexibel steuerbaren Lasten geht es vornehmlich um die Niederspannungsebene. Vor allem im Wärme- und Verkehrssektor ist von einer zunehmenden Elektrifizierung und somit einem hohen Flexibilisierungspotenzial auszugehen, das sich zu einem großen Anteil auf der Haushaltsebene befindet – in Form von Wärmepumpen und Elektroladestationen. Andere flexible Verbraucher können Stromspeicher, Nachtspeicherheizungen und auch Haushaltsgeräte wie z. B. Wasch- und Spülmaschinen sein. Darüber hinaus stellt der gewerbliche Bereich ein mögliches Anwendungsgebiet dar. Beispiele sind hier an Wärmenetze angebundene Wärmepumpen oder auch die Ladeinfrastruktur von Elektro-Bus-Flotten.

Um zwei aus Sicht der Autor*innen besonders bedeutsame Fälle abzudecken, umfasst die Fallstudie zwei unterschiedliche Anwendungsfälle: 1) eine stromnetzdienlich steuerbare Wärmepumpe und 2) eine stromnetzdienlich steuerbare Elektroladestation. Betrachtet wird jeweils ein

Referenz-Haushalt, bei dem im Referenzfall ein bedarfsorientierter Betrieb der Wärmepumpe bzw. der Elektroladestation erfolgt und im Anwendungsfall ein stromnetzdienlicher Betrieb.

8.2 Anwendungs- und Referenzfall

8.2.1 Stromnetzdienliche Steuerung einer Wärmepumpe

Wärmepumpen wurden bereits in der Vergangenheit teils mit einem vergünstigten Heizstromtarif („Wärmepumpentarif“, zeitabhängige Tarife) betrieben. Da die Stromkosten die Wärmegestehungskosten dieses Wärmeerzeugers stark beeinflussen, ist ein kostengünstiger Strombezug ein Anreiz für Endverbraucher*innen, die Steuerung der Wärmepumpe zumindest teilweise abzugeben. Der Bezug von Wärmepumpentarifen bedeutet in der Regel, dass das Versorgungsunternehmen die Wärmepumpe zu vereinbarten Zeiten vom Stromnetz nehmen kann oder dass das Gerät mittels einer Zeitschaltuhr selbst den Betrieb pausiert (BUND 2016). Die Stromzufuhr kann maximal nur 3 x 2 Stunden innerhalb von 24 Stunden unterbrochen werden und zwischen zwei Sperrzeiten muss die Zeit mindestens so lang sein wie die vorangegangene Sperrzeit. Die Wärmemenge, die während der Sperrzeiten des Energieversorgungsunternehmens für die Beheizung des Gebäudes benötigt wird, wird meist vorproduziert und in einem Pufferspeicher zwischengespeichert.

Ein stromnetzdienlicher Betrieb im Sinne des §14a EnWG kann zu einer zeitlich höher aufgelösten Steuerung führen, die auch mit einer höheren Taktung (häufigerem An- und Abschalten) der Wärmepumpen einhergeht. Neuere Wärmepumpenmodelle verfügen über eine Regelungstechnik, die mehrere Betriebszustände abdeckt (Bruns 2017), sodass die Geräte in der Lage sind, in Teillastbetrieben zu laufen. Bei Geräten mit einer sogenannten Smart-Grid-Ready Schnittstelle ist ein Betrieb auch über lastvariable Tarife möglich.

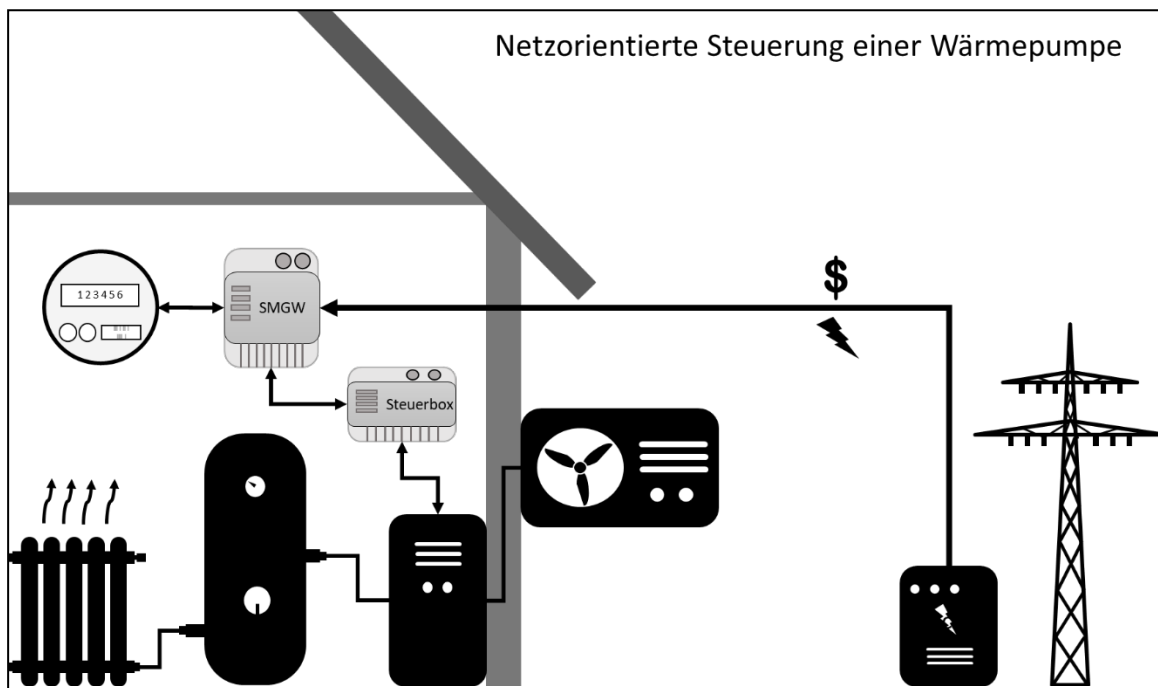
Das reduzierte Netznutzungsentgelt im Falle der Anwendung des §14a EnWG bzw. der günstigere Stromtarif im Falle der lastvariablen Tarife birgt das Potenzial die Stromkosten bei der Heizung zu senken. Zugleich können die Stromnetze vor Überlastung oder Spannungsschäden geschützt werden und auch hier zu einer Kostenreduktion führen (Bruns 2017). Interviews mit zwei Wärmepumpenherstellern¹¹³ deuten jedoch darauf hin, dass für die Endkund*innen ein Risiko besteht, dass die höhere Taktung die Lebensdauer und die Effizienz der Wärmepumpen negativ beeinflussen. Eine Studie von Nabe et al. (2011) deutet außerdem darauf hin, dass der Jahresenergiebedarf von Wohngebäuden bei einem Wechsel von einer wärmegeführten auf eine stromgeführte Betriebsweise zunehmen kann. Dies ist vor allem auf eine Verschiebung des durchschnittlichen Raumtemperaturniveaus, den Zeitpunkt der Raumtemperaturänderung und die damit verbundenen Transmissionsverluständerungen zurückzuführen (Nabe et al. 2011). Aus Sicht der Endverbraucher*innen aber auch mit Blick auf die Klima- und Umweltwirkungen ist daher genau zu prüfen, ob der stromnetzdienliche Betrieb oder die Steuerung nach lastvariablen Tarifen in der Summe einen finanziellen und ökologischen Nutzen bringen.

Bereits seit vielen Jahren sind modulierende Wärmepumpen bzw. Inverter-Wärmepumpen auf dem Markt, die ihre Heizleistung an die benötigte Leistung anpassen. In einem System, in dem eine Steuerung anhand der Netzdienlichkeit erfolgt, kann diese Technologie im Hinblick auf die Energieeffizienz von Vorteil sein. Neben der Wärmepumpe selbst und einem Pufferspeicher bedarf es für die stromnetzdienliche Steuerung einer Wärmepumpe durch den Netzbetreiber eines Steuermoduls und für die Abrechnung eines separaten Stromzählers (siehe Abbildung 33). Bei der Neuinstallation von Wärmepumpen sind Smart Meter inzwischen verpflichtend einzubauen, ebenso in Haushalten mit einem Stromverbrauch von mehr als 6.000 kWh. Für bereits

¹¹³ Interview mit Mitarbeitern von zwei Wärmepumpenherstellern vom 01.07.2020 und 02.07.2020.

vorhandene Wärmepumpen gilt diese Pflicht nicht (BWP 2020a). Der konkrete Anwendungsfall der Fallstudie bezieht sich auf die netzdienliche Steuerung einer Luft-Wärmepumpe auf Haushaltsebene. Dabei wird ein Steuerungssignal vom Netzbetreiber zum Haushalt bzw. zum Smart Meter Gateway, gesendet, und von dort an eine Steuerbox weitergeleitet, die das jeweilige Endgerät, hier die Wärmepumpe, steuert. Die Verbrauchsdaten werden wiederum vom Haushalt an den Netzbetreiber gesendet. Zusätzlich wird aufgrund der Tarifierung und Abrechnung ein zweiter, digitaler Stromzähler (Smart Meter) installiert (siehe Abbildung 33).

Abbildung 33: Grafische Darstellung des Anwendungsfalls „Wärmepumpe“ in Fallstudie 5



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Als **Referenzfall** dient ein Haushalt, in dem die Wärmepumpe bedarfsorientiert betrieben wird. Anstelle des Smart Meters liegt hier ein analoger Ferraris-Zähler vor. SMGW und Steuerbox entfallen als Bauteile.

8.2.2 Stromnetzdienliche Steuerung einer Ladestation

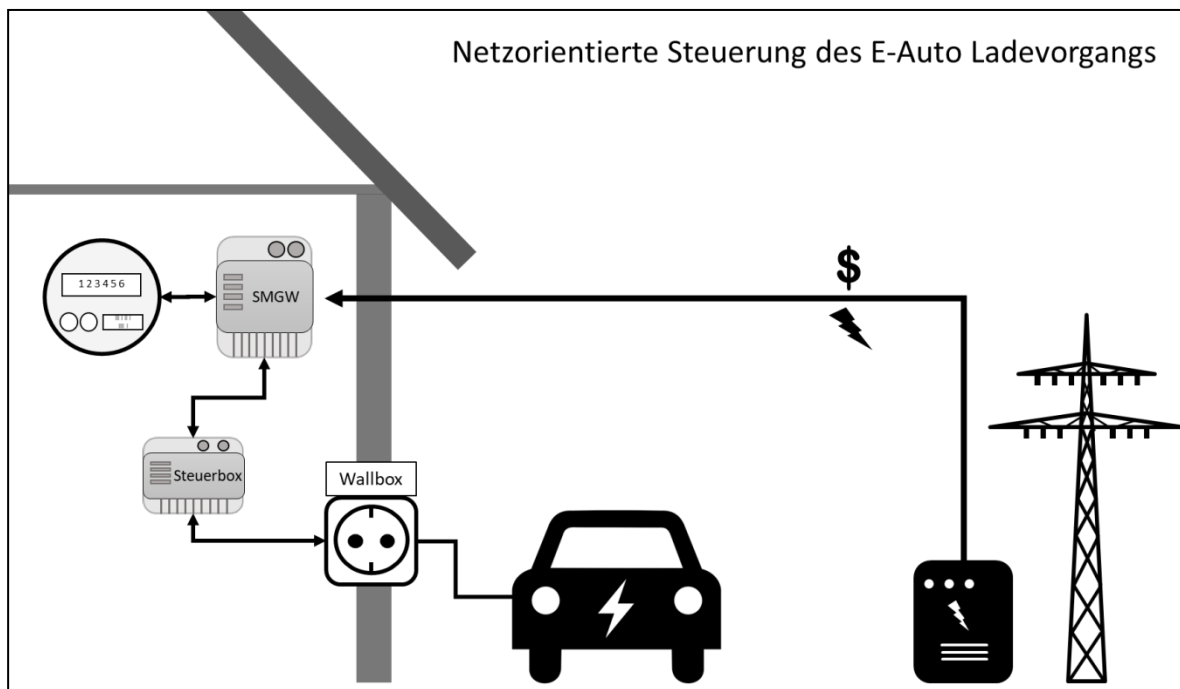
Mit der steigenden Anzahl an jährlich verkauften Elektrofahrzeugen steigt auch die Nachfrage nach Elektroladestationen. BDEW et al. (2020) unterscheiden vier Arten von Ladebetriebsarten, um die Anforderungen an die Lade-Infrastruktur zu systematisieren (Bärwaldt et al. 2019):

- ▶ Die Ladebetriebsart 1 beschreibt das simple Laden eines Elektrofahrzeuges über eine Haushaltssteckdose oder Industriesteckdose. Hierbei besteht keinerlei Kommunikation mit dem Fahrzeug (hier zweirädrige Fahrzeuge).
- ▶ Die Ladebetriebsart 2 beschreibt ebenfalls das Laden eines Elektrofahrzeuges über eine Haushalts- oder Industriesteckdose. Allerdings ist in das Ladekabel des Fahrzeugs eine Steuer- und Schutzeinrichtung integriert, sodass sichergestellt ist, dass keine Gefahren entstehen, wenn die Steckdose nicht für das Laden von Elektrofahrzeugen geeignet ist.

- ▶ Die Ladebetriebsart 3 bezieht sich auf eine fest installierte Ladestation (Wallbox), mit voller Sicherheitsfunktionalität und Kommunikation über das Ladekabel.
- ▶ Die Ladebetriebsart 4 erfolgt über die Ladesäulen, an denen das Ladekabel fest installiert ist. Ladesäulen finden sich vor allem im öffentlich zugänglichen Bereich, wo eine flexible Steuerung nicht oder nur sehr begrenzt in Frage kommt.

Bei den Ladeeinrichtungen unterscheidet sich außerdem der Aufstellort. Die meisten Ladeeinrichtungen sind privat aufgestellt (ca. 85 % aller Ladeeinrichtungen), die restlichen 15 % sind öffentlich zugänglich (NPE 2018). Ein weiteres wichtiges Unterscheidungsmerkmal ist auch die Art der Ladevorrichtung und die damit verbundene maximale Ladeleistung. Eine Wallbox weist in der Regel eine geringere Ladeleistung auf als eine Ladesäule. Da der Einsatz einer Wallbox die typische Anwendung in privaten Haushalten ist, wird diese Variante in diesem Anwendungsfall betrachtet. Der konkrete Anwendungsfall bezieht sich somit auf die netzdienliche Steuerung einer Ladeeinrichtung für einen Elektro-PKW auf Haushaltsebene. Teil des Systems ist auch die Batterie, hier ein Lithium-Ionen Akku, der sich in der Elektro-Mobilität als dominierender Akkutyp heraus kristallisiert hat (Rahimzei et al. 2015; Umweltbundesamt 2019; Vetter et al. 2005; Oeser et al. 2018; Ecker et al. 2012). Die stromnetzdienliche Steuerung funktioniert so, dass das Steuerungssignal vom Netzbetreiber zum SMGW im Haushalt gesendet und von dort an die Steuerbox weitergeleitet wird, die wiederum die Ladeeinrichtung steuert. Wie im Anwendungsfall Wärmepumpe ist aufgrund der Abrechnung ergänzend zu dem bereits vorhandenen Stromzähler ein zweiter, digitaler Stromzähler (Smart Meter) installiert (siehe Abbildung 34). Sowohl in der Darstellung, als auch in den Berechnungen wird jeweils nur dieser zweite Stromzähler betrachtet.

Abbildung 34: Grafische Darstellung des Anwendungsfalls „Ladestation“ in Fallstudie 5



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Als **Referenzfall** dient ein Haushalt, in dem der Elektro-PKW bedarfsorientiert geladen wird. Die Wallbox bleibt als Bauteil Teil des Systems, anstelle des Smart Meters ist ein Ferraris-Zähler im Einsatz. SMGW und Steuerbox entfallen als Bauteile.

8.2.3 Gegenüberstellung Anwendungs- und Referenzfall

Tabelle 40 stellt die erforderlichen Bauteile und technischen Komponenten in den beiden Anwendungs- und Referenzfällen gegenüber.

Tabelle 40: Vergleich Referenzfall und Fallstudie 5

Attribut / Ausprägung	Referenzfall 1	Anwendungsfall 1	Referenzfall 2	Anwendungsfall 2
Beschreibung	Haushalt mit Wärmepumpe, bedarfsorientiert genutzt	Haushalt mit Wärmepumpe, stromnetzdienlich genutzt	Haushalt mit Elektroladestation, bedarfsorientiert genutzt	Haushalt mit Elektroladestation, stromnetzdienlich genutzt
Energietechnik	Wärmepumpe, Pufferspeicher	Wärmepumpe, Pufferspeicher	Wallbox, Li-Ionen-Batterie	Wallbox, Li-Ionen-Batterie
Digitale Infrastruktur	Ferraris-Zähler	Smart Meter, Smart Meter Gateway, Steuerbox	Ferraris-Zähler	Smart Meter, Smart Meter Gateway, Steuerbox
Datentransfer	nein	An Stromnetzbetreiber, WP-Hersteller	nein	An Stromnetzbetreiber

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

8.3 Marktsituation und -entwicklung bis 2030

8.3.1 Marktsituation

Im Jahr 2019 nutzten laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur bereits 80 % der Netzbetreiber die Möglichkeiten des §14a EnWG. Bei den 1,4 Mio. Verbrauchern, die stromnetzdienlich gesteuert werden, handelt es sich bei 67 % um Nachtspeicherheizungen und bei 24 % um Wärmepumpen. Die für die Steuerung eingesetzte Technik unterscheidet sich dabei etwas. Interviews mit Praxisvertreter*innen ergaben, dass zum einen je nach Standort unterschiedliche Verfahren und Technologien zur Signalübertragung eingesetzt werden und zum anderen die Erwartungen an und Perspektiven auf diese Thematik variieren. Die Steuerung erfolgt in einigen Fällen noch über eine klassische Rundsteuerung, in anderen Fällen über eine Steuerbox mit Funksignal und in manchen Fällen bereits über das vom BSI vorgesehene Modell eines Smart Meter Gateways. Ein Beispiel für eine sich bereits im Einsatz befindliche Technologie ohne Anbindung eines SMGW ist der sogenannte Strompager der Firma e*Nergy. Diese im Berliner Stromnetz eingesetzte Steuerbox dient der flexiblen Steuerung von Wärmepumpen und Elektroladestationen und basiert auf der Funktechnik im 460 MHz Bereich.

Eine deutliche Zunahme an flexiblen Verbrauchern sind vor allem bei den Wärmepumpen sowie den Elektroladestationen zu erwarten (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Ein konkret geplantes Vorhaben von den Berliner Verkehrsbetrieben und Stromnetz Berlin ist beispielsweise die Einrichtung von Ladesäulen für 30 Elektrobusse in Berlin, die als flexibel steuerbare Verbrauchseinrichtungen konzeptioniert werden sollen (Stromnetz Berlin und Berliner Verkehrsbetriebe o.J.).

Wärmepumpen sind geeignete Wärmeerzeuger für Gebäude, die eine niedrige Temperaturanforderungen haben. Somit sind vor allem in Neubauten sowie sanierten Bestandsgebäuden Haushalte zu finden, für die der Anwendungsfall in Frage kommt. In Deutschland waren Anfang

des Jahres 2019 etwa 880.000 Heizungswärmepumpen installiert (BWP 2019). Die weniger effizienten Luftwärmepumpen im Vergleich zu Erdwärmepumpen machen dabei den größeren Anteil aus. Laut BDEW (2019a) wurden im Jahr 2019 3,4 % der 18,9 Mio. Wohngebäude in Deutschland mit Elektro-Wärmepumpen beheizt. Den größten Anteil im Heizungsmarkt haben noch immer mit Gas oder Öl betriebene Zentralheizungen. Dabei sind die Absatzzahlen für Wärmepumpen in den vergangenen Jahren stetig gestiegen und lagen im Jahr 2019 bei 86.000 Wärmepumpen. Im Status quo liegen somit etwa eine Mio. Heizwärmepumpen vor, die theoretisch stromnetzdienlich betrieben werden könnten.

Ende des Jahres 2019 gab es in Deutschland ca. 24.000 öffentlich zugängliche **Ladestationen** (BDEW 2019b). Hinzu kamen ca. 64.000 nicht oder halb öffentlich zugängliche Anschlüsse (z. B. in Garagen und Stellplätzen von Eigenheimen, Tiefgaragen von Mehrfamilienhäusern und Firmenparkplätzen auf dem eigenen Gelände) (CHARGEMAP 2019; Die Bundesregierung 2019). Im Hinblick auf die Nutzung der Ladepunkte erscheinen öffentlich zugängliche Ladeeinrichtungen kaum oder nur sehr begrenzt für eine flexible Steuerung geeignet (ggf. bei Ladevorgängen über Nacht). Das größere Potenzial befindet sich in den Ladeeinrichtungen im privaten Raum (Bärwaldt et al. 2019).

8.3.2 Marktentwicklung 2030

Die Marktentwicklung bis 2030 dient als Grundlage für die Hochrechnung der Klimaeffekte. Diese wird zur Veranschaulichung für den Anwendungsfall Wärmepumpen beschrieben, da dieser durch die bereits gängige Praxis eine höhere Relevanz besitzt.

Bei den Wärmepumpen ist in Zukunft von deutlich größeren Zubauraten auszugehen als in den vergangenen Jahren. Durch die seit Januar 2020 geltende Anteilsförderung für Wärmepumpen von 35 Prozent der förderfähigen Kosten und die Austauschprämie haben sich die ökonomischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Wärmepumpen vor allem im Gebäudebestand verbessert, so dass Hersteller und Verbände eine Zunahme der Absatzzahlen erwarten (BWP 2020b). So gehen z. B. Bürger et al. in unterschiedlichen Szenarien für den Wärmemarkt von 2,7 bis 4,2 Mio. Wärmepumpen im Jahr 2030 aus (Bürger et al. 2019). Der genehmigte Szenariorahmen der Bundesnetzagentur geht für 2035 von 3 bis 7 Mio. Wärmepumpen aus (BNetzA 2020b). Eine aktuelle Branchenstudie des BWP prognostiziert für 2030 in einem Referenzszenario, welches die derzeit bestehenden Rahmenbedingungen fortführt, 3 Mio. Wärmepumpen. Für das Zielszenario, welches auf die Erreichung der Klimaziele bis 2030 und 2050 ausgelegt ist und auf verschiedenen Klimastudien basiert, werden 6 Mio. Wärmepumpen veranschlagt, was einem durchschnittlichen jährlichen Anstieg des Absatzes von 14 % bzw. 27 % entspricht (BWP 2020c). Als konservative Prognose orientiert sich die Hochrechnung im Folgenden an den Zahlen des Referenzszenarios, also einen Zuwachs auf 3. Mio. Wärmepumpen in 2030.

Die Studie des BWP enthält keine Aussage darüber, welcher Anteil der Wärmepumpen stromnetzdienlich gesteuert wird. Die Studie „Klimapfade für Deutschland“ von BCG, auf die sich die Branchenstudie bezieht, geht davon aus, dass Wärmepumpen zukünftig überwiegend flexibel gesteuert werden (Gerbert et al. 2018). Die im Folgenden getroffenen Annahmen basieren jedoch auf den aktuellen Zahlen aus dem Monitoringbericht 2020 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes (2021). Demnach lassen sich aktuell rund 56 % der Wärmepumpen über die Rundsteuertechnik steuern, 35 % besitzen eine Zeitschaltung, 6 % lassen sich gar nicht steuern und nur 2 % sind wie im betrachteten Anwendungsfall über die Fernwirktechnik bidirektional mit dem Netzbetreiber verbunden. Für die Marktentwicklung bis 2030 wird angenommen, dass alle neu eingebauten Wärmepumpen mittels Fernwirktechnik steuerbar sind und somit in diesen Anwendungsfall fallen. Zudem wird davon ausgegangen, dass ab 2025 die Rundsteuerung

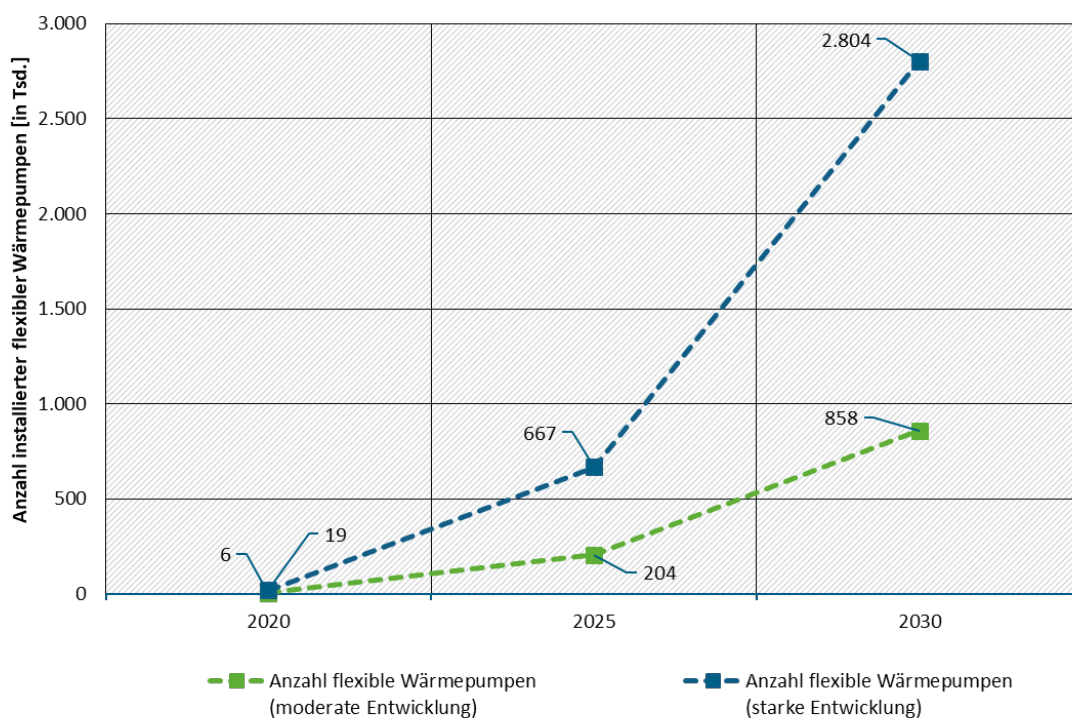
und Zeitschaltung sukzessive auf die Fernwirktechnik umgestellt wird, was den Prozess zusätzlich beschleunigt. Unterschieden werden die Entwicklungspfade letztlich durch unterschiedliche Annahmen zur Akzeptanz einer flexiblen Steuerung. Während in der starken Marktentwicklung davon ausgegangen wird, dass alle Eigentümer*innen einer steuerbaren Wärmepumpe bereit sind, diese für eine flexible Steuerung zur Verfügung zu stellen, gilt dies in einer moderaten Entwicklung, basierend auf den Ergebnissen von Akzeptanzanalysen nach Moshövel et al. (2015, S. 122 f.) lediglich für 30,6 % der Verbraucher.

Basierend auf den genannten Zahlen und Annahmen können zwei Marktentwicklungspfade erstellt werden:

- ▶ **Moderate Marktentwicklung:** Basierend auf dem „Business-as-Usual“ Szenario bei dem bestehende oder geplante Rahmenbedingungen sowie die aktuelle Energiepreissituation abgebildet werden. Rundsteuerung und Zeitschaltung werden ab 2025 sukzessive umgestellt. Nur 30,6 % der flexiblen Verbraucher stehen für eine stromnetzdienliche Steuerung zur Verfügung.
- ▶ **Starke Marktentwicklung:** Ebenfalls basierend auf dem „Business-as-Usual“ Szenario mit 3 Millionen Wärmepumpen bis 2030. Bis 2030 sind bei einer jährlichen Absatzsteigerung von 14 % rund 3 Millionen Geräte installiert. Rundsteuerung und Zeitschaltung werden ab 2025 sukzessive umgestellt. Alle flexiblen Verbraucher stehen für eine Steuerung zur Verfügung.

In Abbildung 35 ist die Anzahl der flexibel gesteuerten Wärmepumpen von 2020 bis 2030 für die moderate und die starke Marktentwicklungen dargestellt. Von 6 bis 19 Tsd. Stück in 2020 steigt die Zahl auf 858 Tsd. bzw. 2.804 Tsd. Stück in 2030.

Abbildung 35: Abschätzung der Marktentwicklung von Wärmepumpen bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Bei den **Ladestationen** hat sich die Bundesregierung das Ziel gesetzt, die öffentlich zugängliche sowie die private Ladeinfrastruktur deutlich auszubauen bzw. den Ausbau über Förderprogramme zu unterstützen. So werden 2020 bis zu 50 Mio. Euro zur Förderung von privaten Ladeeinrichtungen zur Verfügung gestellt. Bis 2030 sollen eine Million öffentlich zugängliche Ladestationen errichtet werden (Die Bundesregierung 2019). Die nationale Plattform Elektromobilität (NPE) geht für 2025 von 2,4 bis 3,5 Mio. Ladepunkten im privaten Bereich und von 145.000 bis 219.000 Ladestationen im öffentlichen Bereich aus (NPE 2018). Momentan sind laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur jedoch lediglich 42 % der Elektroautos überhaupt steuerbar, was die aktuelle Relevanz stark eingrenzt (BNetzA und BKartA 2021).

8.4 Abschätzung der zu erwartenden Klima- und Umwelteffekte

8.4.1 Untersuchungsrahmen

Die Bilanzierung der Umweltwirkungen bezieht sich bei beiden Anwendungsfällen auf einen Haushalt in einem Einfamilienhaus in Deutschland mit flexibel steuerbarer Wärmepumpe beziehungsweise Ladestation. Die funktionelle Einheit ist jeweils ein Jahr. Der jährliche Wärmebedarf beträgt 20.000 kWh. Angelehnt an die IWU-Gebäudetypologie (IWU 2015) ist ein energetisch saniertes Einfamilienhaus mit einem spezifischen Wärmebedarf von 150 kWh/(m²*a) und einer Wohnfläche von ca. 130 m² zu Grunde gelegt. Als jährliche Fahrleistung für das Elektroauto sind 6.800 km angenommen. Zu Grunde gelegt ist ein Pendlerhaushalt mit einer Distanz von 17 km zwischen Wohn- und Arbeitsort – dies entspricht der durchschnittlichen Pendelentfernung (einfache Wegstrecke), die das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung auf der Grundlage der Beschäftigungsstatistik für das Jahr 2018 ermittelt hat (Deutscher Bundestag 2020).

Die Systemgrenze umfasst die gesamte Lebensphase der für die digitale Anwendung notwendigen Geräte sowie die flexibel gesteuerten Geräte über Herstellung, Transport und Entsorgung. Betrachtet werden somit die Wärmepumpe bzw. die Ladestation selbst, der Pufferspeicher im Fall der Wärmepumpe und die Geräte zum Signalempfang und zur -weiterleitung, zur Stromzählung. Der Stromverbrauch in der Nutzungsphase aller beteiligten Geräte wird sowohl im Referenzfall also auch in den Anwendungsfällen mit einbezogen. Die Datenübertragung außerhalb des Haushaltes liegt ebenfalls innerhalb der Systemgrenze.

8.4.2 Sachbilanz

8.4.2.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

In beiden Anwendungsfällen sowie den Referenzfällen sind die Verbraucher selbst, die Wärmepumpe und die Elektroladestation (Wallbox), sowie ein Stromzähler Teile des Systems. Im Fall der Wärmepumpe ist außerdem ein Pufferspeicher vorhanden. Da in den Referenzfällen eine bedarfsorientierte Steuerung erfolgt, sind darüber hinaus hier keine weiteren Geräte im Einsatz.

Zur Bilanzierung der Umweltwirkungen der **Wärmepumpe** wurde ein Datensatz aus der ÖKOBAUDAT übernommen (Annahme "Strom Wärmepumpe (Luft-Wasser) 10 kW"), für die in der ÖKOBAUDAT ein coefficient of performance (COP)¹¹⁴ von 3,1 angegeben ist. Der in der Nutzungsphase durch die Wärmepumpe benötigte Strom ist als der deutsche Strommix 2018 angenommen.

Als **Elektroladestation** ist eine Wallbox vorgesehen, was die typische Ladeeinrichtung bei Privathaushalten ist. Aufgrund fehlender Studien und Datensätze zu vergleichbaren Geräten wurde

¹¹⁴ Der COP (englisch: coefficient of performance) beschreibt das Verhältnis zwischen der erzeugten Wärme und der dafür aufgewendeten Antriebsenergie.

für die Ermittlung der Klimawirkung der Datensatz für generische Elektronik verwendet. Als Gewicht wurde auf Basis von Datenblättern zu marktgängigen Modellen mit einer Leistung von 11 kW ein Wert von 4,3 kg festgelegt. Die Lebensdauer wird in der Literatur bzw. in den AfA-Tabellen des Bundesfinanzministeriums mit 7 bis 10 Jahren angegeben (BMF 1995; VDA 2015). Es wird in dieser Arbeit konservativ ein Wert von 7 Jahren angenommen.

Als Akku in dem Elektrofahrzeug ist eine **Lithium Eisenphosphat (LFP) Batterie** vorgesehen, da Lithium-Ionen Akkus der in der Elektro-Mobilität als dominierende Akkutyp sind. Es wurde der gleichnamige Datensatz aus der ÖKOBAUDAT für die Bilanzierung übernommen und auf eine Batterieladepkapazität von 35,8 kWh (Ladepkapazität eines VW e-Golf skaliert. Die Lebensdauer wurde basierend auf Thielmann et al. (2020) auf 10 Jahre festgelegt.

Für die beiden Anwendungsfälle und Referenzfälle wird aufgrund von Interviewaussagen^{115 116} von Netzbetreibern angenommen, dass ein zusätzlicher Stromzähler für die Erfassung des Stromverbrauchs der Wärmepumpe bzw. der Elektroladestation im Einsatz ist. Im Referenzfall wird ein konventioneller Stromzähler angenommen, im Anwendungsfall ein Smart Meter. Beide Stromzähler sind nach Sias (2017) modelliert. Hinzu kommt im Anwendungsfall ein SMGW, das das Steuersignal vom Netzbetreiber empfängt und dieses über ein Datenkabel an die Steuerbox weiterleitet. Diese übernimmt die Weiterleitung an das Verbrauchsgerät und empfängt auch dessen Verbrauchsdaten. Die Informationsübermittlung an den Netzbetreiber geschieht in umgekehrter Reihenfolge. Sowohl das SMGW, als auch die Steuereinheit sind als Hutschienenmodul mit zwei Teilungseinheiten verbaut und werden daher mit dem gleichen Datensatz modelliert. Aufgrund fehlender Studien und Datensätze zu vergleichbaren Geräten wurde für beide Geräte der Datensatz für generische Elektronik verwendet und auf der Grundlage von Datenblättern auf ein Gewicht von 200 g skaliert.

Die **Datenübertragung und -verarbeitung** ist ebenfalls Teil der Betrachtung. Die Datenübertragung liegt in beiden Anwendungsfällen laut Experteneinschätzung bei etwa 20 bis 40 MB pro Monat. 30 MB pro Monat entsprechen 0,36 GB/a. Die Umweltwirkungen aus der Datenübertragung werden mit Hilfe der Methode aus Kapitel 2.2.2.1 modelliert. Außerdem betreiben Stromnetzbetreiber eigene Server, die hier ebenfalls anteilig angerechnet werden. Es handelt sich dabei um Rackserver. Die Server wurden anteilig pro Kund*in dem Beispielhaushalt angerechnet. Der Wert, der basierend auf den Angaben eines Praxisakteurs berechnet wurde, beträgt 0,00055 Stück pro Kund*in (Haushalt) und Jahr. Die Datengrundlage für die Modellierung des Servers stammt aus Schödwell und Zarnekow (2018).

Tabelle 41: Übersicht über die in Fallstudie 5 erforderlichen Bauteile und Datensätze

Bauteil	Funktion	Gewicht / Leistung	Quelle
Wärmepumpe	Wärmeerzeugung	10 kWth	ÖKOBAUDAT (2020) Referenzjahr: 2018
Pufferspeicher	Wärmespeicherung	300 L	ÖKOBAUDAT (2020) Referenzjahr: 2018
Batterie	Stromspeicherung	35,8 kWh	ÖKOBAUDAT (2020) Referenzjahr: 2018
Elektroladestation / Wallbox	Ladeeinrichtung	4,3 kg	Generische Elektronik

¹¹⁵ Interview mit einem Mitarbeiter eines Netzbetreibers vom 24.06.2020.

¹¹⁶ Interview mit einer Mitarbeiterin eines Netzbetreibers vom 18.05.2020.

Bauteil	Funktion	Gewicht / Leistung	Quelle
Smart Meter	Separate Erfassung des Verbrauchs	1 kg	Sias (2017)
Steuerbox (Strom-pager)	Weiterleitung des Steuer-signals an die Verbraucher	200 g	Generische Elektronik
Smart Meter Ga-teway	Empfang des Steuersig-nals, Kommunikation mit Netz-betreiber	200 g	Generische Elektronik
Datentransfer	Datenübertragung, -ver-arbeitung und -speicherung	GB	Bottom-Up-Methode, siehe Kapitel 2.2.2.1

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

8.4.2.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

In beiden Fällen (Wärmepumpen und Ladestationen) wird davon ausgegangen, dass im Anwendungsfall der konventionelle Stromzähler frühzeitig ausgetauscht wird. Dabei gehen wir auf der Grundlage von Ernst&Young (2013) von einer Restlebensdauer des konventionellen Stromzählers von 11 Jahren aus.

Im Falle einer stromnetzdienlichen Steuerung ist es Angaben von Wärmepumpenherstellern¹¹⁷ zufolge möglich, dass sich durch häufigeres Takten der Anlage die Lebensdauer und Effizienz der Wärmepumpe verringert, denn häufigeres An- und Abschalten von Wärmepumpen führt zu einem erhöhten Verschleiß (s. auch BWP 2014). Es konnte jedoch im Zuge der Literaturrecherche und den Interviews keine Aussage dazu gewonnen werden, in welchem Umfang eine Reduktion der Jahresarbeitszahl oder der Lebensdauer zu erwarten ist. Von 20 Jahren Lebensdauer im Base Case wurde als grobe Abschätzung die Lebensdauer für den Worst Case auf 15 Jahre reduziert. Diese Variation geht jeweils als eine vorzeitige Entsorgung in die Berechnung ein. Die von Nabe et al. (2011) dokumentierte Zunahme des Jahresenergiebedarfs liegt bei unterschiedlichen Wohngebäudetypen zwischen 2 und 27 %. Für ein Nichtwohngebäude wird allerdings auch eine Abnahme des Jahresenergiebedarfs um 6 % festgestellt. Als erste einfache Abschätzung gehen wir für den Base Case davon aus, dass der Stromverbrauch der Wärmepumpe 6.517 kWh/a beträgt. Dies entspricht einer Reduktion der Jahresarbeitszahl um 1 % (JAZ = 3,07) oder einer Zunahme des Jahresenergiebedarfs um 1 %. Im Zuge der Sensitivitätsanalyse gehen wir für den Best Case von einem Stromverbrauch von 6.452 kWh/a aus. Dies entspricht der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe und dem Jahresenergiebedarf des Haushalts im Referenzfall (JAZ = 3,1). Für den Worst Case nehmen wir einen Stromverbrauch von 6.791 kWh/a an. Dies entspricht einer Reduktion der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe um 5 % (JAZ = 2,95) oder einer Zunahme des Jahresenergiebedarfs des Haushalts um 5,25 %. Es bedarf jedoch weiterer Forschungstätigkeiten bzw. eines Monitorings der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen im stromnetzdienlichen Betrieb sowie des Jahresenergiebedarfs von betroffenen Haushalten, um verlässlichere Aussagen dazu machen zu können, inwiefern und in welchem Umfang eine stromnetzdienliche Steuerung die Effizienz von Wärmepumpen und den Jahresenergiebedarf der Haushalte beeinflusst.

Bei der **Elektroladestation und Batterie** ist zu überprüfen, ob sich die Lebensdauer der Batterie des Elektrofahrzeugs durch die veränderten Ladezyklen reduziert. Aus ökologischer Perspektive ist eine möglichst lange Lebensdauer und hohe Zyklenanzahl anzustreben, da die ressourcenintensive Herstellung der Batterie die CO₂-Bilanz von Elektrofahrzeugen in hohem Maße

¹¹⁷ Interview mit Mitarbeitern von zwei Wärmepumpenherstellern vom 01.07.2020 und 02.07.2020.

bestimmt (Emilsson und Dahllöf 2019). Bekannte Faktoren, die die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien negativ beeinflussen, sind hohe Temperaturen, der Betrieb bei sehr hohem oder sehr niedrigem Ladestand, die Ladespannung sowie die Anzahl der Ladezyklen (Hoffmann 2015). Es konnte im Zuge der Literaturrecherche keine eindeutige Aussage dazu gewonnen werden, ob und in welchem Umfang sich die Lebensdauer der Batterie durch ein stromnetzdienliches Beladen verändert. Nach Einschätzung von befragten Experten, ist nicht von einer nennenswerten Veränderung auszugehen. Richtung und Umfang der Wirkung hängen außerdem von der Art der Steuerung ab. Sofern ein Teil der Batteriekapazität nicht zyklisiert bzw. nicht die gesamte Ladebandbreite genutzt wird, ist es denkbar, dass sich dies positiv auf die Lebensdauer der Batterie auswirkt. Sofern temporäre Lastspitzen jedoch dazu führen würden, dass die Batterie schneller beladen wird, könnte sich dies negativ auf die Lebensdauer der Batterie auswirken. Für die Lebensdauer der Batterie ist es grundsätzlich positiv, nicht die maximale Ladebandbreite auszuschöpfen. Daher ist ein Batteriemanagement zu befürworten, das dafür sorgt, dass die Batterie nicht auf 100 % geladen wird. Dies gilt jedoch sowohl für die bedarfs- als auch die stromnetzdienliche Steuerung. Um den Einfluss der Lebensdauer der Batterie und einer möglichen Veränderung auf die Umweltwirkungen einschätzen zu können, werden unterschiedliche mögliche Entwicklungen modelliert. Im Base Case wird davon ausgegangen, dass sich die Lebensdauer der Batterie nicht ändert, im Best Case gehen wir von einer Verlängerung der Lebensdauer auf 12 Jahre aus, und im Worst Case von einer Reduktion auf 8 Jahre.

8.4.2.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Durch die zusätzliche digitale Infrastruktur zur Flexibilisierung der Verbraucher sind zunächst einmal negative Umweltauswirkungen zu erwarten. Die Produktion und der Stromverbrauch der Geräte sowie eine eventuelle Effizienzminderung der Wärmepumpe sorgen für zusätzliche CO_{2eq}-Emissionen. Positive Umwelteffekte sind in diesem Fall erst auf der systemischen Ebene zu erwarten. Das flexible Zu- und Abschalten von Lasten kann sowohl zu einem verminderten Netzausbau, als auch durch eine Lastverschiebung zugunsten einer stärkeren Ausnutzung erneuerbarer Energien genutzt werden.

Im Jahr 2018 wurden laut Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020) 5.403 GWh erneuerbarer Strom abgeregelt. Durch eine netzdienliche Speicherung lässt sich diese Abregelung vermindern und somit der Strommix zugunsten der Erneuerbaren beeinflussen. Dieser Effekt ist auf Haushaltsebene schwer quantifizierbar, zumal bis dato noch wenig Erfahrungswerte vorliegen. Über die Interviews mit den Praxisakteuren, die die flexible Steuerung nach §14 EnWG als Instrument in ihrer Netzausbauplanung verwenden, ließ sich keine Information gewinnen, wie hoch die Auswirkungen sind, die von einzelnen Haushalten bzw. Verbrauchern ausgehen. Eine Studie von Nabe et al. (2011) kommen in ihrer Studie zum stromnetzdienlichen Betrieb von Wärmepumpen jedoch zu dem Ergebnis, dass im Jahr 2030 pro Wärmepumpe die EE-Abregelung um 151 bis 185 kWh/a reduziert werden kann. Pro Wärmepumpe könnten demnach 151 bis 185 kWh/a zusätzlich an EE-Strom im Strommix erzielt werden. In der vorliegenden Fallstudie wird aufgrund der Datenlage keine direkte Abschätzung der Effekte 3. Ordnung vorgenommen, sondern lediglich eine Abschätzung der notwendigen Effekte zum Ausgleich der Mehremissionen (Break-even) durch die Einführung digitaler Infrastruktur durchgeführt.

8.4.2.4 Sensitivitätsanalyse

Es erfolgte eine Sensitivitätsanalyse, um die Unsicherheiten in den Annahmen und Daten zu berücksichtigen und die Robustheit der Ergebnisse einschätzen zu können. In den Base Case gehen die Annahmen ein, die aus Sicht der Autor*innen am plausibelsten sind. In einem Best Case wurden jeweils die Annahmen zusammengetragen, die zu besonders geringen, und in einem Worst

Case die Annahmen, die zu besonders hohen Treibhausgasemissionen führen. Tabelle 42 führt die Input-Parameter auf, die für Best und Worst Case angenommen wurden.

Tabelle 42: Best und Worst Case im Zuge der Sensitivitätsanalyse in Fallstudie 5

Bauteil	Base Case	Best Case	Worst Case
Stromverbrauch Smart Meter [kWh]	35,04	17,52	52,56
Datentransfer [GB/a]	0,36	0,24	0,48
Jahresarbeitszahl Wärmepumpe	3,07	3,1	2,95
Stromverbrauch Wärmepumpe [kWh/a]	6.517	6.452	6.791
Lebensdauer Wärmepumpe [a]	14	15	12
Lebensdauer der Batterie [a]	10	12	8

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

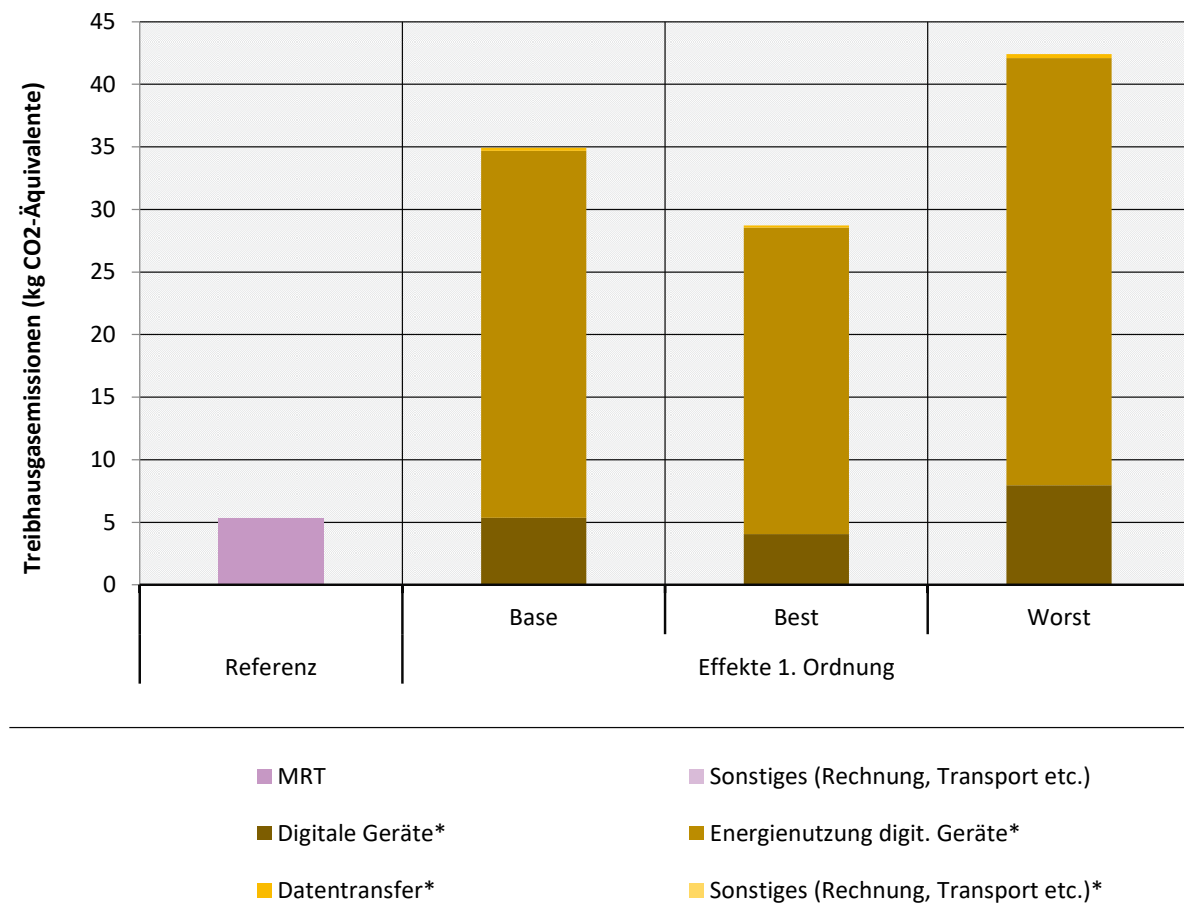
8.4.3 Zusammenfassung der umweltrelevanten Effekte und Wirkungsabschätzung

8.4.3.1 Direkte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 1. Ordnung)

Wärmepumpe

Die Umweltwirkungen des Referenzfalls umfassen die Emissionen aus der Herstellung, dem Betrieb und der Entsorgung der MRT für ein Kalenderjahr. Die Ergebnisse sind in Abbildung 36 dargestellt.

Abbildung 36: Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls „Wärmepumpe“ Fallstudie 5



*Wirkungen ausgehend von zusätzlichen digitalen Anwendungen in den Varianten

Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Die digitalen Geräte (Herstellung, Nutzung und Entsorgung sowie der Datentransfer) verursachen THG-Emissionen von 29 bis 42 kg CO_{2e}/a. Damit liegen die Treibhausgasemissionen des Anwendungsfalls in Base Case, Best und Worst Case deutlich über denen des Referenzfalls von 5 kg CO_{2e}/a.

Um die Höhe der Emissionen aus den digitalen Geräten und dem Datentransfer besser einordnen, kann die Umweltlast aus Herstellung, Betrieb und Entsorgung der Energietechnik gegenübergestellt werden. Die Gesamtemissionen der Energietechnik belaufen sich im Anwendungsfall der Wärmepumpe auf etwa 3.582 kg CO_{2e}/a. Die Treibhausgasemissionen ausgehend von der digitalen Infrastruktur sind – bei aktuell geltendem CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommixes – demgegenüber vernachlässigbar

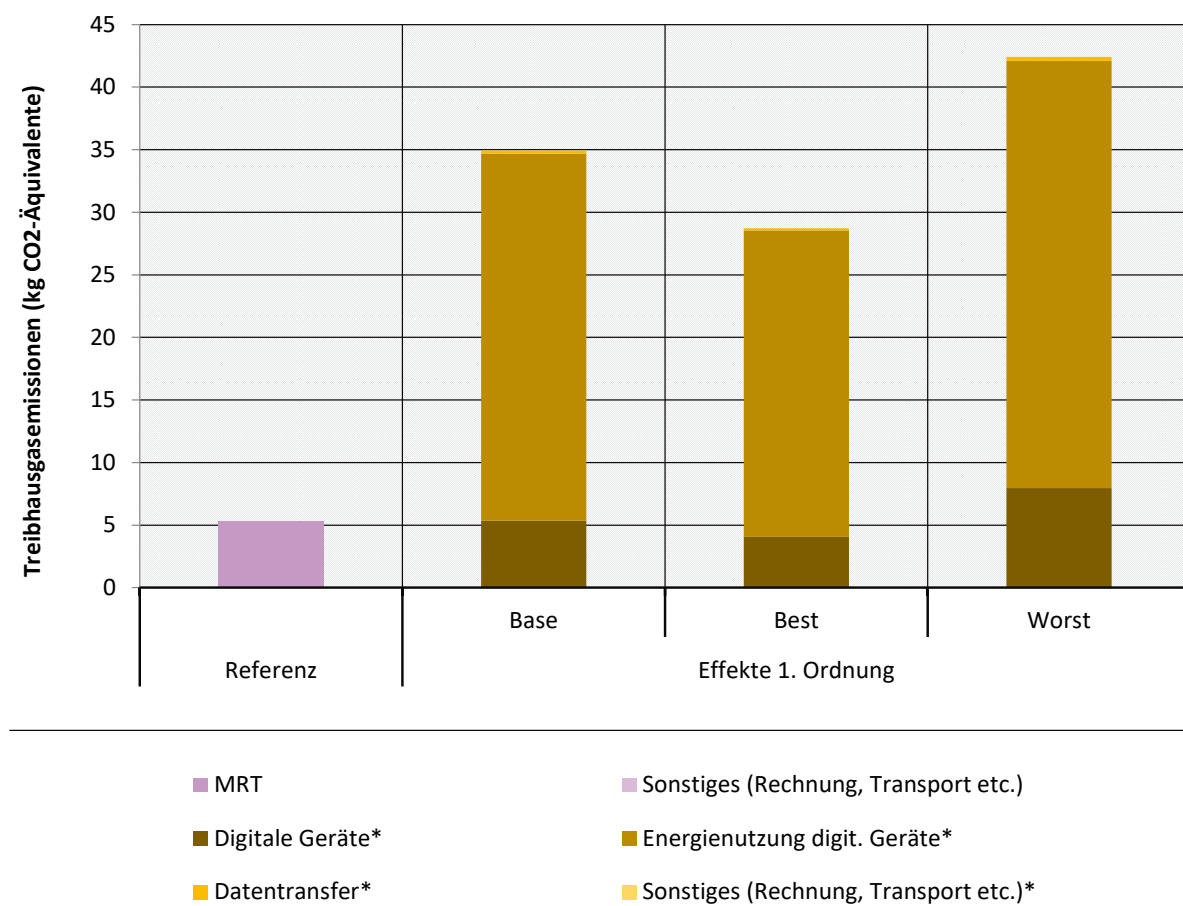
Ähnliches gilt hinsichtlich des KEA. Die MRT des Referenzfalls beläuft sich auf 66 MJ/a. Im Base Case des Anwendungsfalls verursachen die Effekte 1. Ordnung der digitalen Infrastruktur eine zusätzliche Belastung von 371 MJ/a. Im Best Case belaufen sich diese auf 292 MJ/a, im Worst Case auf 468 MJ/a. Der KEA der Energietechnik beträgt 43.493 MJ/a.

Der Netto-Effekt der Effekte 1. Ordnung, also die Differenz der Treibhausgasemissionen zwischen Anwendungs- und Referenzfall, ist im Vergleich zur Energietechnik demnach ebenfalls gering.

Elektroladestation

Ein ähnliches Ergebnis ergibt sich für den Anwendungsfall „Stromnetzdienliche Steuerung einer Elektroladestation“. Die Gesamtemissionen der Energietechnik, hier der Batterie und der Fahrleistung, belaufen sich auf etwa 1.400 kg CO_{2eq}/a sowie 21.189 MJ/a. Die Treibhausgasemissionen, die aus Herstellung, Nutzung und Entsorgung der digitalen Geräte resultieren, entsprechen denen des Anwendungsfalls Wärmepumpe und liegen wiederum deutlich unter denen der Energietechnik.

Abbildung 37: Referenz vs. Effekte 1. Ordnung des Anwendungsfalls „Ladestation“ für Fallstudie 5



*Wirkungen ausgehend von zusätzlichen digitalen Anwendungen in den Varianten

Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

8.4.3.2 Indirekte Effekte aus Technologieperspektive (Effekte 2. Ordnung)

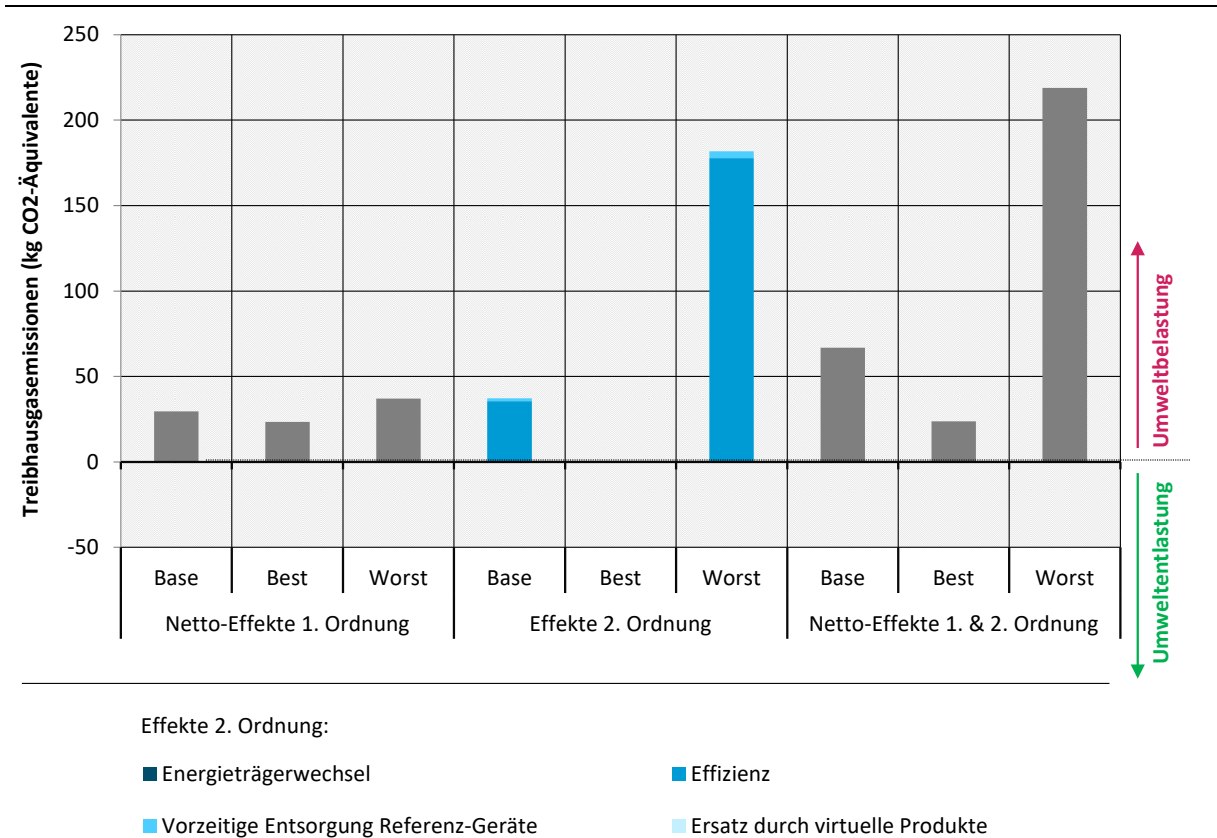
Wärmepumpe

Zu den Effekten 2. Ordnung zählen der vorzeitige Austausch des konventionellen Stromzählers, die mögliche Reduktion der Lebensdauer der Wärmepumpe sowie die mögliche Veränderung des Stromverbrauchs der Wärmepumpe (verursacht über einen Effizienzverlust oder eine Zunahme des Jahresenergiebedarfs des Haushalts).

Der Effekt des vorzeitigen Austauschs des konventionellen Stromzählers auf die Treibhausgasemissionen ist vernachlässigbar. Eine mögliche Reduktion der Lebensdauer der Wärmepumpe geht ebenfalls nur mit geringen Treibhausgasemissionen einher. Eine Veränderung des Stromverbrauchs der Wärmepumpe kann hingegen zu einer signifikanten Änderung der Treib-

hausgasemissionen und des kumulierten Energieaufwands führen. Ausgehend von dem aktuellen Stromemissionsfaktor wird erkennbar, dass eine Zunahme des Stromverbrauchs um 1 % zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen und Energieaufwand in vergleichbarer Höhe führen würde, wie sie auf der Ebene der 1. Ordnung anfallen. Steigt der Stromverbrauch jedoch in höherem Maße, so können sich die Netto-Effekte der 1. und 2. Ordnung der Anwendung deutlich verschlechtern (siehe Abbildung 38). Dies müsste dann durch positive Effekte 3. Ordnung überkompensiert werden, um insgesamt einen Klimanutzen zu erhalten.

Abbildung 38: Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung „Wärmepumpe“ für Fallstudie 5

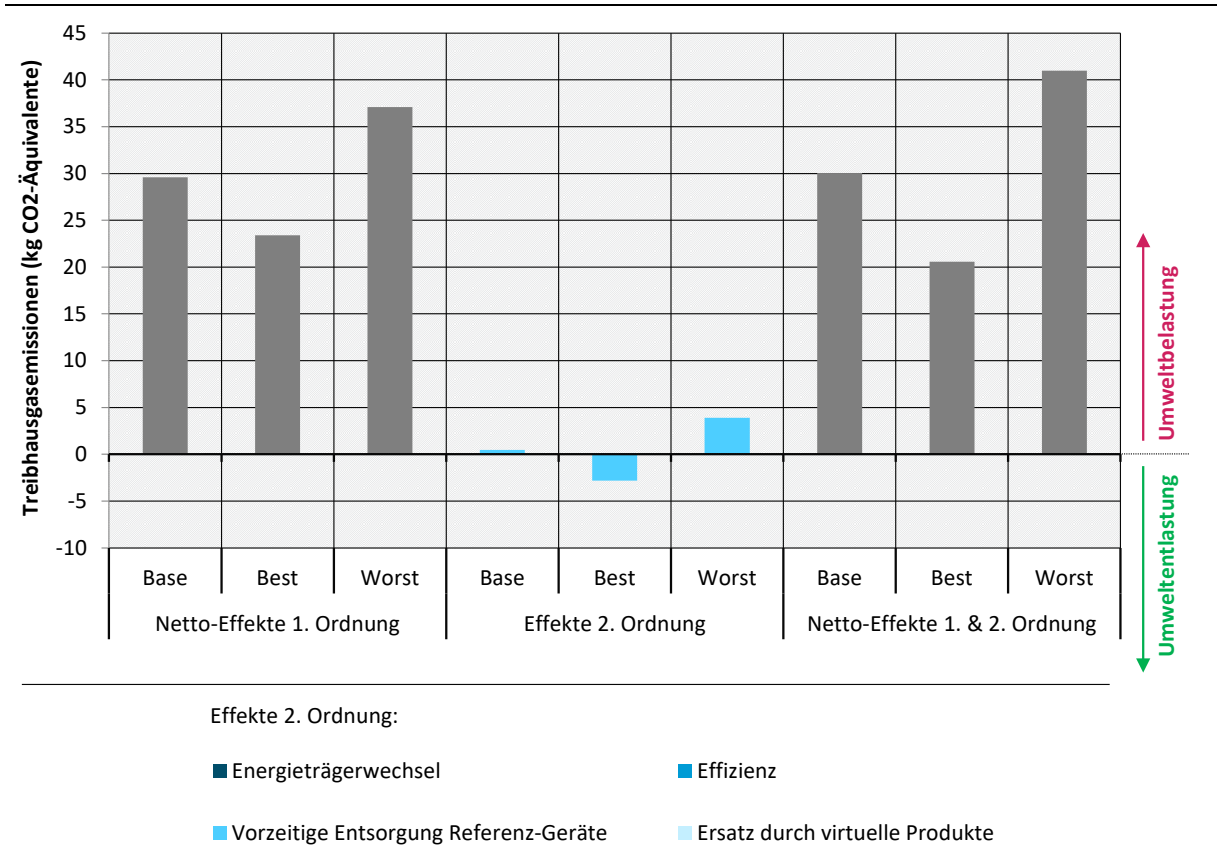


Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Elektroladestation

Auf der Ebene der 2. Ordnung kann bei diesem Anwendungsfall neben dem vorzeitigen Austausch des konventionellen Stromzählers eine Veränderung der Lebensdauer des Akkus auftreten. Beide Effekte sind in Abbildung 39 kumuliert unter „vorzeitiger Entsorgung der Referenzgeräte“ dargestellt. Der KEA sowie die Höhe der Treibhausgasemissionen, die auf die Effekte 2. Ordnung zurückzuführen sind, ist jedoch deutlich geringer als im Anwendungsfall der Wärmepumpe.

Abbildung 39: Ergebnisdarstellung der Effekte erster und zweiter Ordnung „Ladestation“ für Fallstudie 5



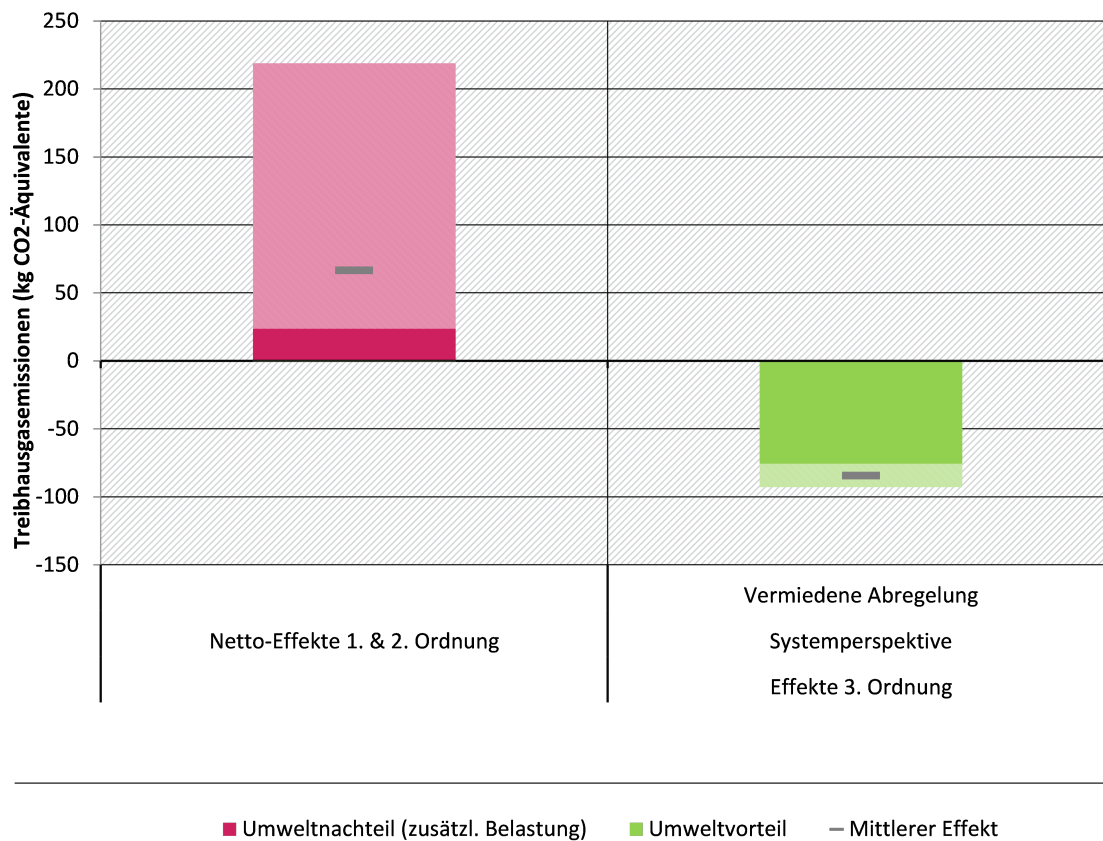
Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

8.4.3.3 Indirekte Effekte aus Benutzer- und Systemperspektive (Effekte 3. Ordnung)

Wärmepumpe

Die stromnetzdienliche Steuerung kann dazu führen, dass eine Abregelung von erneuerbarem Strom verhindert wird, in dem die Wärmepumpe dann läuft, wenn es ein hohes Stromdargebot aus erneuerbaren Energien gibt. Der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix kann auf diese Weise erhöht werden. Zum Ausmaß dieses Effektes, der in die Effekte 3. Ordnung fällt, liegen kaum belastbare Daten oder Informationen vor. Eine Studie von Nabe et al. (2011) kommt zu dem Ergebnis, dass im Jahr 2030 pro Wärmepumpe die EE-Abregelung um 151 bis 185 kWh/a reduziert werden kann (siehe Abbildung 40). Andersherum lässt sich auf der Grundlage des Netto-Effekts aus den Effekten 1. und 2. Ordnung ermitteln, in welchem Umfang eine EE-Abregelung vermieden werden müsste, um die Treibhausgasemissionen aus den Effekten 1. und 2. zu kompensieren. Hierfür wird der gemittelte Stromemissionsfaktor von PV- und Windstrom dem Emissionsfaktor des aktuellen Strommixes gegenübergestellt. Pro zusätzlicher kWh EE-Strom ließen sich gegenüber dem Strommix 0,502 kg CO_{2eq} und 4,94 MJ/a einsparen. Aus dem Netto-Effekt der 1. und 2. Ordnung und dieser Einsparung lässt sich die Anzahl an kWh berechnen, die für die Kompensation erforderlich sind. Über einen Vergleich des Literaturwertes von 151 bis 185 kWh/a mit dem rechnerisch erforderlichen Wert lässt sich abschätzen, ob eine Kompensation und somit ein Nutzen aus Sicht des Klimaschutzes realistisch ist.

Abbildung 40: Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung im Vergleich zu 3. Ordnung für Fallstudie 5



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW

Als erforderlich für eine Kompensation der Treibhausgasemissionen aus den Effekten 1. und 2. Ordnung wären nach dieser Berechnung 133 kWh/a im Base Case und 47 bzw. 436 kWh/a in Best und Worst Case. Für die Kompensation des KEA wären im Base Case 433 kWh/a, 156 kWh/a im Best Case und 1406 kWh/a im Worst Case erforderlich. Sofern sich die Effizienz der Wärmepumpe und / oder der Jahresenergiebedarf des Haushalts nicht oder nur geringfügig verändert (wie im Base Case und im Best Case), kann somit durch den höheren EE-Anteil im Strommix in der Summe voraussichtlich ein Umweltnutzen erzielt werden. Tritt allerdings, wie im Worst Case angenommen, eine Reduktion der Effizienz der Wärmepumpe in einem Umfang auf, dass der zusätzliche Strombedarf das Lastverschiebungspotenzial übersteigt, so ist in der Summe mit einem negativen Umwelteffekt zu rechnen. Diese Aussage gilt vor dem Hintergrund des CO₂-Emissionsfaktors des aktuellen Strommixes. Verändert sich auch der durchschnittliche Strommix hin zu einem sehr niedrigen CO₂-Emissionsfaktor, so sinkt der Einfluss des Stromverbrauchs der Wärmepumpe auf die Höhe der Treibhausgasemissionen. Bei der Interpretation ist außerdem zu beachten, dass der Nutzen der vermiedenen EE-Abregelung über einen Vergleich mit dem aktuellen Strommix errechnet wird und nicht über eine Marginalmethode, bei der eine Vergleich über die Grenzkraftwerken in den jeweiligen Märkten erfolgen würde. Da es sich beim allgemeinen Grenzkostenansatz v. a. um Gas- und Steinkohlekraftwerke handeln würde, wäre für eine Kompensation der Emissionen bei diesem methodischen Vorgehen rechnerisch eine geringe Kilowattstundenzahl erforderlich.

Die stromnetzdienliche Steuerung kann außerdem dazu führen, dass ein Teil des Netzausbaus vermieden werden kann. Es wird vergleichbar wie bei der Abregelung ein Break-even ermittelt, der darstellt, mit welcher Menge Netzausbau (ausgedrückt in Netzlänge) die Umweltbelastungen der Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung vergleichbar sind. Der Break-even für die Kompensation der

Treibhausgasemissionen liegt in diesem Fall im Base Case bei 168 m Netzlänge, im Best Case bei 60 m und im Worst Case bei 552 m. Für die Kompensation des KEA sind im Base Case 121 m, im Best Case 44 m und im Worst Case 394 m notwendig.

Elektroladestation

Der Break-even, der darstellt, mit welchem Umfang an EE-Abregelung und mit welcher Menge Netzausbau (ausgedrückt in Netzlänge) die Umweltbelastungen der Netto-Effekte 1. und 2. Ordnung vergleichbar sind, liegt hier niedriger als im Anwendungsfall Wärmepumpe.

Die vermiedene EE-Abregelung, die für eine Kompensation der Treibhausgasemissionen der 1. und 2. Ordnung erforderlich wäre, beträgt 60 kWh/a im Base Case und 41 bzw. 82 kWh/a Jahr im Best und Worst Case. Im Falle des KEA beträgt die Kompensation 198 kWh/a im Base Case sowie 127 kWh/a und 279 kWh/a im Best und Worst Case. Der vermiedene Netzausbau, der für eine Kompensation der Treibhausgasemissionen erforderlich wäre, beträgt 76 m Netzlänge im Base Case und 52 bzw. 103 m Netzlänge im Best und Worst Case. Eine Kompensation des KEA erfordert hier 55 m im Base Case, 36 m im Best Case und 78 m im Worst Case.

8.5 Hochrechnung der Klimaeffekte

Basierend auf den Zahlen aus der Marktanalyse in Kapitel 8.3.2 sowie den errechneten Umwelteffekten pro Einzelanwendung (Kapitel 8.4.3) lassen sich die Auswirkungen einer Marktdurchdringung flexibler Verbraucher für ganz Deutschland bestimmen. Aufgrund der höheren Relevanz bzw. bereits höheren Marktdurchdringung wird dies im Folgenden für den Anwendungsfall der netzdienlich gesteuerten Wärmepumpen durchgeführt.

Tabelle 43: Hochrechnung der Klimaeffekte in 2030 für Fallstudie 5

	2025			2030		
	Base [t CO _{2eq} /a]	Best [t CO _{2eq} /a]	Worst [t CO _{2eq} /a]	Base [t CO _{2eq} /a]	Best [t CO _{2eq} /a]	Worst [t CO _{2eq} /a]
Moderate Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	5.311	4.189	6.697	20.118	15.841	25.508
Effekte 2. Ordnung	6.535	72	31.876	24.301	304	118.154
Effekte 3. Ordnung	-15.471	-18.954	-17.212	-64.997	-79.633	-72.315
Summe	-3.625	-14.693	21.361	-20.578	-63.488	71.348
Starke Marktentwicklung						
Effekte 1. Ordnung	17.356	13.690	21.887	65.746	51.768	83.360
Effekte 2. Ordnung	21.355	236	104.169	79.414	993	386.126
Effekte 3. Ordnung	-50.558	-61.942	-56.250	-212.410	-260.238	-236.324
Summe	-11.847	-48.015	69.806	-67.249	-207.476	233.162

Quelle: Eigene Berechnung, IÖW

Hierzu werden die THG-Emissionen der Einzelanwendung mit den Bestandszahlen für die Jahre 2025 und 2030 jeweils für eine moderate Entwicklung und eine starke Marktentwicklung hochgerechnet. Neben dem Base Case werden hierbei zusätzlich der Worst Case und Best Case aus

der ökologischen Bewertung des Anwendungsfalls einbezogen und in Tabelle 43 nebeneinander gestellt. Ein negativer Wert bedeutet hier eine THG-Minderung.

Bei moderater Marktentwicklung liegen die Effekte 1. und 2. Ordnung in 2030 im Base Case bei jeweils ca. 20 Tsd. t CO_{2eq}/a und 24 Tsd. t CO_{2eq}/a. Große Unterschiede ergeben sich hierbei jedoch in den anderen beiden Fällen. Im Best Case – bei einem geringeren angenommenen Effizienzverlust der Wärmepumpe durch flexible Steuerung – belaufen sich die Effekte 2. Ordnung auf lediglich 304 t CO_{2eq}/a. Im Worst Case werden höhere Effizienzverluste angenommen, was zu einer starken Erhöhung der THG-Emissionen 2. Ordnung von knapp 80 Tsd. t CO_{2eq}/a führt. Bei starker Marktentwicklung stellt sich eine ähnliche Konstellation dar, bei der die Unterschiede noch stärker ausgeprägt sind.

Die THG-Einsparpotenziale durch Effekte 3. Ordnung beziehen sich auf einen veränderten Strommix durch den flexiblen Betrieb der Wärmepumpen. Hierbei wird angenommen, dass über das Jahr gesehen mehr erneuerbare Energien integriert werden und der Strommix somit „grüner“ wird. Im Base und besonders im Best Case sind diese jeweils so hoch, dass sie die Effekte 1. und 2. Ordnung überwiegen und die Anwendungsfälle zu einer treibhausgasmindernden Maßnahme machen. Im Worst Case wirken sich die Effekte 2. Ordnung hingegen so stark aus, dass hierbei insgesamt zusätzlich Emissionen entstehen. Es ist allerdings anzumerken, dass die Effekte 3. Ordnung aufgrund der großen Unsicherheiten lediglich als Abschätzungen zu bewerten sind und ihr tatsächlicher Einfluss gerade bei einer bundesweiten Hochrechnung variieren kann.

Das novellierte Klimaschutzgesetz beziffert die zulässigen jährlichen THG-Emissionen für 2030 auf 108 Mio. t CO₂ (Deutscher Bundestag 2021). Laut UBA (2021) war die Energiewirtschaft 2020 für einen Ausstoß von 221 Mio. t CO₂ verantwortlich. Hier besteht also für diese Zeitspanne eine Lücke von 113 Mio. t CO₂ die eingespart werden müssen. Im Base Case einer moderaten Marktentwicklung kann die Umstellung auf flexible Wärmepumpen hierzu einen Beitrag von lediglich 0,02 % bzw. 0,06 % bei starker Entwicklung beitragen. Im Best Case steigt der Anteil auf 0,06 % bei moderater Entwicklung und auf 0,2 % bei starker Entwicklung. Im Worst Case überwiegen die Effekte 2. Ordnung die Effekte 3. Ordnung, was zu zusätzlichen THG-Emissionen von ca. 71 Tsd. t CO_{2eq}/a bzw. 233 Tsd. t CO_{2eq}/a führt.

Insgesamt wird deutlich, dass der mögliche Effizienzverlust der Wärmepumpen durch eine flexible Steuerung einen großen Einfluss auf das Ergebnis hat. Bei hohen Effizienzverlusten können sogar zusätzliche THG-Emissionen auftreten. Fallen die Effizienzverluste gering aus oder sogar weg, entsteht hier durchaus ein positiver Effekt zur Erreichung der Ziele. Nicht berücksichtigt hierbei ist, dass der stromnetzdienliche Betrieb von Wärmepumpen zukünftig möglicherweise die Voraussetzung ist, eine sehr hohe Marktdurchdringung von Wärmepumpen zu ermöglichen und Gaskessel (nahezu) komplett zu substituieren. Unter Umständen ist daher selbst ein Effizienzverlust in Kauf zu nehmen, um den Ausstieg aus der Verbrennung fossiler Energieträger zu ermöglichen.

8.6 Bestehender Rechtsrahmen

8.6.1 Europarecht

Das im Jahr 2019 novellierte Energiebinnenmarktsekundärrecht hat die maßgeblichen Rahmenbedingungen grundlegend neu gefasst und erfordert eine Überarbeitung des nationalen Rechtsrahmens.

8.6.1.1 Verordnung 2019/943/EU

Die Verordnung 2019/943/EU erkennt der Flexibilität insbesondere durch Laststeuerung eine zentrale Bedeutung im künftigen Stromsystem zu. Nach Art. 2 Nr. 44 Verordnung 2019/943/EU i.V.m. Art. 2 Nr. 20 Richtlinie 2019/944/EU bedeutet der Begriff der Laststeuerung „eine Abweichung der Endkunden-Elektrizitätslast von ihren üblichen oder aktuellen Stromverbrauchsmustern als Reaktion auf Marktsignale, etwa zeitabhängige Strompreise oder Anreizzahlungen, oder als Reaktion auf das angenommene Angebot eines Endkunden, eine Nachfrageverringering oder -erhöhung zu einem bestimmten Preis auf einem organisierten Elektrizitätsmarkt im Sinne von Artikel 2 Ziffer 4 der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 der Kommission zu verkaufen, allein oder durch [Aggregation]“. Dies schließt Maßnahmen der externen Steuerung von Verbrauchern ein.

Nach Art. 1 lit. a und b Verordnung 2019/943/EU zielt die Verordnung u.a. darauf ab, Marktsignale für Flexibilität auszusenden und Grundsätze „für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die allen Ressourcenanbieter und Stromkunden diskriminierungsfreien Marktzugang ermöglichen ..., Laststeuerung... sicherstellen ... und die Integration verschiedener Sektoren ... [zu] ermöglichen“. Nach Erw. 7 S. 3 Verordnung 2019/943/EU sollten „[z]ur Einbindung des wachsenden Anteils erneuerbarer Energie in das künftige Stromsystem ... alle verfügbaren Flexibilitätsquellen, insbesondere Laststeuerungslösungen und Energiespeicherung, sowie die Digitalisierung durch die Integration innovativer Technologien in das Stromsystem genutzt werden.“ Korrespondierend damit ist es nach Erw. 23 Verordnung 2019/943/EU „von entscheidender Bedeutung, dass im Markt bestehende Hindernisse für den grenzüberschreitenden Handel beseitigt und Investitionen in die unterstützende Infrastruktur, beispielsweise in flexiblere Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Energiespeicherung, gefördert werden.“

Anknüpfend daran bezieht Art. 3 Verordnung 2019/943/EU Aspekte der Laststeuerung in die Grundsätze für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte ein. Danach bieten „[d]ie Marktvorschriften ... geeignete Investitionsanreize, damit ... Energiespeicherung, Energieeffizienz und Laststeuerung den Erfordernissen des Marktes Rechnung tragen“ (lit. g) und „ermöglichen den Dispatch von Erzeugungsanlagen, Energiespeicherung und Laststeuerung“ (lit. m). Auch nehmen „[d]ie sichere und nachhaltige Erzeugung sowie Energiespeicherung und Laststeuerung ... gemäß den Anforderungen des Unionsrechts gleichberechtigt am Markt teil“ (lit. j).

Dementsprechend muss nach Art. 12 Abs. 1 Verordnung 2019/943/EU die Laststeuerung diskriminierungsfrei, transparent und grundsätzlich marktbasierend erfolgen. Ergänzend bestimmt Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 Verordnung 2019/943/EU, dass „Netzentgelte ... keine Negativanreize für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung setzen“ dürfen.

8.6.1.2 Richtlinie 2019/944/EU

Die Richtlinie 2019/944/EU adressiert die Fragestellung vor allem in ihren Erwägungsgründen. Zwar folgen aus diesen keine rechtlichen Verpflichtungen. Bei der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht können diese jedoch als Orientierung dienen.

Nach Erw. 37 Richtlinie 2019/944/EU sollten die Verbraucher als aktive Marktteilnehmer „die Möglichkeit haben, sich an allen Formen der Laststeuerung zu beteiligen. Sie sollten deshalb die Möglichkeit haben, Nutzen aus einer flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme zu ziehen ...“. Zugleich qualifiziert Erw. 41 Richtlinie 2019/944/EU die Laststeuerung als „ein[en] Dreh- und Angelpunkt für das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen und mithin für deren effiziente Einbindung in das Stromnetz, was wiederum für den Vorgang der Dekarbonisierung des Verkehrs von entscheidender Bedeutung ist.“ Daran anschließend formuliert Erw. 42 Richtli-

nie 2019/944/EU das Ziel, dass „Verbraucher ... in der Lage sein [sollten], selbst erzeugte Elektrizität zu verbrauchen, zu speichern und zu vermarkten sowie an allen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und so dem System Flexibilität zu bieten, etwa durch Speicherung von Energie, beispielsweise Speicherung unter Einsatz von Elektrofahrzeugen), durch Laststeuerungs- oder durch Energieeffizienzprogramme.“ Voraussetzung hierfür ist, wie Erw. 52 Richtlinie 2019/944/EU ausdrücklich anerkennt, die Existenz von intelligenten Messsystemen. Mit Blick auf die Verteilernetzbetreiber statuiert Erw. 61 Richtlinie 2019/944/EU, dass diese „neue Lasten wie jene, die aus Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen resultieren, kosteneffizient integrieren [müssen]. Zu diesem Zweck sollten die Verteilernetzbetreiber die Möglichkeit und Anreize erhalten, auf der Grundlage von Marktverfahren die Dienste dezentraler Energiere Ressourcen wie Laststeuerung und Energiespeicherung in Anspruch zu nehmen, um ihre Netze effizient zu betreiben und keinen kostspieligen Netzausbau vorzunehmen. Die Mitgliedstaaten sollten geeignete Maßnahmen wie nationale Netzkodizes und Marktvorschriften umsetzen und den Verteilernetzbetreibern mittels Netzentgelten, die der Flexibilität oder der Verbesserung der Energieeffizienz im Netz nicht im Wege stehen, Anreize bieten.“

Während Wärmepumpen im normativen Teil der Richtlinie 2019/944/EU nicht angesprochen werden, befasst sich Art. 33 Richtlinie 2019/944/EU mit der Einbindung der Elektromobilität in das Stromnetz. Im vorliegenden Kontext sind der Vorschrift jedoch keine spezifischen Aussagen zu entnehmen. Es gelten daher die Vorgaben für die Laststeuerung allgemein, hinsichtlich derer auf die Ausführungen oben zu verweisen ist (Kapitel 7.6.1.2).

8.6.1.3 Richtlinie (EU) 2018/2001

Die Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 nimmt mehrfach positiv auf Wärmepumpen Bezug sowie in den Erwägungsgründen 86 und 87 auch auf die Elektromobilität. Zur vorliegend relevanten Frage ihrer externen Steuerbarkeit verhält sie sich jedoch nicht.

8.6.2 Nationales Recht

Die vorstehend dargestellten Vorgaben des vorrangigen Europarechts müssen hinsichtlich der Verordnung 2019/943/EU respektiert und angewendet sowie bezüglich der Richtlinie 2019/244/EU umgesetzt werden.

8.6.2.1 EnWG

§ 1 Abs. 4 Nr. 3 EnWG zählt zu den Zielen des Gesetzes, dass u.a. „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten insbesondere möglichst umweltverträglich, netzverträglich, effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten“. nach § 1a Abs. 3 EnWG soll auf dem Strommarkt „insbesondere auf eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage hingewirkt werden. Ein Wettbewerb zwischen effizienten und flexiblen Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten, eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor sowie die Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Elektrizitätsversorgungssystem sollen die Kosten der Energieversorgung verringern, die Transformation zu einem umweltverträglichen, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgungssystem ermöglichen und die Versorgungssicherheit gewährleisten.“

Die spezifischen Regelungen für ab- und zuschaltbare Lasten beziehen sich gleichwohl weitgehend auf die Ebene der Übertragungsnetze, vgl. § 11 Abs. 3 S. 3, § 13 EnWG. Dies gilt auch für die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV).

Auf Verteilernetzebene besteht mit § 14a EnWG eine rudimentäre Regelung, Danach haben „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen ... denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile.“

Zur Konkretisierung der diesbezüglichen Anforderungen enthält § 14a S. 3 EnWG eine Verordnungsermächtigung, die es der Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates gestattet, „insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind.“ Von dieser Ermächtigung ist bislang kein Gebrauch gemacht worden. Auch enthält die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) keine Aussagen zum Lastmanagement.

8.6.2.2 MsbG

Das MsbG enthält sich spezifischer Vorgaben. Zwar legaldefiniert § 2 Nr. 11 MsbG den Begriff der Messstelle als „die Gesamtheit aller Mess-, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen zur sicheren Verarbeitung von Messdaten und zur sicheren Anbindung von Erzeugungsanlagen und steuerbaren Lasten an Zählpunkten eines Anschlussnutzers“ und gibt damit zu erkennen, dass steuerbare Lasten einen Bezug zum „Thema“ des Gesetzes aufweisen. Auch steht technisch außer Frage, dass ohne entsprechende Messungen und Steuerungen ein Lastmanagement nicht erfolgen kann. Auf die Schaffung der hierfür notwendigen Voraussetzungen zielt nicht zuletzt § 33 MsbG ab.

8.6.3 Risiken aus dem bestehenden Rechtsrahmen für die Projektrealisierung

Das wesentliche Risiko ist darin zu sehen, dass der unspezifische deutsche Rechtsrahmen noch nicht an die neuen europarechtlichen Vorgaben angepasst ist. Diese wiederum sind komplex, stehen einer Projektrealisierung aber nicht entgegen.

8.7 Handlungsoptionen und -empfehlungen

Die Steuerung flexibler Lasten wie Wärmepumpen und Elektroladestationen wird durch den zunehmenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeuger und die parallele Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors in den nächsten Jahren deutlich an Relevanz gewinnen. Das Kapitel Handlungsoptionen und -empfehlungen nimmt Bezug auf den Anwendungsfall Wärmepumpe, ist jedoch auch auf andere flexible Lasten wie Elektroladestationen übertragbar.

Es ist zu erwarten, dass die Anzahl an Wärmepumpen in den nächsten Jahren deutlich ansteigen wird, Prognosen belaufen sich auf drei bis sechs Mio. Wärmepumpen in 2030 (siehe Kapitel 8.3.2). Die Einschätzung von Gerbert et al. (2018) und Zander et al. (2018) ist außerdem, dass diese überwiegend flexibel gesteuert werden. Somit nimmt auch das Potenzial zu, durch eine stromnetzdienliche Steuerung dieser Verbraucher einen positiven Effekt auf die Netzstabilität zu erreichen, die Abregelung erneuerbarer Energien im Stromsektor und auch den Netzausbau zu reduzieren.

Die flexible Steuerung verfolgt somit nicht das Ziel, CO₂ einzusparen durch den Betrieb der stromnetzdienlich gesteuerten Wärmepumpen im Vergleich zu einer nicht stromnetzdienlich

gesteuerten Wärmepumpe, sondern die Netzstabilität zu erhöhen und damit erst die umfassende Elektrifizierung des Wärme- und Stromsektors zu ermöglichen und auf diese Weise fossile Energieträger zu substituieren. Dies muss bei der Interpretation der Ergebnisse und Ableitung der Handlungsempfehlungen beachtet werden.

Die Ergebnisse der Fallstudie verdeutlichen zunächst, dass die digitale Technik selbst im Vergleich zur Energietechnik des jeweiligen Haushaltes geringe Treibhausgasemissionen verursacht. Es kann mit großer Sicherheit davon ausgegangen werden, dass die zu erwartenden positiven Effekte der 3. Ordnung die Emissionen, die durch die Effekte der 1. Ordnung entstehen, kompensieren. Kommt es jedoch neben den Effekten 1. Ordnung auf der Ebene der 2. Ordnung durch Effizienzverluste oder durch eine Zunahme des Jahresenergiebedarfs auf Haushaltsebene zu zusätzlichen CO₂-Emissionen, so kann es sein, dass die stromnetzdienlich gefahrenere Wärmepumpe im Vergleich zur nicht stromnetzdienlich betriebenen Wärmepumpe keinen Klimanutzen mehr erbringt. Ein Effizienzverlust um mehr als 1 bis 2 % führt bei der Wärmepumpe zu zusätzlichen Klimagasen. Im Vergleich zu einem erdgasbetriebenen Kessel weist die stromnetzdienlich betriebene Wärmepumpe aber dennoch einen deutlichen Klimanutzen auf. Sofern also davon ausgegangen werden kann, dass der stromnetzdienliche Betrieb erst eine umfassende Elektrifizierung des Wärme- und Stromsektors zu ermöglicht, so ist die Steuerung flexibler Lasten auch bei Effizienzverlusten zu empfehlen. Die möglichen Effizienzverluste sind für die Betreiber der Wärmepumpe jedoch auch aus Kostengründen relevant, da die durch den Stromnetzbetreiber reduzierten Netzentgelte mögliche Mehrausgaben aufgrund von Effizienzverlusten aufwiegen müssen

Hohe Unsicherheiten in der Bewertung bestehen in Bezug auf die sich aus der Flexibilisierung ergebenden, möglichen Effizienzverluste der Geräte sowie den Auswirkungen auf den Netzausbau und auf die Abregelung erneuerbarer Energien. Aus den Ergebnissen und den Unsicherheiten lassen sich einige Handlungsempfehlungen ableiten, die im Folgenden für die Bereiche Ökonomie, Regulierung, Information und Forschung erläutert werden.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Anzahl an flexibel steuerbaren Lasten, den insgesamt positiven, aber mit Unsicherheiten behafteten Ergebnissen galt es vor allem Maßnahmen zu identifizieren, die zu mehr Wissen und Sicherheit zur Wirkung der flexiblen Steuerung auf die Effizienz der Geräte beitragen sowie mögliche Risiken aus Verbrauchersicht minimieren.

Tabelle 44 gibt einen Überblick über die identifizierten Maßnahmen, einschließlich betroffener Akteure sowie der Wirkungsebene der Maßnahmen. Die Handlungsoptionen werden dabei den Handlungsfeldern Ökonomie, Regulierung, Information und Forschung zugeordnet. Im Anschluss werden die Handlungsoptionen detailliert beschrieben.

Tabelle 44: Handlungsoptionen stromnetzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen

Handlungsfeld	Maßnahmen	Akteure				Wirkungsebene			Kommentar
		EU	Bund	Länder/ Kommunen	Wirtschaft	Erhöhung Nachfrage	Kostensenkung	Technikgüte / Wirk-samkeit	
Regulierung ¹¹⁸	Anpassung von § 14a EnWG, Formulierung einer darauf gestützten Rechtsverordnung		x				x	x	Ausbau und Konkretisierung des bestehenden Regelungsgehalts
	Regelung, welche Auswirkungen eine flexible Steuerung auf die Gewährleistungen der Hersteller hat und wer im Falle der Realisierung von Schäden haftet		x		x			x	
Ökonomie	Gutachten zu den ökonomischen Auswirkungen verschiedener Tarifmodelle		x		x	x	x		Maß, zu dem Kosten auf Mietende umlegbar sind
Information	Unabhängige Informationen zur Gestaltung der Netzentgelte, zur Effizienz und Lebensdauer flexibel gesteuerter Verbrauchseinrichtungen		x		x	x	x	x	Adressierung in (Fach-)Publikationen / -veranstaltungen, Portalen
Forschung	Felduntersuchungen zu flexibel gesteuerten Verbrauchseinrichtungen	x	x	x	x			x	Verbesserte Kenntnis zu Wirkung auf Effizienz und Lebensdauer / Potenzialen

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

¹¹⁸ Betrifft ggf. auch kleinere Wohngebäude und/oder Nichtwohngebäude.

8.7.1 Regulierung

8.7.1.1 Europarecht

Handlungsbedarf hinsichtlich des Europarechts besteht grundsätzlich nicht, da dieses kürzlich neu gefasst wurde und eine Laststeuerung in erheblichem Maße erfordert. Weitergehende Konkretisierungen in Bezug auf den Gegenstand der Fallstudie wären zwar nicht ausgeschlossen, erscheinen jedoch nicht zuletzt im Hinblick auf das Subsidiaritätsprinzip sowie den erheblichen Aufwand verzichtbar. Bei künftigen Novellen wäre allein darauf hinzuwirken, dass keine gegenläufigen Vorgaben verankert würden.

8.7.1.2 Nationales Recht

Im Hinblick darauf, dass die Verordnung 2019/943/EU gemäß Art. 288 Abs. 2 AEUV unmittelbar gilt, stellt sich die Frage einer Umsetzung ihrer Regelungen nicht. Allerdings ist die Verordnung auf eine Ergänzung und Konkretisierung durch nationales Recht angelegt. Dabei besteht keine Beschränkung auf die Themen der Fallstudie, die gleichwohl einbezogen werden können. Es bietet sich ausgehend von der bestehenden Rechtslage sowie der Sachnähe¹¹⁹ an, die insoweit vorzunehmenden Änderungen im EnWG oder einer darauf gestützten Rechtsverordnung zu regeln.

Mit dem Referentenentwurf für ein Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) hatte das BMWi Ende 2020 ein neues Regulierungskonzept für eine Verbändeanhörung vorgelegt,¹²⁰ mit dem den Betreibern steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ein Anreiz für eine netzentlastende Ausgestaltung des Strombezugs aus dem Niederspannungsnetz gegeben werden sollte. Der Entwurf wurde jedoch wieder zurückgezogen.¹²¹

§ 14a EnWG sollte gleichwohl geändert und der bestehende Regelungsgehalt deutlich ausgebaut werden. Dabei sollten insbesondere folgende Aspekte einfließen:

- ▶ Ermöglichung einer flexiblen Steuerung auch im Teillastbetrieb;
- ▶ Zuweisung von Kompetenzen der Beteiligten, insbesondere
 - in Bezug auf die Vornahme konkreter Steuerungshandlungen,
 - betreffend den Umgang mit der externen Be- und Entladung der Batterien von Elektrofahrzeugen, um deren Verwendbarkeit sicherzustellen (Ergänzend hierzu bedarf es – ggf. außerhalb des EnWG – der Regelung, welche Auswirkungen eine derartige Verwendung von Elektrofahrzeugen als Stromspeicher auf die Gewährleistung der Hersteller hat und wer im Falle der Realisierung von Schäden haftet),
 - Betrieb von Wärmepumpen ohne Verursachung der ineffizienten Verwendung;
- ▶ trotz der potenziell größeren Wirkungen ist eine Laststeuerungsregelung weiterhin auf freiwilliger Basis vorzusehen. Andernfalls ergeben sich grundrechtliche Problemstellungen und

¹¹⁹ Der Entwurf für ein Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG), BR-Drucks. 111/20, adressiert spezifisch gebäudebezogene Aspekte und erscheint daher als Regelungsstandort ungeeignet.

¹²⁰ Vgl. <https://ec.europa.eu/growth/tools-databases/tris/de/search/?trisaction=search.detail&year=2020&num=849> (Zugriff: 07.06.2021).

¹²¹ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/01/20210117-berichterstattung-welt-am-sonntag-laden-von-e-autos.html> (Zugriff: 07.06.2021).

droht die Marktdurchdringung von Wärmepumpen und Elektromobilen behindert zu werden;

- für die abzuschließenden Verträge (einschließlich derer unter Einbeziehung von Aggregatoren) könnten zum Zwecke des Verbraucherschutzes wesentliche Inhalte normativ vorgegeben werden, wobei Flexibilitätsanreize vorgesehen werden sollten.

Als spezifische Prosumer-Regelung bedarf es ergänzend einer nicht hinderlichen Ausgestaltung der steuer- und abgabenrechtlichen sowie netznutzungsbezogenen Rahmenbedingungen. Diese sollte sich in ein stimmiges normatives Gesamtkonzept unter Einbeziehung weiterer Konstellationen einfügen, deren Erarbeitung weit über die Bewertung der Fallstudie hinweist.

Tabelle 45: Übersicht über relevante gesetzliche Regelungen Fallstudie 5

Regelungsebene	Rechtsakt	Relevanz	Anpassungsbedarf
EU	Verordnung 2019/943/EU	Flexibilität Laststeuerung	-
EU	Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001	Wärmepumpen, E-Mobilität (i.d.S. neutral)	-
D	EnWG	ab- und zuschaltbare Lasten Netzentgelt	grundlegende Überarbeitung der bestehenden Regelungen
D	MsbG	Legaldefinition Messstelle	-

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Matthias Knauff

8.7.2 Ökonomie

Gutachten zu den ökonomischen Auswirkungen verschiedener Tarifmodelle

§14a EnWG verpflichtet die Netzbetreiber dazu, den Verbraucher*innen mit steuerbaren Lasten in der Niederspannungsebene ein reduziertes Netzentgelt anzubieten, wenn sie die Möglichkeit einer netzdienlichen Steuerung nutzen. Verschiedene Tarifmodelle waren oder sind hierfür im Gespräch. Das Modell Spitzenglättung stellt eine tiefgehende Reform der Netzentgeltssystematik dar, die über EnWG §14a hinausgeht, indem die Netzentgelte für verschieden flexible Verbrauchergruppen unterschiedlich ermittelt werden bzw. diese unterschiedlich behandelt werden. Zugleich existieren andere Modelle wie das Modell der zeitvariablen Tarife, bei denen ein Anreiz für die Verbraucher*innen über ein zeitlich veränderliches Preissignal entsteht, ihre Flexibilität netzdienlich einzusetzen.

Aus Verbrauchersicht sind die ökonomischen Auswirkungen einer flexiblen Steuerung von Bedeutung, die sich aus dem reduzierten Netzentgelt in Kombination mit möglichen Effizienzverlusten und veränderten Lebensdauern ergeben. Es fehlen aktuelle wissenschaftliche Untersuchungen, wie sich die flexible Steuerung unter den gegenebenen Unsicherheiten und bei den jeweiligen Modellen für die Verbraucher*innen auswirkt. Es entstehen abhängig von dem Modell darüber hinaus Mehrkosten bei anderen Marktakteuren wie den Stromnetzbetreibern durch den steigenden Informations- und Kommunikationsbedarf, die Abrechnung und ggf. die Fehlerbehebung (BDEW 2021). Demgegenüber stehen Kosteneinsparungen durch vermiedenen Netzausbau, da eine gleichmäßigere Netzauslastung erreicht werden kann.

Aus der Sichtung der aktuellen Studien und Stellungnahmen zum Referentenentwurf für ein Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) ergibt sich ein weiterer Untersuchungsbedarf zu den ökonomischen Wirkungen der verschiedenen Ansätze und Modelle. Die Wirkung der Modelle auf die volkswirtschaftlichen Kosten sowie die aus Verbrauchersicht entstehenden Kosten ist nicht hinreichend bekannt. Die Frage nach der Ausgestaltung der Netzentgelte kann damit aus Sicht der Autor*innen noch nicht als final beantwortet werden, sondern bedarf tiefergehender Analysen durch unabhängige Forschungseinrichtungen. Ziel sollte es sein, die ökonomische Wirkung der Modelle zu ermitteln und zu vergleichen. Eine Kosten-Nutzen-Analyse, die die Perspektive der verschiedenen Akteure aufgreift, kann dazu dienen, Klarheit über das gesamtgesellschaftlich beste Modell zu erhalten und eine dem Gesamtsystem dienliche und sozial ausgewogene Instrumenten-Gestaltung zu erreichen.

8.7.3 Informationen

Unabhängige Informationen zur Gestaltung der Netzentgelte, zur Effizienz und Lebensdauer flexibel gesteuerter Verbrauchseinrichtungen

Die verfügbaren Informationen zur aktuellen Gestaltung der Netzentgelte bei flexibel gesteuerten Verbrauchseinrichtungen – auch differenziert nach Standort – und zu möglichen Auswirkungen der flexiblen Steuerung auf die Effizienz und Lebensdauer von Anlagen sind aus Verbrauchersicht unzureichend. Für die Verbraucher*innen ist es somit wenig transparent, ob und in welchem Maße sie von der stromnetzdienlichen Steuerung profitieren oder nicht. Die Verbraucherzentralen haben sich des Themas der Netzentgelte und der ökonomischen Auswirkungen aus Sicht der Verbraucher*innen in der Vergangenheit bereits angenommen und sich zum Referentenentwurf für ein Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) positioniert. Es stehen aktuell verschiedene Modelle zur Reform der Netzentgeltsystematik im Raum, unter anderem das Modell Spitzenglättung sowie das Modell der zeitvariablen Netzentgelte. Die Verbraucherzentrale merkt an, dass das Modell der Spitzenglättung für private Verbraucher*innen nachteilig sein kann. Stattdessen präferiert sie das Modell der zeitvariablen Netzentgelte bzw. eine Kombination beider Modelle. Sie empfiehlt außerdem weitere Modelle zu untersuchen und gegeneinander abzuwägen (vzbv 2020). Agora Energiewende hat ebenfalls einige Kritikpunkte an dem Spitzenmodell geäußert, unter anderem dass die Kosten sehr stark differieren werden je nach Standort und dass eine nicht regulierte Umverteilung der Netzkosten zwischen Verbrauchergruppen erfolgt, die unerwünschte soziale Effekte haben kann (Agora Energiewende 2021). Es ist wichtig, dass sich unabhängige Akteure weiter mit dem Thema befassen und sich positionieren. Dies sollte auch die Themen Auswirkungen auf die Effizienz und Lebensdauer der Geräte sowie die Folgen für die Notwendigkeit eines Netzausbaus umfassen.

8.7.4 Forschung

Felduntersuchungen zu flexibel gesteuerten Verbrauchseinrichtungen

Die in der Fallstudie genutzte Datenlage zu den eingesetzten Energietechnologien, insbesondere zu Wärmepumpen, wird als gut und aktuell angesehen, da es sich vorwiegend um Datensätze aus der ÖKOBAUDAT handelt. Die Materialzusammensetzung einzelner Geräte wie der Steuerbox bei den Wärmepumpen und den Elektroladestationen und der Wallbox bei den Elektroladestationen ist teilweise mit Unsicherheit behaftet. Hohe Unsicherheiten bestehen jedoch vor allem in Bezug auf die sich aus der Flexibilisierung ergebenden, möglichen Effizienzverluste und Lebensdauer der Geräte sowie den Auswirkungen auf den Netzausbau und auf die Abregelung erneuerbarer Energien. Die Frage der Höhe von Effizienzverlusten beeinflusst das Ergebnis und

die Richtung des Ergebnisses sehr stark. Aus dem Mangel an veröffentlichten Daten und Erfahrungen zum Einfluss der stromnetzdienlichen Steuerung auf Effizienz und Lebensdauer der Anlagen, ergibt sich folgender Handlungsbedarf im Forschungsbereich:

Aufgrund der hohen Unsicherheiten bzgl. der Effekte 2. und 3. Ordnung sollte tiefergehendes Wissen zur Wirkung einer stromnetzdienlichen Steuerung auf die Effizienz und Lebensdauer der nachgeschalteten Geräte durch weitergehende Forschung und ein Monitoring von Wärmepumpen, Elektroladestationen sowie weiterer flexibel steuerbarer Verbraucher im stromnetzdienlichen Betrieb gewonnen werden. Geeignet sind Labor- und Felduntersuchungen, die beispielsweise die Effizienz von Wärmepumpen mit und ohne flexible Steuerung vergleichen und langfristig ausgelegt sind, so dass Aussagen zur Lebensdauer der Geräte getroffen werden können.

Im Kontext des 2018 gestarteten 7. Energieforschungsprogramms (BMWi 2018) stellt die Bundesregierung Forschungsmittel zur Verfügung, die, beispielsweise im Förderschwerpunkt „Digitalisierung der Energiewende“ für solche Fragestellungen genutzt werden könnten. Wichtig ist in diesem Zusammenhang die Zusammenarbeit von Herstellern, Stromverteilnetzbetreibern, Verbraucher*innen und unabhängigen Forschungseinrichtungen.

8.8 Zusammenfassung

In den nächsten Jahren und Jahrzehnten ist ein enormer Zuwachs an Wärmepumpen und Elektroladestationen zu erwarten. Prognosen belaufen sich auf drei bis sechs Mio. Wärmepumpen in 2030. Damit nimmt auch das Potenzial zu, durch eine stromnetzdienliche Steuerung dieser Verbraucher einen positiven Effekt auf die Netzstabilität zu erreichen, die Abregelung erneuerbarer Energien im Stromsektor und auch den Netzausbau zu reduzieren.

Die Ergebnisse der Fallstudie verdeutlichen, dass die digitale Technik selbst im Vergleich zur Energietechnik des jeweiligen Haushaltes geringe Treibhausgasemissionen verursacht. Die zu erwartenden positiven Effekte der 3. Ordnung kompensieren mit hoher Sicherheit die Emissionen, die durch die Effekte der 1. Ordnung entstehen.

Kommt es neben den Effekten 1. Ordnung auf der Ebene der 2. Ordnung zu zusätzlichen CO₂-Emissionen, so kann dies den Klimaschutznutzen der Anwendung gefährden. In der Fallstudie wurde für den Worst case, der von einer um 4 % höheren Stromverbrauch der Wärmepumpe als im Base case ausgeht, ermittelt, dass der Klimanutzen durch die EE-Abregelung nicht für eine Kompensation ausreicht. Nabe et al. (2011) beschreiben einen insgesamt positiven Effekt des stromnetzdienlichen Betriebs von Wärmepumpen auf die CO₂-Emissionen bei Effizienzverlusten der Wärmepumpen von bis zu 10 %. In ihrer Berechnung berücksichtigen sie die vermiedene Abregelung sowie Veränderungen im Stromverbrauch der Wärmepumpen. Diese Abweichung in der Bewertung kann zu einem kleinen Teil darauf zurückzuführen sein, dass in der Studie von Nabe et al. (2011) die Klimawirkungen der Geräte für die digitale Anwendung selbst nicht berücksichtigt sind. Diese sind jedoch wie die Ergebnisse der vorliegenden Studie zeigen, gering. In Nabe et al. (2011) wird neben den Effekten der 2. Ordnung der systemische Effekt des veränderten Kraftwerkeinsatzes im Stromsektor modelliert und in die Bilanzierung integriert. Dabei beeinflusst die Art und Weise, wie die systemischen Effekte berechnet werden, die Gesamtbewertung. So hat die methodische Entscheidung, welche Kraftwerke aus dem Strommix verdrängt werden, wenn eine EE-Abregelung vermieden wird, einen Einfluss auf das Ergebnis. Bei Nabe et al. (2011) kommt zu diesem Zwecke ein Kraftwerksmodell zum Einsatz, wohingegen die vorliegende Studie mit einem konservativen Ansatz von dem aktuell geltenden Strommix ausgeht. In der Summe über die Effekte der drei Ordnungsebenen hinweg, ist sowohl laut Nabe et al. (2011) als auch aus den Ergebnissen der vorliegenden Studie eher von einem positiven Ergebnis für den

Klimaschutz auszugehen, sofern eine Vermeidung der Abregelung von EE-Strom erfolgt und der Effizienzverlust der nachgeordneten Geräte nicht mehr als wenige Prozentpunkte beträgt.

In einer Hochrechnung wurden die Klimawirkung einer flexiblen Steuerung von Wärmepumpen für eine moderate und eine starke Marktentwicklung betrachtet. Bei moderater Marktentwicklung können in 2030 über die Effekte hinweg im Base Case Netto 21 Tsd. t CO_{2eq} eingespart werden. Im Best Case sogar 63 Tsd. t CO_{2eq}. Bei einer starken Marktentwicklung steigern sich diese Werte auf 67 Tsd. t CO_{2eq}/a und 207 Tsd. t CO_{2eq}/a. Im Worst Case Szenario entstehen jedoch, ausgelöst durch den angenommenen Effizienzverlust, zusätzliche Umweltbelastungen von knapp 71 Tsd. t CO_{2eq}/a bei moderater und 233 Tsd. t CO_{2eq}/a bei starker Marktentwicklung. Bezogen auf die Ziele zur Emissionsminderung des Klimaschutzgesetzes kann die Flexibilisierung der Wärmepumpen einen geringen Teil von 0,02 % im Base Case (moderate Entwicklung) bis 0,2 % im Best Case (starke Entwicklung) beitragen.

In diesem Zusammenhang muss deutlich sein, dass das eigentliche Ziel der flexiblen Steuerung eine Verbesserung der Netzstabilität ist, die erst eine umfassende Elektrifizierung des Wärme- und Stromsektors ermöglicht. Würden alternativ weiterhin fossile Energieträger für die Wärmebereitstellung eingesetzt, so ist ein deutlicher Klimanutzen der flexiblen Steuerung ersichtlich.

Die Datenlage zu den eingesetzten Energietechnologien wird als gut und aktuell angesehen, da es sich vorwiegend um Datensätze aus der ÖKOBAUDAT handelt. Durch die Experteninterviews wird die Auswahl der digitalen Geräte ebenfalls als realistisch eingeschätzt. Die Materialzusammensetzung dieser Geräte ist teilweise mit Unsicherheit behaftet. Hohe Unsicherheiten bestehen in Bezug auf die sich aus der Flexibilisierung ergebenden, möglichen Effizienzverluste der Geräte sowie den Auswirkungen auf den Netzausbau und auf die Abregelung erneuerbarer Energien.

Die Möglichkeiten bei der Ausgestaltung der Netzentgelte für flexibel gesteuerte Verbrauchseinrichtungen und ihre Auswirkungen auf die ökonomische Situation der Verbraucher*innen ist bislang wenig transparent. Demgegenüber stehen potenzielle Kosteneinsparungen durch die Vermeidung von Netzengpässen und Netzausbau. Es ist eine Kosten-Nutzen-Analyse zu empfehlen, die die Sicht verschiedener Akteure einnimmt und versucht, eine für das Gesamtsystem und für die Verbraucher*innen kosteneffiziente Lösung und Ausgestaltung zu finden.

Darüber hinaus werden die folgenden Handlungsempfehlungen gegenüber politischen Entscheidungsträgern und Praxisakteuren von den Autor*innen als prioritär angesehen:

- ▶ Regulierung: Anpassung von § 14a EnWG, Formulierung einer darauf gestützten Rechtsverordnung,
- ▶ Ökonomie: Gutachten zu den ökonomischen Auswirkungen verschiedener Tarifmodelle,
- ▶ Informationen: Unabhängige Informationen zur Gestaltung der Netzentgelte, zur Effizienz und Lebensdauer flexibel gesteuerter Verbrauchseinrichtungen,
- ▶ Forschung: Felduntersuchungen zu flexibel gesteuerten Verbrauchseinrichtungen.

9 Synthese

9.1 Methodenentwicklung

Im Rahmen des Projektes wurde eine Methode zur Bewertung der Umweltwirkungen der Digitalisierung im Energiebereich entwickelt. Das Vorgehen basiert auf der international anerkannten Ökobilanz-Methode und einer systematischen Einteilung der Umweltwirkungen in direkte Umwelteffekte aus der Technologieperspektive (erste Ordnung), indirekte Umwelteffekte aus der Technologieperspektive (zweite Ordnung) und Umwelteffekte aus der Benutzer- und Systemperspektive (dritte Ordnung). Die potenziellen Umwelteffekte wurden auf den Energiebereich übertragen und beschrieben.

Die Methode ist insbesondere für fallstudienbasierte Betrachtungen geeignet. Als funktionelle Einheit dient das jeweilige Produktsystem nach Einführung des Digitalisierungselementes für ein Jahr im Vergleich zu dem gleichen System vor Einführung des Digitalisierungselementes für ein Jahr. Die Systemgrenzen umfassen die Produktion, Nutzung und Entsorgung der digitalen Anwendungstechnologien, die für einen definierten Kontext (z. B. Energieversorgung eines Haushalts) zum Einsatz kommen. Hierzu zählt auch die digitale Infrastruktur für den allgemeinen Datentransfer sowie die digitale Infrastruktur beteiligter Dienstleister. Die Betrachtung benutzerbezogener und systemischer Effekte kann außerdem eine Systemraumerweiterung bedingen. Die Wirkungsabschätzung erfolgt primär für den Treibhauseffekt, um die Klimaschutzpotenziale für die digitalen Anwendungen zu quantifizieren. Die Erweiterung auf den kumulierten Energieaufwand sowie weitere Kategorien (z. B. Ressourcen- und Wasserverbrauch) ist möglich.

Zur Begegnung von Unsicherheiten und Varianten einer Fallstudie lässt sich die Methode mit Sensitivitätsrechnungen und Szenarien kombinieren. Umwelteffekte, zu denen keine Datengrundlage vorhanden ist, lassen sich ferner mit Break-Even-Ansätzen einordnen.

Im Sinne eines Baukastenprinzips wurden wiederverwendbare Datensätze für übergreifende generische Elektronelemente und die Umweltbelastung des Datentransfers entwickelt. Weiterhin wurden spezifischere Datensätze für Energietechniken und Energieträger aus zentralen LCA-Datenbanken (Ecoinvent, ÖkobaDat) aufbereitet.

Die Methode wurde an fünf digitalen Endanwendungen im Strom- und Wärmebereich getestet. Sie erscheint geeignet, weitere digitale Anwendungsfälle im Energiebereich zu untersuchen. Damit bietet sie einen Mehrwert für die Umweltbewertung der Digitalisierung im Energiebereich. Die Umweltbewertung beschränkt sich bislang auf wenige Untersuchungen und wird kaum methodisch vergleichbar vorgenommen.

Die Methodenanwendung hat auch Grenzen der Umweltbewertung von digitalen Endanwendungen aufgezeigt. Insbesondere die schlechte Datenlage für die vergleichsweise innovativen technologischen Ansätze ist herausfordernd. Das betrifft insbesondere die Umwelteffekte auf Benutzer- und Systemperspektive. Hier wurde ein klarer Forschungsbedarf identifiziert. Zum Schließen der Lücke bieten sich längerfristige empirische Untersuchungen an. Denkbar sind auch stärker interdisziplinäre Untersuchungen i.V.m. mit sozialwissenschaftlichen und umweltpsychologischen Ansätzen, die Kopplung mit systemanalytischen Modellen oder vermehrte Pilotprojekte, in denen die Wirksamkeit der Technologien auf der verschiedenen Effektebenen beobachtet werden kann.

9.2 Vergleich der Klima- und Umwelteffekte

Für die Erprobung der Methode wurden zunächst im Rahmen eines Praxisscreenings Anwendungsbereiche und Anwendungen der Digitalisierung im Energiebereich recherchiert, die eine

potenziell hohe Klimarelevanz aufweisen. Der Fokus lag dabei auf Anwendungen der Digitalisierung im Endkundenmarkt und in der Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch. Aus einer Vorauswahl von 15 Anwendungsfällen wurden fünf für Fallstudien ausgewählt. Auswahlkriterien waren unter anderem ein direkter Bezug zur Digitalisierung, relevante Treibhausgaswirkung sowie eine möglichst gute Übertragbarkeit auf weitere digitale Anwendungen im Energiebereich mit Fokus Endkundenmarkt sowie Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch.

Im Folgenden sollen die ermittelten Klima- und Umwelteffekte der fünf Fallstudien gemeinsam betrachtet und bewertet werden. Anschließend werden – ergänzend zu den spezifischen Handlungsempfehlungen in den Fallstudien und teilweise darauf aufbauend – übergreifende Empfehlungen für die Digitalisierung der Energiewende gegeben.

Die Klima- und Umwelteffekte wurden je Fallstudie auf drei Ebenen analysiert:

- ▶ Effekte 1. Ordnung: direkte Umwelteffekte aus der Technologieperspektive nach Implementierung digitaler Komponenten,
- ▶ Effekte 2. Ordnung: indirekte Umwelteffekte aus der Technologieperspektive nach Implementierung digitaler Komponenten,
- ▶ Effekte 3. Ordnung: Umwelteffekte aus der Benutzer- und Systemperspektive nach Implementierung digitaler Komponenten.

Die Genauigkeit und Sicherheit über die Größenordnungen der Effekte nehmen tendenziell über die drei Ordnungsebenen hinweg ab. Gründe hierfür sind einerseits die teils geringe Datenverfügbarkeit zu manchen der untersuchten Effekte, andererseits die großen Spannweiten in den Input-Daten aus Statistiken, Studien oder Interviews. Deshalb wurden die Potenziale mit Hilfe von Szenarien errechnet: Bezüglich der Einzelanwendung mit drei Fällen (Best, Worst, Base Case), bezüglich der Marktentwicklung mit einem moderaten und einem starken Marktwachstum. Die zwei Marktentwicklungsszenarien bilden die Bandbreite der zu erwartenden Ausbreitung der Technik bis 2030 unter den aktuellen Rahmenbedingungen ab. Das Ergebnis zeigt, dass in den untersuchten Fallstudien – sowohl auf Ebene der Einzelanwendung wie auch in der Marktperspektive 2030 – jeweils ein Klimaschutzpotenzial durch die digitalen Anwendungen besteht.

Die Effekte 1. Ordnung lassen sich mit der entwickelten Methode und den vorhandenen Daten mit vergleichsweise hoher Sicherheit ermitteln. Sie führen in allen fünf Fallstudien zu einer zusätzlichen Umweltlast durch die zusätzlich installierte digitale Technik (Produktion, Nutzung und Entsorgung). Das Maß der Zusatzbelastung ist jedoch stets gering im Verhältnis zur betrachteten Energietechnik und -nutzung des jeweiligen Anwendungsfalls und kann bereits bei sehr kleinen prozentualen Energieeinsparungen, die mittelbar durch die Technik erzielt werden, ausgeglichen werden.

Die Effekte 2. Ordnung, also die indirekten Effekte der Digitalisierung auf die jeweiligen technischen Systeme, lassen sich ebenfalls mit guter Sicherheit berechnen, soweit es zum Ausmaß der Effekte belastbare Daten gibt. Dies ist jedoch nicht immer gegeben, teilweise liegen die Ergebnisse verschiedener Studien oder auch Aussagen aus Interviews weit auseinander. Diese Bandbreiten wurden ggf. in den Szenarien (Best, Worst, Base Case) berücksichtigt.

Dort, wo mittels Digitalisierung eine Geräteregelelung optimiert wird, führen die Effekte 2. Ordnung zu deutlichen Umweltvorteilen, wie die Fallstudie zur Wetterprognosesteuerung zeigt. Abhängig vom Anwendungsfall sind aber auch Umweltnachteile möglich, sofern die digitale An-

wendung beispielsweise zur Minderung der Anlageneffizienz beitragen kann. Ein Beispiel hierfür ist der stromnetzdienliche Betrieb von Wärmepumpen und Elektroladestationen, der zu einer reduzierten Lebensdauer oder Effizienz der genannten Geräte führen kann.

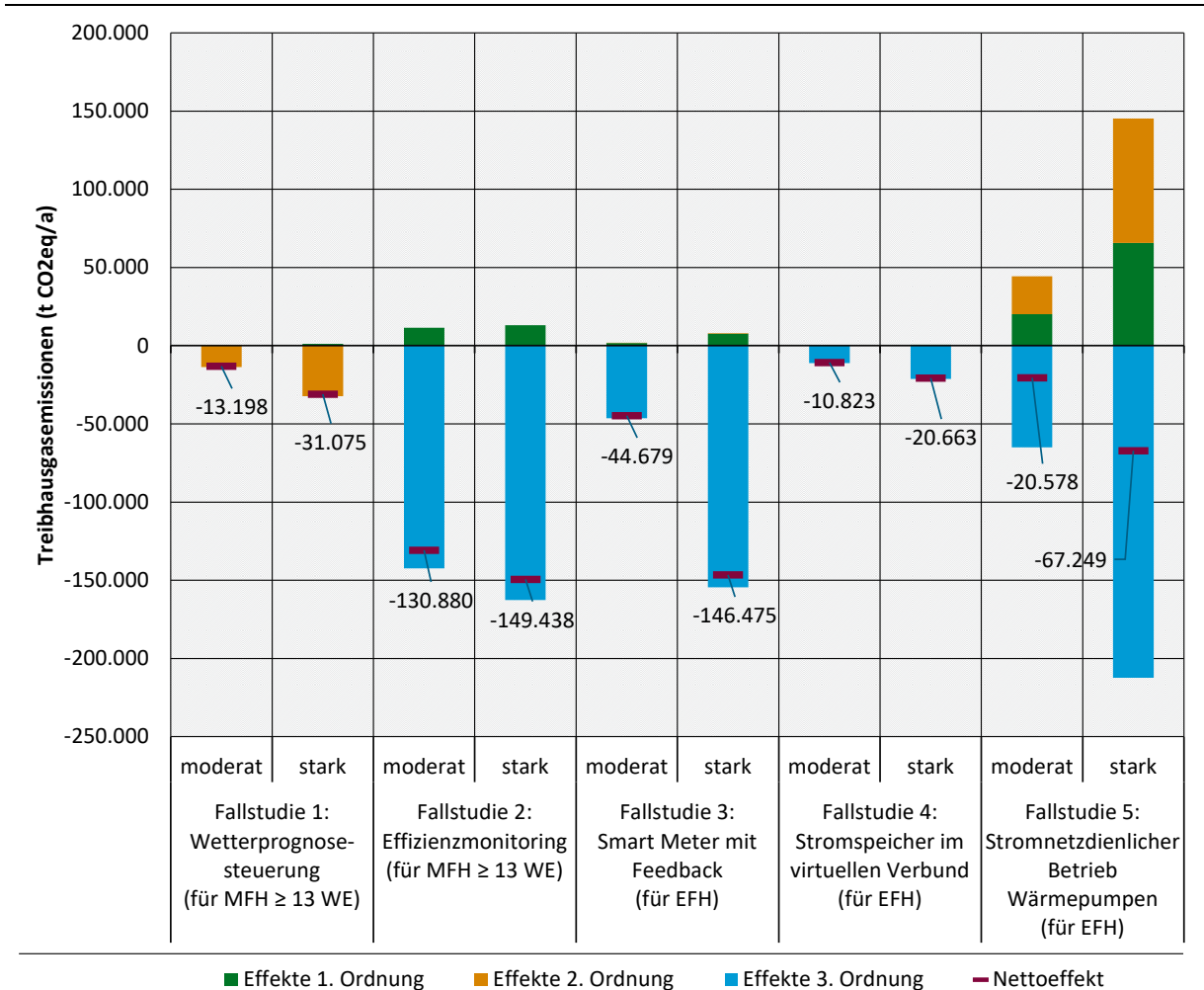
Die Quantifizierung der Effekte 3. Ordnung stellt die größte Herausforderung dar. Sowohl bei den Effekten auf Benutzungsebene (Nutzungsverhalten, Investitionsentscheidungen in Klimaschutztechniken, Rebound, Suffizienz) wie auch bei den systemischen Effekten (hier verminderte Notwendigkeit zum Netzausbau, Veränderung des Strommixes) bestehen häufig größere Unsicherheiten zu deren Ausmaß.

In Summe zeigen die fünf Fallstudien trotz der genannten Unsicherheiten und Bandbreiten auf Ebene der Einzelanwendung zumindest im Base Case alle positive Klimaschutzwirkungen im Vergleich zu den analogen Referenzfällen auf. Auch wenn in Einzelfällen im Worst Case negative Effekte erzielt werden, übersteigen die Chancen die eher geringen Umweltrisiken, die durch die zusätzliche digitale Technik oder deren Anwendung entstehen, meist um ein Vielfaches.

Im nächsten Schritt wurde die voraussichtliche Marktverbreitung der Techniken bis 2030 bei moderatem bzw. starkem Marktwachstums abgeschätzt und die Klimaschutzpotenziale 2030 für Gesamtdeutschland in CO₂-Äquivalenten ermittelt.

Abbildung 41 stellt die ermittelten Klimaeffekte der fünf Fallstudien im Jahr 2030 im direkten Vergleich dar. Je Fallstudie sind eine moderate und eine starke Marktentwicklung abgebildet. Die zwei Marktentwicklungsszenarien bilden die Bandbreite der zu erwartenden Ausbreitung der Technik bis 2030 unter den aktuellen Rahmenbedingungen ab. Die zugrunde gelegten Klimaeffekte auf Ebene der Einzelanwendung entsprechen dem mittleren Szenario (Base Case). Die Balkenabschnitte über der Nulllinie stellen Klimabelastungen, jene unter der Nulllinie Klimaentlastungen dar. Die farbigen Teilbalken zeigen die Größe der Effekte 1., 2. und 3. Ordnung je Fallstudie. Der Saldo der Effekte wird durch die waagrechten grauen Striche visualisiert. Bei allen fünf Fallstudien ist im Base Case für 2030 im Saldo eine Klimaentlastung ermittelt worden.

Abbildung 41: Abschätzung der bundesweiten Klimaschutzeffekte für die untersuchten Fallstudien in 2030



Quelle: Eigene Darstellung, IÖW und co2online

Die fünf in den Fallstudien analysierten digitalen Anwendungsfälle erlauben zwar keine übergreifende Bewertung der Digitalisierung im Energiebereich. Gleichwohl lassen sich aus ihnen Thesen ableiten, die in Folgeprojekten noch weiter zu untersuchen und zu verifizieren wären:

- ▶ Digitale Techniken haben sowohl im Wärme- als auch im Strombereich das Potenzial, zum Klimaschutz beizutragen.
- ▶ Die direkten negativen Umwelteffekte der digitalen Komponenten (Effekte 1. Ebene) sind gering im Vergleich zum Energieverbrauch der Anwendungen und können schon bei kleinen prozentualen Energieeinsparungen ausgeglichen werden.
- ▶ Digitale Techniken, die automatisch – beispielsweise über Anlagenregelung unter Nutzung von Algorithmen – Energie und damit THG-Emissionen einsparen (Effekte 2. Ordnung), sind aktuell im Endkundenbereich noch nicht stark verbreitet.
- ▶ Derzeit überwiegen digitale Anwendungen im Markt, deren Klimaschutzeffekte vor allem aus Benutzer- bzw. Systemseitigen Effekten (3. Ordnung) resultieren.

- ▶ Soweit eine digitale Anwendung die Effizienz oder Lebensdauer der nachgelagerten Technik vermindert, kann dies zu einer deutlichen Verschlechterung der Klimabilanz führen.
- ▶ Auf Marktebene können ordnungs- und förderrechtliche Rahmensetzungen eine starke Hebelwirkung entfalten. Über die dadurch induzierte verstärkte Marktverbreitung können auch kleinere Effekte je Anwendungsfall in der Summe zu relevanten Klimawirkungen führen. Umso wichtiger ist ein hohes Maß an Gewissheit über die Wirkung der digitalen Anwendungen, denn eine starke Marktverbreitung skaliert sowohl positive wie auch negative Klimawirkungen.

Risiken

Grundsätzlich bestehen bei den ermittelten Klimaschutzpotenzialen gewisse Risiken bezüglich verschiedener Effekte, deren Höhe nicht exakt bestimmt werden kann.

- ▶ Rebound-Effekte (direkt, indirekt): Sofern eine Effizienzmaßnahme zu einer Umweltentlastung und/oder einer Energiekostensenkung beim Endkunden führt, ist es möglich, dass dieser sich mit dem zusätzlichen Umwelt- bzw. finanziellen Budget einen anderen (Umwelt-) Konsum gönnt, der die positiven Effekte zum Teil wieder auffrisst. Bei mehreren der hier betrachteten digitalen Anwendungsfälle erteilt der Dienstleister dem Kunden ein Einsparversprechen. Da mögliche direkte Rebound-Effekte (z. B. aufgrund höherer Innentemperatur als Reaktion auf Energieeinsparung) in der gemessenen Einsparung berücksichtigt sind, wurde dort die Wahrscheinlichkeit solcher Rebound-Effekte als gering eingeschätzt. Neben Rebound-Effekten können auch Spillover-Effekte auftreten, wenn ein positiver Effekt (hier: Umweltentlastung) dazu führt, ähnliche Erfolge auch in anderen Bereich zu erzielen, beispielsweise durch klimafreundliche Ernährung. Indirekte Rebound-Effekte und Spillover-Effekte konnten mangels Daten in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt werden.
- ▶ Lock-in-Effekte: Bei den hier untersuchten Anwendungen sind Lock-in-Effekt nicht bzw. von geringer Bedeutung, da mit ihnen weniger langfristige Investitionsentscheidungen getroffen werden.
- ▶ Wirkung der Regulierung auf andere Geräte: Im Rahmen der Fallstudie 5 zum stromnetz-dienlichen Betrieb von Wärmepumpen und Elektroladestationen fanden sich in der Literatur Hinweise darauf, dass die Lebensdauer sowie die Effizienz der Geräte durch den stromnetz-dienlichen Betrieb (ggf. mehr Schaltungen, Ladevorgänge etc.) vermindert werden könnte. Eine starke Verminderung kann hier zu einer Aufhebung des prognostizierten Umweltvorteils führen.
- ▶ Digitale Infrastruktur: Im Rahmen der Fallstudien konnte herausgestellt werden, dass die Umweltlast der digitalen Infrastruktur (Datentransfer, Infrastruktur der Dienstleister) vergleichsweise gering ist. Gleichwohl kann die absolute Umweltbelastung bei starker Marktdiffusion ein relevantes Maß annehmen. Die Unsicherheit darüber ist insbesondere bei nicht berücksichtigten Wirkungskategorien wie z. B. Ressourcenverbrauch oder Ökotoxizität gegeben.

- ▶ Sicherheit und Resilienz: Die Zunahme von Digitalisierung im Energiesystem und der dazugehörigen, dezentraleren Geschäftsmodelle können Risikofaktoren für deren Sicherheit und Resilienz darstellen. IKT- und Softwarefehler sowie Cyber-Angriffe können zu Bedrohungen führen. Das Simultanverhalten vieler dezentraler Erzeugung- und Verbrauchsanlagen erhöht die Systemkomplexität und erschwert die Vorhersage des Systemverhaltens (Blank-Babazadeh et al. 2021).

Bewertung der THG-Einsparungen 2030

Zur Bewertung der abgeschätzten bundesweiten THG-Minderungen im Jahr 2030 wurden diese in Bezug gesetzt zu den sektorspezifischen Klimazielen des Klimaschutzgesetzes (Novelle Juni 2021) in den Handlungsfeldern Gebäude (für den Wärmebereich) und Stromwirtschaft (für die strombezogenen Anwendungen). Untersucht wurde jeweils der Beitrag, den die einzelne Anwendung zum Schließen der noch bestehenden THG-Minderungs-Lücke¹²² des jeweiligen Sektors leisten kann.

Bei den wärmebezogenen Fallstudien 1 und 2 liegt deren gemeinsamer Beitrag zum Schließen der Lücke im Handlungsfeld Gebäude im Jahr 2030 – sofern keine weitergehenden Maßnahmen getroffen werden – zwischen 0,12 % und 0,5 % bzw. 13 Tsd. bis 149 Tsd. t CO₂.

Bei den strombezogenen Anwendungen (Fallstudien 3-5) liegt deren gemeinsamer Beitrag zum Schließen der THG-Lücke im Handlungsfeld Energiewirtschaft im Jahr 2030 – sofern keine weitergehenden Maßnahmen getroffen werden – zwischen 0,07 % und 0,21 % bzw. 11 Tsd. bis 142 Tsd. t CO₂.

Der Beitrag der untersuchten Anwendungen zum Erreichen der sektorspezifischen Klimaschutzziele 2030 ist somit aus heutiger Sicht gering. Gründe hierfür sind:

- ▶ Die mit den digitalen Anwendungen erreichbaren Treibhausgaseinsparungen pro Anwendung sind in der Regel eher gering.
- ▶ Die Verbreitung digitaler Techniken im Energiebereich steht in vielen Bereichen noch am Anfang. Die untersuchten Techniken sind heute überwiegend noch Nischenmärkte / -anwendungen, die noch keine breite Marktdurchdringung erreichen. Auch bei stärkerem Wachstum wird es bis 2030 in den meisten Bereichen zu keiner flächendeckenden Marktdurchdringung kommen.
- ▶ Die identifizierten Einsparungen beziehen sich nur auf Teilsegmente des Energiemarkts. So wurden in den Fallstudien 1 und 2 nur das Teilsegment größerer Mehrfamilienhäuser berücksichtigt. Die Gesamteinsparung im gesamten Sektor Gebäude kann somit deutlich höher sein, wurde aber im Rahmen dieser Studie nicht analysiert. Ebenso wurden bei den Stromanwendungen nur Haushalte und keine anderen Endkund*innen berücksichtigt.

Andere Maßnahmen haben bis 2030 einen deutlich höheren Klimaschutznutzen. Über 2030 hinaus kann der Beitrag der Digitalisierung im Endkundenmarkt zu den Klimaschutzzielen allerdings deutlich anwachsen. Insbesondere mit der Perspektive der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 werden Maßnahmen nötig sein, die schwer zu dekarbonisierende Bereiche adressieren

¹²² Die sektorspezifische Lücke besteht jeweils aus der Differenz zwischen dem sektorspezifischen Emissionsziel 2030 gemäß novelisiertem Klimaschutzgesetz sowie den sektorspezifischen Emissionen im Jahr 2020 (BMU 2021).

bzw. dabei helfen, die Nachfrageseite zu flexibilisieren und Verbräuche zu reduzieren. Langfristig könnten die untersuchten Anwendungen so einen bedeutenden Beitrag zum Erreichen der Energie- und Klimaschutzziele leisten.

Jenseits des Beitrages zu den Klimaschutzzielen ist festzuhalten, dass die untersuchten digitalen Anwendungen weitere positive Effekte haben, die ihren Einsatz rechtfertigen. So verbessern beispielsweise Smart Meter die Transparenz des individuellen Energieverbrauchs und dienen damit dem Verbraucherschutz. Im Wärmebereich tragen die digitalen Anwendungen auch zur verbesserten Fehlerdetektion und Anlagenwartung und somit zur Senkung der Betriebskosten und zur Senkung der Ausfallwahrscheinlichkeit bei.

Einordnung in den Stand des Wissens

Für die fünf ausgewählten Anwendungsfälle wurde erstmalig versucht eine ganzheitliche Umweltbewertung zu erstellen. Soweit zu den jeweiligen Einzelanwendungen bereits Umweltbewertungen und Studien vorlagen, wurde auf diese im Rahmen der Fallstudien Bezug genommen (siehe hierfür die Kap. 4 bis 8).

Die hochgerechneten Ergebnisse bis 2030 können in Bezug gesetzt werden zu Ergebnissen von Studien, die sich mit den THG-Reduktionspotenzialen der Digitalisierung befassen. Zwei Studien von GeSI (2015) bzw. bitkom e.V. (2021) schätzen THG-Reduktionspotenziale für Gesamtdeutschland durch die Digitalisierung im Energiebereich ab. Hierfür werden zentrale Technologien mit einem Treibhausgasreduktionsziel identifiziert, mit Marktentwicklungen skaliert und Emissionen gegenüber einem Baseline-Szenario abgeschätzt, um die Einsparpotenziale zu bestimmen. Zu erwartende Rebound-Effekte werden gegengerechnet. In Tabelle 46 sind die Effekte für Endanwendungen im Energiebereich aufgeführt, die v. a. Endkund*innen in Haushalten fokussieren und somit die größte Schnittmenge zum Anwendungskontext der Fallstudien 1 bis 5 aufweisen.

Tabelle 46: Studienvergleich zu Klimaschutzpotenzialen der Digitalisierung im Energiebereich (2030)

Studie	Anwendungsbereich	Berücksichtigte Technologien	Marktdurchdringung [%]	Treibhausgas-einsparung [Mio. t CO ₂]
GeSI (2015)	Smarte Gebäude (Haushalte)	Automatisierung, Sensoren, Integration in Smart Grids über Smart Meter, Verbrauchsanalyse, Prognose, Fehlerdetektion mittels Monitoring	30	33*
bitkom e.V. (2021)	Smart Homes	Gebäude- und Energiemanagement (Smarte Thermostate, Intelligente Lichtsysteme, Vernetzte Heizungs-, Lüftung- und Klimatechnik und Smart Meter)	82–89	11–13
		Gebäudeautomationssysteme	6–12	

* Anteil des Haushaltsegments (52 %) am Gesamtreduktionspotenzial der Gebäude (64 Mio. t CO₂)

Quelle: GeSI (2015), bitkom e.V. (2021)

In der vorliegenden Studie können die hochgerechneten Fallstudienresultate nur bedingt aufsummiert werden. Einerseits, weil bereits die lineare Hochrechnung Unsicherheiten und Dynamiken innerhalb des Anwendungskontextes vernachlässigt und andererseits, weil die Aufsummierung über die Fallstudien hinweg die Dynamiken zwischen den Anwendungen außer Acht lässt (siehe hierzu auch Bieser et al. 2020, S. 43). Nichtsdestotrotz lässt sich deutlich erkennen,

dass die Treibhausgaseinsparungen nach GeSI (2015) und bitkom e.V. (2021) jene der vorliegenden Studie um ein Vielfaches übersteigen. Ein Grund hierfür ist, dass mit den Hochrechnungen für die Fallstudien 1 bis 5 nur ausgewählte Anwendungen und diese in bestimmten Teilsegmenten näher betrachtet wurden. Außerdem ist unklar, inwieweit die direkten Effekte der Digitalisierung (Effekte 1. Ordnung) in den Studien von GeSI (2015) und bitkom e.V. (2021) berücksichtigt wurden.

Demgegenüber bietet die vorliegende Studie ein differenzierteres Bild über die Klimaschutzpotenziale bestimmter Anwendungen in konkreten Anwendungskontexten und Marktsegmenten. Zudem werden die direkten Umwelteffekte der Digitalisierung explizit berücksichtigt.

9.3 Übergeordnete Handlungsempfehlungen

Hemmnisse

Der stärkeren Verbreitung digitaler Klimaschutzanwendungen stehen derzeit verschiedene marktseitige und technische Hemmnisse entgegen. In den untersuchten Anwendungen war jeweils die Zahl der Anbieter der Techniken oder Dienstleister gering. Oft sind die regulatorischen Rahmenbedingungen schwierig, die Nachfrage noch gering, wodurch die wirtschaftlichen Ertragsaussichten limitiert sind. Auch die bestehenden Datenschutzanforderungen erschweren manche der digitalen Geschäftsmodelle.

Auf der Nachfrageseite sind Vorbehalte potenzieller Kunden bezüglich des Datenschutzes und des Fernzugriffs ein Hemmnis. Dort, wo digitale Anwendungen eine Gerätesteuerung von außen vorsehen, bestehen auf Kundenseite aktuell noch Ängste und Vorbehalte, die adressiert werden müssen. Im Wärmebereich unterliegen potenzielle Kund*innen, namentlich die Vermietenden, ggf. auch dem Eigentümer-Nutzer-Dilemma: Vermietende müssen, sofern die Kosten nicht umlagefähig sind, die Investitionskosten selbst tragen, ohne davon einen wirtschaftlichen Vorteil zu haben.

Grundsätzlich ist zu beobachten, dass die herstellerseitige Integration der hier analysierten digitalen Klimaschutztechniken im Wärmebereich in die gebäudetechnischen Systeme oder Regelungen bislang kaum erfolgt. Dies ist umso erstaunlicher, da laut Branchenaussagen neue Kessel schon heute standardmäßig internetfähig sind¹²³, die technischen und finanziellen Mehraufwendungen eine Geräteintegration somit sehr gering wären. Solange dies nicht erfolgt, werden die Techniken ausschließlich via Nachrüstung als Dienstleistung ausgebracht, was sich jedoch nur für Kund*innen / Gebäude ab einer gewissen Mindestgröße wirtschaftlich darstellen lässt. Ein weiteres technisches Hemmnis ist die oft mangelhafte Interoperabilität der technischen Systeme.

Handlungsempfehlungen

Im Rahmen der fünf Fallstudien wurden anwendungsspezifische Handlungsempfehlungen dargestellt, wie die Klimaschutzeffekte der jeweiligen Anwendungen perspektivisch erhöht bzw. gesicherter analysiert werden können. Jenseits der Einzelanwendungen wurden aber auch übergreifende Empfehlungen für die Digitalisierung der Energiewende identifiziert, die nachfolgend dargestellt werden. Dabei handelt es sich einerseits um Empfehlungen, die in mehreren Fallstudien benannt wurden. Darüber hinaus werden aber auch übergeordnete Fragestellungen angesprochen, die im Rahmen der Fallstudien noch nicht thematisiert wurden.

¹²³ www.bdh-koeln.de/heizsysteme/digitale-heizung (Zugriff: 28.04.2021).

9.3.1 Technische Standards, Schnittstellen, Interoperabilität

Um das In-Verkehr-Bringen relevanter Technik (z. B. Gebäudetechnik, Energieerzeugungsanlagen, Hausgeräte, Mess- und Zählertechnik, Smart Home etc.) zu erleichtern, ist es vorteilhaft, wenn die Ausstattung mit digitaler Technik schon herstellerseitig Standard ist ("smart ready"). Weiter sollten gemeinsame Standards (beispielsweise zu Schnittstellen oder Übertragungsprotokollen) vereinbart und implementiert werden, um den Marktzugang durch eine höhere Interoperabilität der Komponenten untereinander zu erleichtern. Proprietäre Systeme marktdominanter Anbieter verhindern dies oft. Die verbesserte Interoperabilität stellt eine wesentliche Voraussetzung für neue digitale Dienstleistungen und Geschäftsmodelle (beispielsweise zur Nutzung der Flexibilitätpotenziale im Stromsystem) dar, die zur Verminderung der THG-Emissionen beitragen können.

Die angesprochene Standardisierung sollte im Idealfall durch die Marktakteure selbst erfolgen. Wo dies nicht gelingt, kann auch der Staat die Etablierung von Standards auf verschiedenen Ebenen begleiten und befördern, unter anderem durch Forschungsförderung, Förderrecht oder Ordnungsrecht.

9.3.2 Ökonomische Rahmenbedingungen

Die Wirtschaftlichkeit von – nicht nur digitalen – Geschäftsmodellen und Investitionsentscheidungen wird oft stark von der Höhe bestehender Steuern, Abgaben und Umlagen im Energiebereich beeinflusst. Für den Energiebereich seien hier nur exemplarisch die 2021 eingeführte CO₂-Bepreisung, die EEG-Umlage oder Netzentgelte genannt. Wünschenswert wäre bei allen finanzpolitischen Entscheidungen bezüglich Steuern, Abgaben und Umlagen, die klimapolitischen Wirkungen zu bewerten, so dass Anwendungen und Geschäftsmodelle, die zum Klimaschutz beitragen, hier zumindest keine Nachteile gegenüber anderen Marktteilnehmern erfahren.

Um finanzielle Mehrbelastungen zu begrenzen sollten bei der verbindlichen Vorgabe neuer technischer Standards, beispielsweise zu digitalen Techniken im Gebäudebereich, angemessene Übergangsfristen vorgesehen und ggf. Förderinstrumente für betroffene Marktakteure eingerichtet werden.

9.3.3 Datenverfügbarkeit und Datenschutz

Speziell bei digitalen Anwendungen in Haushalten und Gebäuden gibt es derzeit Zielkonflikte zwischen der für die Anwendungen wünschenswerten Datenverfüg- und -nutzbarkeit und dem Datenschutz. Eine Steigerung der Datenverfügbarkeit (zum Beispiel im Kontext des Energiemonitorings) würde verschiedene Effizienztechniken und -dienstleistungen erleichtern und damit den erzielbaren Klimaschutzeffekt voraussichtlich erhöhen. Dem stehen die Datenschutzinteressen der Verbraucher*innen gegenüber. Derzeit ist nur eine aggregierte Weiternutzung der vom Verbrauchenden produzierten Daten möglich. Die bessere Nutzbarmachung der Daten zum effizienten Monitoring sollte für die Erreichung der Klimaschutzziele erwogen, eine entsprechende Anpassung der Datenschutzrichtlinien geprüft werden.

Bei der Festlegung von Mindest-Datenauflösungen für digitale Prozesse und Anwendungen sollte eine Abwägung zwischen zusätzlichen Kosten, erwartetem (Klima-)Nutzen und dem Ziel der Datensparsamkeit erfolgen.

9.3.4 Forschungsbedarf

Digitalisierung ist als Querschnittsthema derzeit sehr präsent in zahlreichen Forschungsprogrammen und -vorhaben, beispielsweise zu Themen wie künstlicher Intelligenz oder Blockchain.

Im Rahmen der Energieforschung ist die Verminderung des Energieverbrauchs oder des THG-Ausstoßes eine von mehreren Zielstellungen, die mittels Digitalisierung verfolgt werden.

Gleichwohl ist am Markt die Anzahl digitaler Techniken für den Klimaschutz noch überschaubar, die Zahl der Anbieter noch klein. Da die meisten Techniken erst seit wenigen Jahren am Markt angeboten werden, ist auch die Breite wissenschaftlicher Untersuchungen zu deren Wirkung und Potenzialen oft noch gering. Veröffentlichte Daten sind, soweit sie durch die Hersteller veröffentlicht sind, nicht neutral und ggf. noch zu verifizieren. Wünschenswert wäre deshalb vertiefte Forschung zum Nachweis und zur Absicherung der ökologischen Wirkung entsprechender Anwendungen.

Übergreifende Forschungsthemen sind unter anderem die systemischen Effekte der Digitalisierung auf das Gesamtsystem sowie – auf der Nutzungsebene – die Erhebung von Effizienz- sowie Rebound- und Spillover-Effekten. Insbesondere die langfristige Wirkung von Maßnahmen bei den Endverbraucher*innen ist dabei relevant.

Darüber hinaus besteht jenseits der Frage der Klimawirkungen auch Forschungsbedarf bezüglich weiterer gesellschaftlicher Folgen der Digitalisierung. Beispiele hierfür sind die Aspekte Ressourceneffizienz im Einsatz digitaler Technik oder Fragen der Menschenrechte bei der Gewinnung und Verarbeitung der erforderlichen Rohstoffe in den Herkunftsländern.

9.3.5 Information und Qualifikation

Letztverbraucher*innen kennen die digitalen Anwendungsfälle oft nicht gut, teilweise bestehen große Ängste. Mehr Transparenz und Information sind notwendig, beispielsweise bei Anwendungen mit externer Steuerung, um die Akzeptanz für solche Anwendungen zu schaffen und zu vergrößern. Hierbei sind einerseits die Anbieter und Hersteller der Produkte und Anwendungen im Rahmen ihres Marketings gefordert. Darüber hinaus sind aber auch neutrale Informationen durch Verbraucherschutz-Organisationen oder die Wissenschaft notwendig, um bestehende Bedenken zu adressieren und damit Transparenz und Vertrauen zu schaffen. Ein Markterfolg neuer Techniken ist ohne ausreichendes Vertrauen der Kund*innen und Adressierung bestehender Ängste eher nicht zu erwarten.

Wissen und Qualifikation zum Umgang mit digitalen Techniken sind in bestimmten Wirtschaftssektoren noch zu wenig ausgeprägt. Dies bremst die Verbreitung innovativer Lösungen und damit den erzielbaren Klimanutzen, beispielsweise im Bereich der Heizungstechnik. Vor diesem Hintergrund sollte die schrittweise Einführung digitaler Techniken immer kombiniert werden mit der entsprechenden Qualifizierung der für Vertrieb und Installation zuständigen Stellen. Zuständig hierfür sind die betroffenen Branchen im Zusammenspiel mit den Bildungsträgern.

9.3.6 Weitere Empfehlungen

Eine Verminderung der Klimabelastung durch die digitale Infrastruktur ist grundsätzlich anzustreben und würde sich – neben der allgemeinen Reduzierung der Umweltbelastung – auch unmittelbar auf die Klimabilanz aller digitalen Anwendungen positiv auswirken. Ein wesentlicher Aspekt hierbei ist die Klimabilanz von Rechenzentren und Datennetzen. Diese kann unter anderem dadurch verbessert werden, dass der Strombedarf ausschließlich über erneuerbaren Strom gedeckt wird sowie Geschäftsmodelle für die Energiewirtschaft ermöglicht und etabliert werden, über die die Nutzung der Abwärme wirtschaftlich ermöglicht wird. Ergänzend könnten auch Effizienzvorschriften für Rechenzentren erwogen werden.

Wie oben dargestellt, nehmen bestimmte Risiken mit der Verbreitung von dezentralen, digitalen Lösungen im Energiebereich zu. Hierfür sind entsprechende Resilienzmaßnahmen und -strategien zu entwickeln, um möglichen Störereignisse vorzubeugen und darauf reagieren zu können,

sodass der Systembetrieb nicht gefährdet oder schnellstmöglich durch die Netzbetreiber wieder hergestellt wird (Blank-Babazadeh et al. 2021; Hirschl et al. 2018).

Eine Reihe der potenziellen Geschäftsmodelle, die hinter digitalen Anwendungen im Stromsystem stehen, bauen auf der Verfügbarkeit und den Ausgleich dezentraler Stromverbräuche, -angebote sowie -flexibilitäten auf. Dies soll neben der Erreichung der Energie- und Klimaziele u. a. den Netzausbaubedarf senken und die Akzeptanz für die Energiewende erhöhen. Das derzeitige Strommarktdesign steht solchen Anwendungen jedoch an vielen Stellen entgegen und bedarf für eine breitere Umsetzung einer grundlegenden Reform (Matthes et al. 2018).

9.4 Fazit

Diese Studie untersuchte ausgewählte digitale Anwendungsfälle im Energiebereich mit Schwerpunkt auf den Endkundenmarkt und der Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch. Der Fokus wurde auf jene Use-Cases gelegt, deren Zweck – zumindest mittelbar – die Einsparung von Energie oder die verbesserte Nutzung erneuerbarer Energien ist. Ziel dieser Studie war es zu bilanzieren, in welchem Maße diese Anwendungen im Saldo tatsächlich zum Klimaschutz beitragen. Übergreifende Aussagen zur Frage, ob die Digitalisierung als Ganzes dem Klima mehr nutzt oder schadet, kann und will diese Studie nicht treffen.

Zusammenfassend können folgende übergreifende Ergebnisse und Folgerungen aus der vorliegenden Arbeit gezogen werden:

- ▶ Die betrachteten digitalen Anwendungsfälle im Energiebereich, die alle an der Schnittstelle zu Endverbraucher*innen bzw. Gebäudeeigentümer*innen stattfinden, tragen alle voraussichtlich zum Klimaschutz bei.
- ▶ Das Klimaschutzpotenzial dieser Anwendungen stellt keinen Ersatz dar für Maßnahmen wie Gebäudedämmung, den Einsatz effizienter Geräte oder den Wechsel zu erneuerbaren Energieträgern.
- ▶ Als kurz- bis mittelfristig umsetzbare und überwiegend gering-investive Maßnahmen können die untersuchten Anwendungen gleichwohl einen wertvollen Klimaschutzbeitrag leisten. Vor dem Hintergrund der mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes nochmals verschärferten THG-Minderungsziele könnten digitale Klimaschutztechniken insbesondere in jenen Gebäuden priorisiert werden, deren energetische Sanierung (aufgrund von Prioritätssetzungen und vorhandener Kapazitäten) nicht kurzfristig möglich ist oder die erst vor kurzem saniert wurden aber sich noch nicht auf dem Zielpfad der Klimaneutralität befinden. Weitere, gegebenenfalls noch größere Klimaschutzpotenziale durch digitale Anwendungen liegen in weiteren Endenergiesektoren, die nicht im Fokus dieser Studie standen, wie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr sowie im Bereich der Steuerung von Netzinfrastrukturen und Erzeugungsanlagen.
- ▶ Auf der Angebotsseite herrschen derzeit noch hohe Hürden für den Markteintritt, die Ertragsaussichten sind nur moderat, die Zahl der Anbieter und Dienstleister noch gering. Um dies zu ändern sollte auf verschiedenen Ebenen zeitnah der Rahmen angepasst werden mit der Zielstellung,
 - die Wirtschaftlichkeit digitaler Klimaschutzanwendungen zu verbessern,

- die Interoperabilität der Systeme mittels Standardisierung von Schnittstellen und Übertragungsprotokollen zu steigern,
 - Techniken mit hohem Klimaschutzpotenzial verstärkt in den Markt zu bringen,
 - die Bekanntheit von Techniken mit hohem Klimaschutzpotenzial zu erhöhen sowie
 - das Wissen über die Techniken bzw. die digitale Infrastruktur weiter zu vertiefen und diese weiter zu optimieren.
- Weiterer Forschungsbedarf besteht im Bereich von Feldstudien zum besseren Verständnis und zur Absicherung der Klimaschutzwirkungen

Digitalisierung kann ein wichtiges Element bei der Bewältigung gesellschaftlicher Herausforderungen wie der Klimakrise sein. Einige Pioniere sehen die Chancen digitaler Klimaschutzanwendungen, doch ein ausreichendes Wissen über die tatsächlichen Wirkungen ist derzeit noch nicht gegeben. Diese Studie will zum Schließen dieser Wissenslücke einen ersten Beitrag leisten.

Die Studie belegt den Klimaschutznutzen ausgewählter Anwendungen im Endkundenmarkt und beschreibt Wege zur weiteren Steigerung dieses Nutzens. Sie zeigt gleichzeitig auf, dass die untersuchten Techniken nicht der zentrale Hebel zur THG-Minderung beim Wärme- und Stromverbrauch von Endkund*innen sind, aber als überwiegend gering-investive Maßnahmen kurz- oder mittelfristig umgesetzt werden könnten. Mit zunehmender Marktdurchdringung auch über 2030 hinaus ist zu erwarten, dass die Beiträge zum Klimaschutz höher ausfallen. Für das Ziel der vollständigen Treibhausgasneutralität können schließlich auch diese Mengen zu einem relevanten Baustein werden. Die Studie liefert somit Argumente dafür, dass die Digitalisierung im Endkundenmarkt ein sinnvolles ergänzendes Instrument bei der Bewältigung der Klimakrise sein kann. Es zeigt sich aber auch, dass wir deren Effekte an vielen Stellen noch besser verstehen müssen.

Es ist zu betonen, dass die fünf untersuchten Fallstudien nur einen Ausschnitt aller digitalen Anwendungen darstellen, die zum Gelingen der Energiewende und zum Klimaschutz beitragen können. Insbesondere in einem Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien sowie zusätzlichen Verbrauchern und Speichern ist die Digitalisierung ein notwendiger Enabler, um die komplexen Versorgungsaufgaben zu erfüllen. Für eine bessere Einordnung der Bedeutung der Digitalisierung im Endkundenmarkt wird die breitere Untersuchung entsprechender Anwendungen empfohlen.

10 Quellenverzeichnis

- 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, und TransnetBW (o.J.): Präqualifizierte Leistung in Deutschland. https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity (Zugriff: 13. Juli 2020).
- 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, und TransnetBW, Hrsg. (2019): Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenbieters zur Erbringung von Regelreserve. 20. Dezember. <https://www.regelleistung.net/ext/download/minAnforderungIn-formationstechnikSrl> (Zugriff: 26. Mai 2020).
- Ademe [Agence de la transition écologique] (2018): Travaux de rénovation dans le logement. La réglementation Thermique. <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-travaux-renovation-logement-reglementation-thermique.pdf> (Zugriff: 27. Mai 2021).
- AGEB [AG Energiebilanzen e.V.] (2020): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2020 (Stand Dezember 2020). https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&file-Name=ausdruck_strenz_abgabe_dez2020_anteile_.pdf (Zugriff: 12. März 2021).
- Agora Energiewende (2021): Stellungnahme zum Entwurf des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz - SteuVerG. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Verteilnetzausbau_fuer_die_Energiewende_-_Elektromobilitaet_im_Fokus_EV-Grid_/20210115_Stellungnahme_SteuVerG_AVW_AEW_RAP.pdf (Zugriff: 27. Mai 2021).
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, und Regulatory Assistance Project (2019): Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf (Zugriff: 29. Juli 2020).
- Agricola, Annegret-Cl., Bernd Höflich, Philipp Richard, Jakob Völker, Christian Rehtanz, Marco Greve, Björn Gwisdorf, Jan Kays, Theresa Noll, Johannes Schwippe, et al. [Deutsche Energie-Agentur] (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau-und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf (Zugriff: 29. Juli 2020).
- Aichele, Christian und Oliver D. Doleski, Hrsg. (2013): *Smart Meter Rollout*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. <http://link.springer.com/10.1007/978-3-8348-2440-0>.
- Aleksic, Slavisa und Vedad Mujan (2016): Exergy-based Life Cycle Assessment of Smart Meters. Veranstaltung: 11th International Conference ELEKTRO2016, Mai, Strebse Pleso.
- Andrae, Anders und Tomas Edler (2015): On Global Electricity Usage of Communication Technology: Trends to 2030. *Challenges* 6, Nr. 1: 117–157.
- Aslan, Joshua, Kieren Mayers, Jonathan G. Koomey und Chris France (2018): Electricity Intensity of Internet Data Transmission: Untangling the Estimates: Electricity Intensity of Data Transmission. *Journal of Industrial Ecology* 22, Nr. 4 (August): 785–798.
- Auer, Falk und Herbert Schote (2014): Feldtest Wärmepumpen. *Sonnenenergie*, Nr. 2/2014. https://www.sonnenenergie.de/sonnenenergie-redaktion/SE-2014-02/Layout-fertig/PDF/Einzelartikel/SE-2014-02-s043-Waermepumpen-Feldtest_Waermepumpen.pdf (Zugriff: 1. April 2021).
- Azevedo, Inês M.L. (2014): Consumer End-Use Energy Efficiency and Rebound Effects. *Annual Review of Environment and Resources* 39: 393–418.
- Bärwaldt, Gunnar, Boesche, Katharina Vera, Michael Tomaszuk, Michael Westerburg, Benjamin Greiner, Armin Gaul, Werner Harms, Dennis Haub, Sascha Hillenbrand, Xaver Pfab, et al. (2019): Anregungen zur Ausgestaltung von § 14a EnWG. Mitglieder der Taskforce Lastmanagement der Fachgruppe Recht des BMWi-Förderprojektes „IKT für Elektromobili-

- tät“. https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt3-Anregungen%20zur%20Ausgestaltung%20von%20%C2%A7%2014a%20EnWG.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff: 28. Januar 2020).
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.] (2017): Ausgestaltung des § 14a EnWG. Positionspapier. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Paragraph-14a-EnWG.pdf (Zugriff: 28. Januar 2020).
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.] (2019a): Wie heizt Deutschland 2019? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_final_30.09.2019_3ihF1yL.pdf (Zugriff: 27. Mai 2021).
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.] (2019b): Zahl der Woche / 23.840 Ladepunkte...stehen E-Mobilisten im öffentlichen Raum zur Verfügung. <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-23840-ladepunkte/> (Zugriff: 3. Juli 2020).
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2021): Stellungnahme Referentenentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen- Gesetz (SteuVerG). Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/20210115_Stn_SteuVerG.pdf (Zugriff: 21. Mai 2021).
- Benndorf, Frank (2016): Effiziente Kühlung von Rechenzentren durch Verdunstungskühler. Bei Facebook ist es gut gekühlt. *Die Kälte + Klimatechnik* 2: 26.
- Berkhout, F. und J. Hertin (2004): De-materialising and re-materialising: digital technologies and the environment. *Future* 36: S. 903-920.
- Bernard, Timo (2018): Non-Intrusive Load Monitoring (NILM): Combining multiplied distinct Electrical Features and Unsupervised Machine Learning Techniques. Universität Duisburg-Essen.
- BfEE [Bundesstelle für Energieeffizienz] (2019): Empirische Untersuchung des Marktes für Energiedienstleistungen, Energieaudits und andere Energieeffizienzmaßnahmen im Jahr 2019. Endbericht. Eschborn: Bundesstelle für Energieeffizienz. https://www.bfee-online.de/SharedDocs/Downloads/BfEE/DE/Energiedienstleistungen/markterhebung2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Zugriff: 27. Mai 2021).
- Bieser, Jan C. T., Ralph Hintemann, Severin Beucker, Stefanie Schramm, Lorenz Buser und Lorenz M. Hilty (2020): Klimaschutz durch digitale Technologien - Chancen und Risiken Kurzstudie. <http://rgdoi.net/10.13140/RG.2.2.17138.12481> (Zugriff: 16. April 2021).
- bitkom e.V., Hrsg. (2021): Klimateffekte der Digitalisierung – Studie zur Abschätzung des Beitrags digitaler Technologien zum Klimaschutz. https://www.accenture.com/_acnmedia/PDF-148/Accenture-Bitkom-Studie-Klimateffekte-der-Digitalisierung.pdf#zoom=40 (Zugriff: 16. April 2021).
- Blank-Babazadeh, Marita, Marius Buchmann, Jochen Kreusel, Jannika Mattes, Christoph Mayer, Mathias Dalheimer, Wolfgang Kröger, Ellen Matthies, Gert Brunekreeft, Volker Distelrath, et al. (2021): *Resilienz digitalisierter Energiesysteme – Blackout-Risiken verstehen, Stromversorgung sicher gestalten*. Hg. v. Christoph Mayer und Gert Brunekreeft. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München, Halle, Mainz. <https://www.acatech.de/publikation/rde-analyse/download-pdf?lang=de>.
- BMF [Bundesministerium der Finanzen] (1995): AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig „Heil-, Kur-, Sport- und Freizeitbäder“. https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/AfA-Tabelle_Heil-Kur-Sport-und-Freizeitbaeder.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff: 2. Juni 2021).

- BMI [Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat] (2019a): ÖKOBAUDAT – Prozess-Datensatz: Photovoltaiksystem 1000 kWh/m²*a (ohne Stromgutschrift) (de). Website: https://oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/datasetdetail/process.xhtml?uuid=8cfea619-e284-4b6f-a281-46e362a868c4&stock=OBD_2020_II&lang=de (Zugriff: 22. Juni 2020).
- BMI [Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat] (2019b): Prozess-Datensatz: Lithium Eisenphosphat (LFP) Batterie (pro 1kWh Speicherkapazität) (de). Website: https://oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/datasetdetail/process.xhtml?uuid=10c531c8-329c-479a-bbe9-17990ca5dfd6&stock=OBD_2020_II&lang=de (Zugriff: 22. Juni 2020).
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit] (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf> (Zugriff: 12. März 2021).
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit] (2021): Pressemitteilung „Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent“. <https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-sinken-2020-um-87-prozent/> (Zugriff: 24. März 2021).
- BMUB [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit] (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2015): Energieeffizienzstrategie Gebäude: Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebäude.pdf?__blob=publicationFile&v=25 (Zugriff: 13. März 2021).
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2017): Grünbuch Energieeffizienz. Auswertungsbericht zur öffentlichen Konsultation. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gruenbuch-energieeffizienz.pdf?__blob=publicationFile&v=26 (Zugriff: 2. Juni 2021).
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2018): Innovationen für die Energiewende: 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=14 (Zugriff: 2. Juni 2021).
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2018): Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bonn. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung_0_0.pdf (Zugriff: 27. Mai 2021).
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2019a): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Bonn. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf (Zugriff: 25. März 2020).
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2019b): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018. Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Zugriff: 22. Juni 2020).
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2020a): Informationen zu Strom- und Gaspreisen für Haushaltskunden. Bundesnetzagentur. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/PreiseRechnTarife/preiseundRechnungen-node.html#FAQ330400> (Zugriff: 12. Oktober 2020).

- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2020b): Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Bonn. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf (Zugriff: 27. Mai 2021).
- BNetzA und BKartA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt] (2020): Monitoringbericht 2019. Bonn. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Zugriff: 27. Mai 2021).
- BNetzA und BKartA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt] (2021): Monitoringbericht 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf;jsessionid=645D9C89EE0AC0BC4219BC5F0567853D?__blob=publicationFile&v=8 (Zugriff: 27. Mai 2021).
- Bodlak, Lara und Harald Gmeiner (2016): Ökologisch optimale Lebensdauer von Weißware. Bregenz: Energieinstitut Vorarlberg. https://www.energieautonomie-vorarlberg.at/zoologwebsite/media/document/1216/LCA+Wei%C3%9Fware+Projektbericht_2016_12_20 (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Bruns, Kerstin (2017): Smart-Grid fähige Wärmepumpen im intelligenten Stromnetz. SmartGrids BW.
- BSW Solar [Bundesverband Solarwirtschaft e. V.] (2021): Solarbatterie-Boom. 18. Februar. Website: <https://www.solarwirtschaft.de/2021/02/18/solarbatterie-boom/> (Zugriff: 11. März 2021).
- Buchanan, Kathryn, Riccardo Russo und Ben Anderson (2015): The question of energy reduction: The problem(s) with feedback. *Energy Policy* 77 (Februar): 89–96.
- Büchner, Jens, Jörg Katzfey, Ole Flörcken, Albert Moser, Henning Schuster, Sebastian Dierkes, Tobias van Leeuwen, Lukas Verheggen, Mathias Uslar und Marie van Amselvoort (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht zum Forschungsprojekt Nr. 44/12. E-Bridge, IAEW (RWTH Aachen) und OFFIS im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Bühler, Jochen, Matthias Resch, Birgit Schachler, Ghada Merei, Brisa Ortiz und Peter Schwaegerl (2017): SmartPowerFlow – Optimierung des Netzerweiterung versus Energiespeicher auf der Verteilnetzebene infolge zunehmender regenerativer Leistungsflüsse. Berlin. https://www.researchgate.net/profile/Jochen_Buehler/publication/315697661_SmartPowerFlow_-_Optimierung_der_Netzerweiterung_versus_Energiespeicher_auf_der_Verteilnetzebene_infolge_zunehmender_regenerativer_Leistungsflüsse/links/58dcc217458515152b639018/SmartPowerFlow-Optimierung-der-Netzerweiterung-versus-Energiespeicher-auf-der-Verteilnetzebene-infolge-zunehmender-regenerativer-Leistungsflüsse.pdf (Zugriff: 29. Juni 2020).
- BUND [Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland] (2016): Stromeinsatz zu Heizzwecken. Standpunkt 10. https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/bund/standpunkt/stromeinsatz_zu_heizzwecken_standpunkt.pdf (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Bürger, Veit, Sibylle Braungardt und Johanna Cludius (2019): Auswirkungen der Sektorkopplung im Wärmebereich auf die Energiekosten von privaten Verbraucherinnen und Verbrauchern. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sektorkopplung-Waerme-vzbv.pdf> (Zugriff: 2. Juni 2021).

- BWP [Bundesverband Wärmepumpe e.V.] (2014): Wie hoch ist die Lebensdauer einer Wärmepumpe? Wie kann ich diese erhöhen? Fragen und Antworten. <https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/darum-waermepumpe/experten/antwort-der-experten/wie-hoch-ist-die-lebensdauer-einer-waermepumpe-wie-kann-ich-diese-erhoehen/> (Zugriff: 2. Juli 2020).
- BWP [Bundesverband Wärmepumpe e.V.] (2019): BWP Marktzahlen 2018: Nachhaltiges Wachstum mit Luft nach oben, deutliches Signal für die Politik. <https://www.pressebox.de/pressemitteilung/bundesverband-waermepumpe-bwp-e-v/BWP-Marktzahlen-2018-Nachhaltiges-Wachstum-mit-Luft-nach-oben-deutliches-Signal-fuer-die-Politik/boxid/939938> (Zugriff: 1. Juni 2021).
- BWP [Bundesverband Wärmepumpe e.V.] (2020a): Smart-Meter-Rollout. <https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/smart-meter/> (Zugriff: 3. Juli 2020).
- BWP [Bundesverband Wärmepumpe e.V.] (2020b): Wärmepumpenabsatz 2019: Leichtes Wachstum bei schwungvollem Start und zunehmender Zurückhaltung. Pressemitteilung. <https://www.pressebox.de/inaktiv/bundesverband-waermepumpe-bwp-e-v/Waermepumpenabsatz-2019-Leichtes-Wachstum-bei-schwungvollem-Start-und-zunehmender-Zurueckhaltung/boxid/990554> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- BWP [Bundesverband Wärmepumpe e.V.] (2020c): Branchenstudie 2021: Marktanalyse – Szenarien – Handlungsempfehlungen. https://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bcpageturnip/BWP_Branchenstudie2021_Update.pdf (Zugriff: 1. Juni 2021).
- C.A.R.M.E.N. e.V. (2019): Marktübersicht Batteriespeicher 2019. Juli. https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_2019.pdf (Zugriff: 14. April 2020).
- Carrie Armel, K., Abhay Gupta, Gireesh Shrimali und Adrian Albert (2013): Is disaggregation the holy grail of energy efficiency? The case of electricity. *Energy Policy* 52: 213–234.
- CHARGEMAP (2019): Statistiken. Anzahl der Ladestationen. <https://de.charge-map.com/about/stats> (Zugriff: 3. Juli 2020).
- Chitnis, Mona und Steve Sorrell (2015): Living up to expectations: Estimating direct and indirect rebound effects for UK households. *Energy Economics* 52 (Dezember): S100–S116.
- Chitnis, Mona, Steve Sorrell, Angela Druckman, Steven K. Firth und Tim Jackson (2014): Who rebounds most? Estimating direct and indirect rebound effects for different UK socioeconomic groups. *Ecological Economics* 106 (Oktober): 12–32.
- Ciroth, Andreas und Juliane Franze (2011): LCA of an Ecolabeled Notebook - Consideration of Social and Environmental Impacts Along the Entire Life Cycle. Berlin: GreenDeltaTC GmbH. https://www.greendelta.com/wp-content/uploads/2017/03/LCA_laptop_final.pdf (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Clément, Louis-Philippe P.-V.P., Quentin E.S. Jacquemotte und Lorenz M. Hilty (2020): Sources of variation in life cycle assessments of smartphones and tablet computers. *Environmental Impact Assessment Review* 84 (September): 106416.
- CML [Institute of Environmental Sciences of Leiden University] (2016): CML-IA Characterisation Factors. 5. September. Website: <https://www.universiteitleiden.nl/en/research/research-output/science/cml-ia-characterisation-factors> (Zugriff: 14. November 2019).
- co2online (2019): Heizspiegel für Deutschland 2019. <https://www.heizspiegel.de/fileadmin/hs/heizspiegel-2019/heizspiegel-2019.pdf> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- coneva (2020): Elektrizitätswerke Schönau und coneva gestalten die digitale Bürgerenergie-wende. Website: <https://coneva.com/fileadmin/PDFs/20200129-PM-coneva-ews.pdf> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Costenaro, David und Anthony Duer (2012): The megawatts behind your megabytes: Going from data-centre to desktop. In: *ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings*, S. 65–

76. Veranstaltung: 17th biennial ACEEE conference, Pacific Grove.
<https://www.aceee.org/files/proceedings/2012/data/papers/0193-000409.pdf>.
- Delmas, Magali A., Miriam Fischlein und Omar I. Asensio (2013): Information strategies and energy conservation behavior: A meta-analysis of experimental studies from 1975 to 2012. *Energy Policy* 61: 729–739.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2014): Einführung von Smart Meter in Deutschland. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9092_dena-Smart-Meter-Studie.pdf.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2021): Begrenzte Umlage der BEHG-Kosten – Investitionsanreize stärken. 11. Januar. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-POSITIONSPAPIER_Begrenzte_Umlage_der_BEHG-Kosten_-_Investitionsanreize_staerken.pdf (Zugriff: 13. März 2021).
- Destatis [Statistisches Bundesamt] (2014): Zensus 2011: Gebäude und Wohnungen sowie Wohnverhältnisse der Haushalte. Wiesbaden.
- Destatis [Statistisches Bundesamt] (2019a): Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen. Website: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html) (Zugriff: 12. Mai 2020).
- Destatis [Statistisches Bundesamt] (2019b): Wohnen in Deutschland - Zusatzprogramm des Mikrozensus 2018. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/wohnen-in-deutschland-5122125189005.xlsx;jsessionid=558E4AE1D135D8C04AE883E005DB9AA1.live711?_blob=publicationFile (Zugriff: 27. Mai 2021).
- Destatis [Statistisches Bundesamt] (2020): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit. Haushalte und Familien - Ergebnisse des Mikrozensus. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Publikationen/Downloads-Haushalte/haushalte-familien-2010300197004.pdf?_blob=publicationFile (Zugriff: 27. Mai 2021).
- Destatis [Statistisches Bundesamt] (2021): Datenreport 2021. https://www.destatis.de/DE/Service/Statistik-Campus/Datenreport/Downloads/datenreport-2021-kap-7.pdf?_blob=publicationFile (Zugriff: 13. März 2021).
- Deutscher Bundestag (2020): Mobilität in der Arbeitswelt – Entwicklung der Berufspendler in Deutschland. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten René Springer, Jürgen Pohl, Uwe Witt, Martin Sichert und der Fraktion der AfD– Drucksache 19/17258.
- Deutscher Bundestag (2021): *Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes*. <https://dserver.bundestag.de/btd/19/302/1930230.pdf>.
- Deutscher Mieterbund (2020): CO₂-Preis nicht auf Mieter umlegen. 3. Dezember. <https://www.mieterbund.de/presse/pressemeldung-detailansicht/article/59214-co2-preis-nicht-auf-mieter-umlegen.html> (Zugriff: 30. März 2021).
- Dickert, Jörg, Peter Schegner und Felix Panitz (2014): Lastverschiebungspotenzial von Haushaltsgeräten unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen und Komfortansprüchen. Conference Paper.
- Die Bundesregierung (2019): Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung. Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030. https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?_blob=publicationFile (Zugriff: 14. Juni 2021).

- DIN EN ISO 14040 (2006): Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006. Berlin: Deutsches Institut für Normung e.V.
- DIN EN ISO 14044 (2006): Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V.
- Discovery (2020a): Das Discovery Energieportal - Einzigartige Funktionen für bewusste Energieverbraucher. Website: <https://discovery.com/portal> (Zugriff: 27. Mai 2020).
- Discovery (2020b): Profitieren Sie von der Smart Meter Förderung. Website: <https://discovery.com/intelligente-stromzaehler/einsparzaehler-programm> (Zugriff: 27. Mai 2020).
- DKE, BDEW, ZVEH, ZVEI und VDE [Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke, Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.] (2020): Der Technische Leitfaden. Ladeinfrastruktur Elektromobilität Version 3. <https://www.vde.com/resource/blob/988408/ca81c83d2549a5e89a4f63bbd29e80c6/technischer-leitfaden-ladefrastruktur-elektromobilitaet---version-3-1-data.pdf> (Zugriff: 27. Mai 2021).
- Dromaque, Christophe und Rafaila Grigoriou (2018): The Role of Data for Consumer Centric Energy Markets and Solutions. https://esmig.eu/sites/default/files/report_-_the_role_of_data_for_consumer_centric_energy_markets_and_solutions_2019.pdf (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Ecker, J., J.B. Gerschler, S. Vogel, S. Käbitz, F. Hust, P. Dechent und D.U. Sauer (2012): Analyzing Calendar Aging Data towards a Lifetime Prediction Model for Lithium-Ion Batteries.
- EEG 2017 *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. *Ausfertigungsdatum: 21.07.2014*.
- Elliot, John, Ah-Lian Kor und Oluwafemi Ahola Omotosho (2017): Energy Consumption in Smartphones: An Investigation of Battery and Energy. Consumption of Media Related Applications on Android Smartphones. Veranstaltung: International SEEDS Conference 2017, Leeds. https://www.researchgate.net/profile/Ah-Lian-Kor/publication/319954899_Energy_Consumption_in_Smartphones_An_Investigation_of_Battery_and_Energy_Consumption_of_Media_Related_Applications_on_Android_Smartphones/links/59c37c140f7e9b21a82fc730/Energy-Consumption-in-Smartphones-An-Investigation-of-Battery-and-Energy-Consumption-of-Media-Related-Applications-on-Android-Smartphones.pdf.
- Emilsson, Erik und Lisbeth Dahllöf (2019): Lithium-Ion Vehicle Battery Production. Status 2019 on Energy Use, CO2 Emissions, Use of Metals, Products Environmental Footprint, and Recycling. Stockholm: IVL Swedish Environmental Research Institute. <https://www.ivl.se/download/18.14d7b12e16e3c5c36271070/1574923989017/C444.pdf> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- EnergieSchweiz (2017): Solarstrom - Eigenverbrauch optimieren. Handbuch. https://www.vese.ch/wp-content/uploads/VESE_Handbuch_Eigenverbrauchsoptimierung.pdf (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Enkhardt, Sandra (2017): Sonnen, E3/DC, Senec und LG Chem dominieren deutschen PV-Heimspeichermarkt. 7. September. Website: <https://www.pv-magazine.de/2017/09/07/sonnen-e3dc-senec-und-lg-chem-dominieren-deutschen-pv-heimspeichermarkt/> (Zugriff: 26. Mai 2020).

- Enkhardt, Sandra (2018): EuPD Research: Sonnen, LG Chem und Varta bei Photovoltaik-Heimspeichern in Europa führend. 25. April. Website: <https://www.pv-magazine.de/2018/04/25/eupd-research-sonnen-lg-chem-und-varta-bei-photovoltaik-heimspeichern-in-europa-fuehrend/> (Zugriff: 26. Mai 2020).
- Enkhardt, Sandra (2019): EuPD Research: Sonnen vor LG Chem und BYD weiter Marktführer bei Photovoltaik-Heimspeichern in Deutschland. 14. Mai. Website: <https://www.pv-magazine.de/2019/05/14/eupd-research-sonnen-vor-lg-chem-und-byd-weiter-marktfuehrer-bei-photovoltaik-heimspeichern-in-deutschland/> (Zugriff: 26. Mai 2020).
- Enkhardt, Sandra (2020): EuPD Research: 65.000 neue Photovoltaik-Heimspeicher 2019 in Deutschland installiert – Sonnen und BYD mit größten Marktanteilen. 21. April. Website: <https://www.pv-magazine.de/2020/04/21/eupd-research-65-000-neue-photovoltaik-heimspeicher-2019-in-deutschland-installiert-sonnen-und-byd-mit-groessten-marktan-teilen/> (Zugriff: 26. Mai 2020).
- Ernst&Young (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler.html> (Zugriff: 8. Mai 2019).
- EuPD Research (2020): Ende 2019 sind gut 200.000 Heimspeicher in Deutschland installiert: sonnen und BYD als führende Anbieter. 24. April. Website: <https://www.eupd-research.com/ende-2019-sind-gut-200000-heimspeicher-in-deutschland-installiert/> (Zugriff: 26. Mai 2020).
- European Commission (2014): Country fiches for electricity smart metering. Brussels. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0188&from=EN> (Zugriff: 1. November 2019).
- European Commission DG Energy (2019): Smart Metering Benchmark Revised Final Report. Brussels. <https://www.vert.lt/SiteAssets/teises-aktai/EU28%20Smart%20Metering%20Benchmark%20Revised%20Final%20Report.pdf> (Zugriff: 7. November 2019).
- European Union (2010): ILCD Handbook The International Reference Life Cycle Data System. General Guide for Life Cycle Assessment - Detailed Guidance. Joint Research Centre (JRC).
- Figgenger, Jan, David Haberschusz, Kai-Philipp Kairies, Oliver Wessels, Benedikt Tepe und Dirk Uwe Sauer (2018): Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2018. Aachen. http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf (Zugriff: 14. April 2020).
- Finkbeiner, Matthias, Robert Ackermann, Vanessa Bach, Markus Berger, Gerhard Brankatschk, Ya-Ju Chang, Marina Grinberg, Annetrin Lehmann, Julia Martínez-Blanco, Nikolay Minkov, et al. (2014a): Challenges in Life Cycle Assessment: An Overview of Current Gaps and Research Needs. In: *Background and Future Prospects in Life Cycle Assessment*, hg. v. Walter Klöpffer, S. 207–258. Dordrecht: Springer Netherlands. http://link.springer.com/10.1007/978-94-017-8697-3_7.
- Finkbeiner, Matthias, Robert Ackermann, Vanessa Bach, Markus Berger, Gerhard Brankatschk, Ya-Ju Chang, Marina Grinberg, Annetrin Lehmann, Julia Martínez-Blanco, Nikolay Minkov, et al. (2014b): Challenges in Life Cycle Assessment: An Overview of Current Gaps and Research Needs. In: *Background and Future Prospects in Life Cycle Assessment*, hg. v. Walter Klöpffer, S. 207–258. LCA Compendium – The Complete World of Life Cycle Assessment. Dordrecht: Springer Netherlands. http://link.springer.com/10.1007/978-94-017-8697-3_7.
- Fraunhofer ISE [Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme] (2011): Projekt »Intelliekon« legt erste Ergebnisse zur Stromeinsparung durch Smart Metering vor. 1. Juli. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2011/ISE_PI_d_Intelliekon_Ergebnisse.pdf (Zugriff: 13. Februar 2020).

- Fraunhofer ISE [Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme] (2019): Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/news/2019/Stromerzeugung_2018_3.pdf (Zugriff: 10. Januar 2019).
- Freegard, Keith und Michael Claes (2009): Compositional Analysis of Kerbside Collected Small WEEE. https://www.resource-recovery.net/sites/default/files/axion_weee_composition_report_-_final_260209.3ff6dd40.6642.pdf (Zugriff: 14. Juni 2021).
- fresh energy (2020): Fresh Energy - Unsere Lösung. Website: <https://www.getfresh.energy/our-solution> (Zugriff: 27. Mai 2020).
- Friedrich, Uwe (2011): Wenn Wetterprognosen die Heizung steuern. Betriebsoptimierung von Verwaltungsgebäuden mit Wettervorhersage-Steuerung. BINE-Projektinfo 14/2011. Bonn: BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe GmbH (Hrsg.). <https://api.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/0097fc20-b34e-4148-8f8a-9f98040aba92.pdf> (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Friedrichsen, Nele (2017): Kurzstudie – Potenziale der Digitalisierung für den Klimaschutz. Working Paper. Sustainability and Innovation. Karlsruhe: Fraunhofer ISI. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2017/WP12-2017_Kurzstudie-Potenziale-der-Digitalisierung-fuer-den-Klimaschutz.pdf (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Fritsche, Uwe. R. und Hans-Werner Greß (2018): Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2017 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050. http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GE-MIS/2018_KEV_THG_Strom-2017_2020-2050.pdf (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Frontier Economics (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Gähns, Swantje, Evelin Wieckowski und Jonas von Braumnühl (2015): Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems. Arbeitspapier zur Simulation des Haushaltssektors im Energiesystem unter Berücksichtigung hoher dezentraler Energieeinspeisung. Berlin. https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/IOEW_Arbeitspapier-AP3_Simulation-von-Prosumer-Haushalten_Final.pdf (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Galvin, Ray (2015): The rebound effect, gender and social justice: A case study in Germany. *Energy Policy* 86 (1. November): 759–769.
- Galvin, Ray (2020): I'll follow the sun: Geo-sociotechnical constraints on prosumer households in Germany. *Energy Research & Social Science* 65: 101455.
- Gerbert, Philipp, Patrick Herhold, Jens Burchardt, Stefan Schönberger, Florian Rechenmacher, Almut Kirchner, Andreas Kemmler und Marco Wunsch (2018): Klimapfade für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI). The Boston Consulting Group (BCG), Prognos. https://image-src.bcg.com/Images/Klimapfade-fuer-Deutschland_tcm108-181356.pdf (Zugriff: 27. Mai 2021).
- GeSI, Hrsg. [Global e-Sustainability Initiative] (2015): #SMARTer2030 ICT Solutions for 21st Century Challenges. http://smarter2030.gesi.org/downloads/Full_report2.pdf (Zugriff: 16. April 2021).
- Girod, Bastien, Peter de Haan und Roland W. Scholz (2011): Consumption-as-usual instead of ceteris paribus assumption for demand: Integration of potential rebound effects into LCA. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 16, Nr. 1 (Januar): 3–11.
- Greening, Lorna A., David L. Greene und Carmen Difiglio (2000): Energy efficiency and consumption – the rebound effect – a survey. *Energy Policy* 28, Nr. 6–7: 389–401.

- de Haan, Peter, Anja Peters, Elsa Semmling, Hans Marth und Walter Kahlenborn (2015): Rebound-Effekte: Ihre Bedeutung für die Umweltpolitik. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_31_2015_rebound-efekte_ihre_bedeutung_fuer_die_umweltpolitik.pdf (Zugriff: 4. Mai 2021).
- Haig, Sam, Liz Morrish, Roger Morton und Simon Wilkinson (2012): Electrical product material composition. WRAP und Axion Consulting. https://www.moew.government.bg/static/media/ups/tiny/filebase/Waste/EEO/Electrical_product_material_composition_overview.pdf (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Hargreaves, Tom, Michael Nye und Jacquelin Burgess (2010): Making energy visible: A qualitative field study of how householders interact with feedback from smart energy monitors. *Energy Policy* 38, Nr. 10. The socio-economic transition towards a hydrogen economy - findings from European research, with regular papers (1. Oktober): 6111–6119.
- Hargreaves, Tom, Michael Nye und Jacquelin Burgess (2013): Keeping energy visible? Exploring how householders interact with feedback from smart energy monitors in the longer term. *Energy Policy* 52. Special Section: Transition Pathways to a Low Carbon Economy (1. Januar): 126–134.
- Hediger, Cécile, Mehdi Farsi und Sylvain Weber (2018): Turn it up and open the window: On the rebound effects in residential heating. *Ecological economics* 149: 21–39.
- Hengstenberg, Johannes (2018): *Die vorausschauende Steuerung von Heizanlagen - Vortrag von Johannes Hengstenberg*. <https://www.senercon.de/2018/10/02/video-vortrag-zum-thema-vorausschauende-steuerung-von-heizanlagen/> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Hermann, Laurenz, Peter Hennig, Sebastian Metzger, Martin Köhrer, Larissa Pauser, Daniel Yanev, Andreas Homburg und Matthias Knauff (2019): Energiemonitoring und Informationsaustausch bei Geräten und Anlagen (Zählerstudie). Endbericht. Berlin. www.bfee-online.de/SharedDocs/Downloads/BfEE/DE/Effizienzpolitik/zaehlerstudie.pdf/_blob%3DpublicationFile%26v%3D2&usg=AOvVaw2kDIyPWWiOR2Qnk-KNa1Z8v (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Hilty, L.M. und B. Aebischer (2015): ICT for Sustainability: An Emerging Research Field. In: *ICT Innovations for Sustainability.*, hg. v. L.M. Hilty und B. Aebischer, S. S. 3-36. Cham: Springer International Publishing.
- Hirschl, Bernd, Astrid Aretz, Mark Bost, Mariela Tapiela und Stefan Gößling-Reisemann (2018): Vulnerabilität und Resilienz des digitalen Stromsystems. Endbericht des Projekts „Strom-Resilienz“. Berlin, Bremen: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und Universität Bremen, Fachgebiet Resiliente Energiesysteme. https://www.strom-resilienz.de/data/stromresilienz/user_upload/Dateien/Schlussbericht_Strom-Resilienz.pdf (Zugriff: 10. September 2018).
- Hoffmann, Detlef (2015): Wie lange lebt die Batterie? <https://flotte.de/artikel/129/15493/lebensdauer-von-e-auto-batterien-vergleichen-und-verlangern.html> (Zugriff: 14. Juli 2020).
- Hoffmann, Patrick, Günther Frey, Malte Friedrich, Stefan Kerber-Clasen, Jörg Marschall und Manfred Geiger (2012): Praxistest „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“. Forschungsbericht. Saarbrücken. https://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/EM_8_705.pdf (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Honée, Caspar (2013): Environmental Performance of the Föräkringskassan IT Infrastructure. MID Sweden University. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:664467/FULLTEXT03> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Horner, Nathaniel C., Arman Shehabi und Inês L. Azevedo (2016): Known unknowns: indirect energy effects of information and communication technology. *Environmental Research Letters* 11, Nr. 10: 103001.
- HTTP Archive (2020): Report: Page Weight [from Jan 1, 2018 to Jan 1, 2019]. Website: <https://httparchive.org/reports/page-weight> (Zugriff: 22. Juni 2020).

- Hutner, Petra, Christoph Helbig, Dennis Stindt, Andrea Thorenz und Axel Tuma (2018): Transdisciplinary Development of a Life Cycle-Based Approach to Measure and Communicate Waste Prevention Effects in Local Authorities: Measuring Waste Prevention. *Journal of Industrial Ecology* 22, Nr. 5 (Oktober): 1050–1065.
- Ioakimidis, Christos S., Alberto Murillo-Marrodán, Ali Bagheri, Dimitrios Thomas und Konstantinos N. Genikomsakis (2019): Life Cycle Assessment of a Lithium Iron Phosphate (LFP) Electric Vehicle Battery in Second Life Application Scenarios. *Sustainability* 11, Nr. 9 (1. Mai): 2527.
- IPCC [Intergovernmental Panel on Climate Change] (2018): Global Warming of 1,5°C. Summary for Policymakers.
- IWU [Institut für Wohnen und Umwelt] (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden - zweite erweiterte Auflage. Darmstadt.
- Jenkins, Jesse, Ted Nordhaus und Michael Shellenberger (2011): Energy emergence: rebound and backfire as emergent phenomena. Oakland: Breakthrough Institute. https://s3.us-east-2.amazonaws.com/uploads.thebreakthrough.org/legacy/blog/Energy_Emergence.pdf (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Keoplanet (2020): La RT 2020. Website: <http://www.rt-2020.com/> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Keimeyer, Friedhelm, Stefan Klinski, Sibylle Braungardt und Veit Bürger (2020): Begrenzung der Umlagemöglichkeit der Kosten eines BrennstoffEmissionshandels auf Mieter*innen. Kurzstudie. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Kurzstudie-Umwaelzung-CO2-Bepreisung.pdf> (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Kemmler, Andreas, Almut Kirchner, Alex Auf der Maur, Florian Ess, Sven Kreidelmeyer, Alexander Piégsa, Thorsten Spillmann, Marco Wunsch und Inka Ziegenhagen [Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS, iinas] (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Zugriff: 20. November 2020).
- Kersken, Matthias und Herbert Sinnesbichler (2013): Simulationsergebnisse zum Energieeinsparpotential einer Heizungsregelung mit Abwesenheitserkennung und Wetterprognose. IBP-Mitteilung. Stuttgart: Fraunhofer IBP. <https://www.ibp.fraunhofer.de/content/dam/ibp/ibp-neu/de/dokumente/ibpmitteilungen/501-550/527.pdf> (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Karlsruhe: Universität Karlsruhe.
- Klöpffer, Walter und Birgit Grahl (2009): *Ökobilanz (LCA) – Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf*. Weinheim: WILEY-VCH Verlag.
- Koj, Jan Christian, Peter Stenzel, Andrea Schreiber, Wilfried Hennings, Petra Zapp, Gunnar Wrede und Ina Hahndorf (2015): Life Cycle Assessment of Primary Control Provision by Battery Storage Systems and Fossil Power Plants. *Energy Procedia* 73 (Juni): 69–78.
- Krzikalla, Norbert, Sigi Achner und Stefan Brühl (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Kühl, Andreas (2017): Einsparzähler: systematisch Strom sparen mit dem Smart-Meter. 13. Dezember. <https://www.energynet.de/2017/12/13/einsparzaehler-smart-meter/?cn-reloaded=1> (Zugriff: 14. Februar 2020).

- Lange, Steffen und Tilman Santarius (2018): *Smarte grüne Welt? Digitalisierung zwischen Überwachung, Konsum und Nachhaltigkeit*. München: Oekom Verlag.
- Lauf, Thomas, Michael Memmler und Sven Schneider (2019): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018. *Climate Change* 37/2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-07_cc-37-2019_emissionsbilanz-erneuerbarer-energien_2018.pdf (Zugriff: 14. Juni 2021).
- Leuenberger, Marianne und Rolf Frischknecht (2010): *Life Cycle Assessment of Virtual Mobility*. Uster: ESU-services Ltd.
- Lied, Andreas (2017): *Studie zur Digitalisierung der Energiewirtschaft*. München: Becker Büttner Held Consulting AG.
- Lindgreen, Erik Roos, Milan van Schendel, Nicole Jonker, Jorieke Kloek, Lonneke de Graaff und Marc Davidson (2017): *Evaluating the environmental impact of debit card payments*. Amsterdam: De Nederlandsche Bank NV. https://www.dnb.nl/media/mmofhwfj/working-paper-no-574_tcm47-364326.pdf (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Lund, Henrik, Brian Vad Mathiesen, Per Christensen und Jannick Hoejrup Schmidt (2010): Energy system analysis of marginal electricity supply in consequential LCA. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 15, Nr. 3 (März): 260–271.
- Maier, Magnus (2018): *Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende*. Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
- Mashövel, Janina, Dirk Magnor, Dirk Uwe Sauer, Swantje Gähns, Mark Bost, Bernd Hirschl, Moritz Cramer, Baris Özalay, Claas Matrose, Christoph Müller, et al. (2015): *Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern*. Ergebnisbericht. Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV-Nutzen. Berlin: ISEA, IÖW, IFHT. https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2015/PV-Nutzen_Verbund-Schlussbericht.pdf.
- Mattern, Friedemann, Thorsten Staake und Markus Weiss (2010): *ICT for green: how computers can help us to conserve energy*. In: *Proceedings of the 1st international conference on energy-efficient computing and networking*, S. 1–10. <http://dl.acm.org/citation.cfm?id=1791316>.
- Matthes, Felix Chr., Franziska Flachsbarth, Moritz Vogel und Vanessa Cook (2018): *Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze – Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative*. Berlin. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Meta-Studie-Dezentralitaet-Regionalisierung-und-Stromnetze.pdf> (Zugriff: 26. April 2021).
- Maxwell, Dorothy, Ms Laure McAndrew und Paula Owen (2011): *Addressing the Rebound Effect. Final Report*. European Commission DG ENV. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.479.5091&rep=rep1&type=pdf> (Zugriff: 7. Juli 2016).
- Mellwig, Peter und Martin Pehnt (2019): *Sozialer Klimaschutz in Mietwohnungen*. Heidelberg: ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Kurzstudie_BUND_ifeu_2019_Sozialer-Klimaschutz-in-Mietwohnungen.pdf (Zugriff: 13. März 2021).
- Mickoleit, Arthur (2010): *Greener and Smarter: ICTs, the Environment and Climate Change*. OECD Green Growth Papers. Bd. 2010/01. OECD Green Growth Papers. https://www.oecd-ilibrary.org/environment/greener-and-smarter_5k9h3635kdbt-en (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Moshövel, Janina, Dirk Magnor, Dirk Uwe Sauer, Swantje Gähns, Mark Bost, Bernd Hirschl, Moritz Cramer, Baris Özalay, Claas Matrose, Christoph Müller, et al. (2015): *Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern*. Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV-Nutzen. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen; Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW); Institut für Hochspannungstechnik (IFHT), RWTH Aachen.

- MsbG (2016): *Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG)* Ausfertigungsdatum: 29.08.2016.
- Müller, Esther, Rolf Widmer, Amélie Orthlieb und Benoit Girardin (2012): Materialflüsse und Umweltauswirkungen der Dienstleistung „Internet Schweiz“. Empa. https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/en/dokumente/abfall/fachinfo-daten/materialfluesse_undumweltauswirkungenderdienstleistunginternetsc.pdf.download.pdf/materialfluesse_undumweltauswirkungenderdienstleistunginternetsc.pdf (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Müller, Klaus (2010): Gewinnung von Verhaltensprofilen am intelligenten Stromzähler. *Datenschutz und Datensicherheit - DuD* 34, Nr. 6 (1. Juni): 359–364.
- Nabe, Christian, Bernhard Hasche, Markus Offermann, Georgios Papaefthymiou, Friedrich Seefeldt, Nils Thamling und Henri Dziomba (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/potenziale-der-waermepumpe.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Next Kraftwerke (2020a): Machen Sie aus Ihrer Batterie eine Einnahmequelle. <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromspeicher/batteriespeicher> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Next Kraftwerke (2020b): sonnen und Next Kraftwerke kooperieren bei Lieferung von Primärregelleistung. 21. September. Website: <https://www.next-kraftwerke.de/neues/kooperation-sonnen-next-kraftwerke-primarregelleistung-batteriespeicher> (Zugriff: 17. März 2021).
- Nilsson, Anders, Misse Wester, David Lazarevic und Nils Brandt (2018): Smart homes, home energy management systems and real-time feedback: Lessons for influencing household energy consumption from a Swedish field study. *Energy and Buildings* 179 (15. November): 15–25.
- Nilsson, Andreas, Cecilia Jakobsson Bergstad, Liane Thuvander, David Andersson, Kristin Andersson und Pär Meiling (2014): Effects of continuous feedback on households' electricity consumption: Potentials and barriers. *Applied Energy* 122 (1. Juni): 17–23.
- Nolde, Andreas (2018): Digitalisierung der Energiewende: Flexibilisierung der Stromversorgung – Weiterentwicklung der Netzregulierung. Veranstaltung: Technische Entwicklungsoptionen und institutionelle Herausforderungen bei den Strom-Verteilnetzen infolge neuer Lasten im Rahmen der Sektorkopplung (Elektromobilität, Wärmepumpen), 7. Juni, Berlin. https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/2018_06_07_tagung_verteilnetze/presentationen/1300h_nolde-flexibilisierung-der-stromversorgung.pdf (Zugriff: 3. Juni 2021).
- NPE [Nationale Plattform Elektromobilität] (2018): Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase. Berlin. nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Oeser, David, Andreas Ziegler und Ansgar Ackva (2018): Single cell analysis of lithium-ion e-bike batteries aged under various conditions. *Journal of Power Sources* 397 (September): 25–31.
- Öko-Institut (2018): Wann sich ein Austausch aus Umweltsicht lohnt. Geräte länger nutzen oder vorzeitiger Ersatz durch energieeffiziente Geräte. <https://www.flickr.com/photos/oeo-institut/30301304237/in/album-72157674365653608/> (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Oschatz, Bert und Bettina Mailach (2017): Kurzstudie Energieeinsparungen Digitale Heizung. Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden. https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/energieeinsparungen_digitale_heizung_2017_01_12.pdf (Zugriff: 1. Juni 2021).

- Palm, Jenny, Maria Eidenskog und Rasmus Luthander (2018): Sufficiency, change, and flexibility: Critically examining the energy consumption profiles of solar PV prosumers in Sweden. *Energy Research & Social Science* 39 (Mai): 12–18.
- Pohl, Johanna, Lorenz M. Hilty und Matthias Finkbeiner (2019): How LCA contributes to the environmental assessment of higher order effects of ICT application: A review of different approaches. *Journal of Cleaner Production* 219 (Mai): 698–712.
- Prakash, Siddharth, Florian Antony, Andreas R. Köhler und Ran Liu (2016): Ökologische und ökonomische Aspekte beim Vergleich von Arbeitsplatzcomputern für den Einsatz in Behörden unter Einbeziehung des Nutzerverhaltens (Öko-APC). Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/endbericht_oko-apc_2016_09_27.pdf (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Prakash, Siddharth, Ran Liu, Karsten Schischke, Dr. Lutz Stobbe und Carl-Otto Gensch (2013): Schaffung einer Datenbasis zur Ermittlung ökologischer Wirkungen der Produkte der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ressourcenschonung im Aktionsfeld Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Dessau-Roßlau: Öko-Institut e.V., Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_82_2013_janssen_informationstechnik_teil_c.pdf (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Preiß, Stefan (2019): Blockchain-Projekt abgeschlossen: „Schwarmspeicher“ können auch Redispatch. 10. Mai. Website: <https://www.euwid-energie.de/blockchain-projekt-abgeschlossen-schwarmspeicher-koennen-auch-redispatch/> (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Preiß, Stefan (2020): Sonnen vernetzt Kleinstanlagen bis 25 kW über das Internet zu virtuellem Kraftwerk. 9. April. Website: <https://www.euwid-energie.de/sonnen-vernetzt-kleinstanlagen-bis-25-kw-ueber-das-internet-zu-virtuellem-kraftwerk/> (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Qiu, Yueming, Matthew E. Kahn und Bo Xing (2019): Quantifying the rebound effects of residential solar panel adoption. *Journal of Environmental Economics and Management* 96 (Juli): 310–341.
- Rahimzei, Ehsan, Kerstin Sann und Moritz Vogel (2015): Kompendium: Li-Ionen-Batterien – Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen. <https://www.dke.de/resource/blob/933404/3d80f2d93602ef58c6e28ade9be093cf/kompendium-li-ionen-batterien-data.pdf> (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Raw, Gary und David Ross (2011): Energy Demand Research Project: Final Analysis. AECOM. <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/energy-demand-research-project-final-analysis> (Zugriff: 13. Februar 2020).
- Renner, Stephan, Andrea Jamek, Martin Baumann und Maximilian Urban (2012): Smart Metering. Die Auswirkungen von Feedback auf das Energieverbrauchsverhalten. Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency. <https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2020/12/Endbericht-final-2.pdf> (Zugriff: 13. Februar 2020).
- Riester, Julia (2017): *Energie 4.0 – Die Digitalisierung der Energiewirtschaft. Eine empirische Untersuchung zur verbraucherseitigen Akzeptanz der Smart Meter Technologie und Implikationen für deren Vermarktung*. Hg. v. Andreas Wagener. Bd. 6. Hofer akademische Schriften zur Digitalen Ökonomie. Hof: Hochschule Hof. https://opus4.kobv.de/opus4-hof/files/93/Masterarbeit_Julia_Riester_Hofer+akademische+Schriften.pdf.
- Røpke, Inge und Toke H. Christensen (2013): Transitions in the wrong direction? Digital technologies and daily life. In: *Sustainable Practices: Social Theory and Climate Change*, S. 49–68. 1. Aufl. Routledge, 20. März. <https://www.taylorfrancis.com/books/9780203071052>.
- Rosen, Ulrich, Sören Patzack und Wolfgang Zander (2019): Flexible Lasten und Elektromobilität markt- und netzorientiert steuern. *netzpraxis. Magazin für Energieversorgung*, Nr. 5: 42–44.

- Samweber, Florian, Simon Köppl, Alexander Bogensperger, Felix Böing, Andreas Bruckmeier, Thomas Estermann und Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Hrsg. (2017): *Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien: Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen*. München: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
- Santarius, Tilman und Martin Soland (2018): How Technological Efficiency Improvements Change Consumer Preferences: Towards a Psychological Theory of Rebound Effects. *Ecological Economics* 146 (April): 414–424.
- Schleich, Joachim, Bradford Mills und Elisabeth Dütschke (2014): A brighter future? Quantifying the rebound effect in energy efficient lighting. *Energy Policy* 72: 35–42.
- Schlesinger, Michael, Peter Hofer, Andreas Kemmler, Almut Kirchner, Sylvie Koziel, Andrea Ley, Alexander Piégsa, Friedrich Seefeldt, Samuel Straßburg, Karsten Weinert, et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Schödwel, Björn und Rüdiger Zarnekow (2018): Kennzahlen und Indikatoren für die Beurteilung der Ressourceneffizienz von Rechenzentren und Prüfung der praktischen Anwendbarkeit. UBA Texte 19/2018. Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-02-23_texte_19-2018_ressourceneffizienz-rechenzentren.pdf (Zugriff: 3. Juni 2021).
- Scholz, Ronny (2016): Vergleich des Einflusses von Lastmanagement-Maßnahmen und Batteriespeichersystemen auf die photovoltaische Eigenversorgung von Wohngebäuden. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 28. April.
- SENEC (2020): SENEC.Cloud. Website: <https://senec.com/de/produkte/senec-cloud> (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Sias, Glenn Gregory (2017): Characterization of the Life Cycle Environmental Impacts and Benefits of Smart Electric Meters and Consequences of their Deployment in California. Los Angeles: University of California. <https://escholarship.org/uc/item/3h2772v0> (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Sieverding, Udo und Holger Schneidewindt (2016): Blockchain in der Energiewirtschaft: schöne neue (digitale) Energiewelt für Verbraucher_innen und Prosumer? Hg. v. Friedrich-Ebert-Stiftung. <https://library.fes.de/pdf-files/wiso/12996.pdf> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- smappee (2018): Wie funktioniert Smappees NILM Technologie? Website: <https://www.smappee.com/de/blog/smappee-gerateerkennung/> (Zugriff: 27. Mai 2020).
- sonnen (2017): sonnen steigert Absatz um 150 % im Oktober dank hoher Nachfrage nach Energie-Services und starkem Auslandsgeschäft. 6. November. Website: <https://sonnen.de/presse/sonnen-steigert-absatz-um-150-im-oktober-dank-hoher-nachfrage-nach-energie-services-und-starkem/> (Zugriff: 26. Mai 2020).
- sonnen (2020): Sonnenflat – Der erste Stromvertrag, der Geld verdienen kann. Website: <https://sonnen.de/stromtarife/sonnen-flat/> (Zugriff: 26. Mai 2020).
- Sorrell, Steve und John Dimitropoulos (2008): The rebound effect: Microeconomic definitions, limitations and extensions. *Ecological Economics* 65, Nr. 3: 636–649.
- Spinutech, Inc. (2020): 7 Website Analytics Metrics That Matter Most. Website: <https://www.spinutech.com/digital-marketing/analytics/analysis/7-website-analytics-that-matter-most/> (Zugriff: 22. Juni 2020).
- Steber, David-Benjamin (2018): Integration of Decentralized Battery Energy Storage Systems into the German Electrical Power System (November): 174.

- Stromnetz Berlin und Berliner Verkehrsbetriebe (o.J.): Fit für #Elektromobilität.
<https://www.stromnetz.berlin/globalassets/dokumente/informationen-bvg-referenz-projekt.pdf> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Subramanian, Karpagam und Winco K.C. Yung (2017): Life cycle assessment study of an integrated desktop device -comparison of two information and communication technologies: Desktop computers versus all-in-ones. *Journal of Cleaner Production* 156 (Juli): 828–837.
- Suffolk, Christine und Wouter Poortinga (2016): Behavioural Changes After Energy Efficiency Improvements in Residential Properties. In: *Rethinking Climate and Energy Policies: New Perspectives on the Rebound Phenomenon*, hg. v. Tilman Santarius, Hans Jakob Walnum, und Carlo Aall, S. 121–142. Cham: Springer International Publishing.
https://doi.org/10.1007/978-3-319-38807-6_8.
- Sunikka-Blank, Minna und Ray Galvin (2012): Introducing the prebound effect: the gap between performance and actual energy consumption. *Building Research & Information* 40, Nr. 3: 260–273.
- Thielmann, Axel, Martin Wietschel, Simon Funke, Anna Grimm, Tim Hettesheimer, Sabine Langkau, Antonia Loibl, Cornelius Moll, Christoph Neef, Patrick Plötz, et al. (2020): Batterien für Elektroautos: Faktencheck und Handlungsbedarf. Sind Batterien für Elektroautos der Schlüssel für eine nachhaltige Mobilität der Zukunft? Karlsruhe.
<https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2020/Faktencheck-Batterien-fuer-E-Autos.pdf> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- Toroghi, Shahaboddin H. und Matthew E. Oliver (2019): Framework for estimation of the direct rebound effect for residential photovoltaic systems. *Applied Energy* 251 (Oktober): 113391.
- UBA [Umweltbundesamt] (2018): Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades fossiler Kraftwerke. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/konventionelle-kraftwerke-erneuerbare-energien#textpart-5> (Zugriff: 10. Oktober 2019).
- UBA [Umweltbundesamt] (2021): Vorjahreschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/2546/dokumente/2021_03_10_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx (Zugriff: 2. Mai 2021).
- Umweltbundesamt (2019): Lithium-Batterien und -Akkus. *Lithium-Batterien und -Akkus*. 20. Juni. Website: <https://www.umweltbundesamt.de/umwelttipps-fuer-den-alltag/elektrogeraete/lithium-batterien-akkus#textpart-1> (Zugriff: 25. Juni 2019).
- VDA [Verband der Automobilindustrie e. V.] (2015): Ladeinfrastruktur-Aufbau in Deutschland. <https://www.vda.de/dam/vda/publications/VDA-Positionspapier-zur-Ladeinfrastruktur/VDA%20Positionspapier%20zur%20Ladeinfrastruktur.pdf> (Zugriff: 2. Juni 2021).
- VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2000): VDI 2067 Blatt 1. Wirtschaftlichkeit gebäude-technischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnungen. Berlin: Beuth Verlag.
- Vetter, J., P. Novák, M.R. Wagner, C. Veit, K.-C. Möller, J.O. Besenhard, M. Winter, M. Wohlfahrt-Mehrens, C. Vogler und A. Hammouche (2005): Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources* 147, Nr. 1–2 (September): 269–281.
- Volland, Benjamin (2016): Efficiency in Domestic Space Heating: An Estimation of the Direct Rebound Effect for Domestic Heating in the U.S. Working Paper. IRENE Working Paper. <https://www.econstor.eu/handle/10419/191481> (Zugriff: 14. August 2019).
- vzbv [Verbraucherzentrale Bundesverband] (2014): Die „Aktion Brennwertcheck“ der Verbraucherzentralen. https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/Brennwertcheck_Studie_Kurzfassung_2011.pdf (Zugriff: 1. April 2021).
- vzbv [Verbraucherzentrale Bundesverband] (2018): Auswertung des Solarwärme-Checks. https://verbraucherzentrale-energieberatung.de/wp-content/uploads/2019/01/2019_auswertung-des-solarwaerme-checks.pdf (Zugriff: 1. April 2021).

- vzbv [Verbraucherzentrale Bundesverband] (2020): Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten. https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2020/06/16/consentec_vzbv_netzentgeltreform_zusfsg_20200605.pdf (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Wang, Qingsong, Wei Liu, Xueliang Yuan, Hongrui Tang, Yuzhou Tang, Mansen Wang, Jian Zuo, Zhanlong Song und Jing Sun (2018): Environmental impact analysis and process optimization of batteries based on life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production* 174 (Februar): 1262–1273.
- WBGU [Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen] (2019): Unsere gemeinsame digitale Zukunft. Berlin. https://www.wbgu.de/fileadmin/user_upload/wbgu/publikationen/hauptgutachten/hg2019/pdf/wbgu_hg2019.pdf (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Weiß, Julika (2019): Rebound-Effekte durch den Umstieg auf erneuerbare Energien? Veranstaltung: Vernetzungskonferenz: Rebound-Effekte aus sozial-ökologischer Perspektive, 11. September, Bonn. https://www.fona.de/medien/pdf/190911_Rebound_Praesentationen.pdf?m=1569506902& (Zugriff: 15. Juni 2020).
- Weiß, Uta, Mandy Werle, Lars-Arvid Brischke, Leon Leuser, Benjamin Schmolck, Alexander Woywode, Corinna Fischer, Yifaat Baron, Markus Blepp, Carl-Otto Gensch, et al. (2018): Wissenschaftliche Untersuchung der Energieverbrauchsentwicklung und Maßnahmen zur Steigerung der produkt-bezogenen Energieeffizienz. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin, Freiburg, Darmstadt. https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/181206-Produktstudie_Endbericht_final_format.pdf (Zugriff: 1. Juni 2021).
- Weniger, Johannes, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden und Volker Quaschnig (2014): Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen. Veranstaltung: 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, März, Bad Staffelstein. <https://volker-quaschnig.de/downloads/Staffelstein-2014-Weniger.pdf>.
- Weniger, Johannes, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden und Volker Quaschnig (2016): Intelligent speichern statt abregeln: Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme. Berlin. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/02/HTW-Berlin-50-Prozent-Studie.pdf> (Zugriff: 21. Juli 2020).
- Weniger, Johannes, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden, Volker Quaschnig und Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Hrsg. (2015): *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. Berlin: BWV, Berliner Wissenschafts-Verlag.
- Wernet, Gregor, Christian Bauer, Bernhard Steubing, Jürgen Reinhard, Emilia Moreno-Ruiz und Bo Weidema (2016): The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 21, Nr. 9 (September): 1218–1230.
- Wohlschlager, Daniela, Melanie Ostermayer, Simon Köppl und Anika Regett (2020): Ökologische Bewertung digitaler Energieinfrastruktur. Veranstaltung: 16. Symposium Energieinnovation, Februar, Graz. https://www.ffe.de/attachments/article/958/20200128_Paper_EnInnov_2020_DWohlschlager_%C3%B6kobilanzielle%20Bewertung%20digitaler%20Energieinfrastruktur.pdf.
- Zajc, Matej, Mitja Kolenc und Nermin Suljanović (2019): Virtual power plant communication system architecture. In: *Smart Power Distribution Systems*, S. 231–250. Elsevier. <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128121542000110>.
- Zander, Wolfgang, Stephan Lemkens, Uwe Macharey, Thomas Langrock, Dominic Nailis, Markus Zdrallek, Karl Friedrich Schäfer, Phillip Steffens, Tobias Kornrumpf, Konrad Hummel, et al. [Deutsche Energie-Agentur] (2017): Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und

- Marktanwendungen in der Stromversorgung. Teil 2: Wissenschaftliches Gutachten. Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf (Zugriff: 16. Juni 2020).
- Zander, Wolfgang, Ulrich Rosen, Andreas Nolde, Sören Patzack, Sebastian Seier, Mandy Hübschmann, Michael Timm Piske, Stephan Lemkens und Katharina Vera Boesche (2018): Digitalisierung der Energiewende - Kurzfassung Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Barometergutachten_TopThema2_kurz.pdf (Zugriff: 28. Januar 2020).
- Zeh, Alexander (2017): Integration von Batteriespeichern in das deutsche Nieder- und Mittelspannungsnetz. München. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1351963/1351963.pdf> (Zugriff: 29. Juni 2020).
- ZIA [Zentraler Immobilien Ausschuss e.V.] (2021): Positionierung des ZIA zu einer möglichen Begrenzung der Umlagefähigkeit der CO₂-Bepreisung. 5. März. https://www.zia-deutschland.de/fileadmin/Redaktion/Positionen/PDF/ZIA_Positionspapier_Begrenzte_Umlagefaehigkeit_CO2_2021_05032021.pdf (Zugriff: 30. März 2021).

A Anhang

A.1 Langfassung der internen Methodenevaluation

Kriterium	Problem, Kritikpunkt, Hinweis	Maßnahmen zu Verbesserung oder Lösung
<p>Ziel und Untersuchungsrahmen, Problemfassung</p> <p>Repräsentativität des Anwendungsfalls (Verbrauch, Ausstattung)</p>	<p>FS1: Der Anwendungsfall Mehrfamilienhäuser wurde gewählt, weil die Repräsentativität mit der vorhandenen Datenlage gut darstellbar ist. Beim inhaltlich ebenso relevanten Anwendungsfall Nichtwohngebäude ist die Repräsentativität angesichts der höheren Komplexität und schwierigeren Datenlage jedoch herausfordernd.</p> <p>FS3: Es gibt eine große Breite an Anwendungsmöglichkeiten (Tarifanwendungsfällen) von Smart Metern, von denen nur einzelne in der Fallstudie abgedeckt sind.</p> <p>FS4: Es existiert eine große Bandbreite an möglichen Stromverbräuchen sowie in der Ausstattung und Größe der Technologien (PV-Anlage, Speicher). Das hat unmittelbare Auswirkungen auf die zusätzlich zur Verfügung stehende Strommenge, die für Systemdienstleistungen bereitgestellt werden kann.</p> <p>FS5: Mit Wärmepumpen und Elektroladestationen werden zwei der relevantesten Großverbraucher abgebildet, die für eine stromnetzdienliche Steuerung in Frage kommen. Weitere Beispiele sind Klimaanlage, Nachspeicherheizungen und Stromspeicher sowie Haushaltsgeräte (Waschmaschinen, Trockner, Geschirrspüler).</p>	<p>Tiefergehende Analysen zum Nichtwohngebäude-Bestand</p> <p>Ein Teil weiterführender Tarifanwendungsfälle sind in den Fallstudien 4 und 5 abgedeckt. Weiterführende, differenzierte Analysen zu den Anwendungsmöglichkeiten von Smart Metern sind aber notwendig. Generell könnte die Untersuchung alternativ von der technischen Ausstattung statt vom Anwendungsfall ausgehen.</p> <p>Mehr Verbrauchsfälle und Ausstattungsvarianten in weiteren Analysen berücksichtigen.</p> <p>Anwendung der Methode und Bewertung weiterer flexibel steuerbarer Lasten, um z. B. zu identifizieren, welche Fälle einen Klimanutzen erzielen, wie hoch dieser ist und welche weiterführenden Analysen und Messungen erforderlich sind, um valide Aussagen zum Klimanutzen treffen zu können.</p>

Kriterium	Problem, Kritikpunkt, Hinweis	Maßnahmen zu Verbesserung oder Lösung
<p>Berücksichtigung von Effekten und Wirkungszusammenhängen auf allen Ordnungsebenen</p>	<p>FS1/2: Die Datenlage zu möglichen Rebound-Effekten (3. Ordnung) ist unbefriedigend. Mit der Berechnung des Break-Even wurden mögliche Rebound-Effekte aber eingeordnet.</p> <p>FS3: Der Austausch von Geräten als Reaktion auf das Verbrauchsfeedback wurde mangels Daten nicht integriert; damit fehlt deren Wirkung in der Analyse.</p> <p>FS3/4/5: Die systemischen Effekte auf den Netzausbau sind aufgrund der hohen Bandbreite an möglichen Anwendungsfällen und Netztypen nicht ohne Weiteres bestimmbar. Eine erste Näherung erfolgte mit der Berechnung des ökologischen Break-Evens, der darstellt, mit welcher Menge an Netzausbau (in Metern) der Anwendungsfall vergleichbar ist. Das Ergebnis wurde mit Zahlen zum deutschlandweiten Verteilnetzausbau verglichen. Ob der jeweilige Anwendungsfall tatsächlich eine Alternative für die Verteilnetzbetreiber darstellt, ist unklar. Der Effekt eines vermiedenen Ausbaus auf Übertragungsnetzebene blieb unberücksichtigt. Der Effekt auf den Strommix und den Ausbau von Stromerzeugungskapazitäten wurde nur beispielhaft quantitativ bestimmt (FS4) und ist ohne Einbindung weiterer Modelle nicht darstellbar.</p> <p>FS4: Hinweise zum Vorhandensein von benutzerbezogenen Effekten liegen vor, konnten aber nicht quantitativ bestimmt und eingeordnet werden.</p>	<p>FS1: Alternativ kann ausgehend von der Einspargarantie der Dienstleister gerechnet werden, die mögliche Rebound-Effekte implizit berücksichtigt. Eine Differenzierung zwischen technischen Optimierungseffekten und verhaltensbezogenen Effekten ist damit aber nicht möglich.</p> <p>Sekundäre Effekte wie Austausch Geräte bei Verbraucher*innen stärker berücksichtigen.</p> <p>Es besteht eine klare Lücke für Quantifizierung der Systemeffekte. Pilotprojekte fehlen, welche die ökol. Perspektive berücksichtigen. Verknüpfung der Ökobilanzmethode mit Energiesystemmodellen zur Abschätzung des Netzausbaus und Effekte auf Strommix und Erzeugungspark.</p> <p>Für die Verteilnetzebene Abbildung von verschiedenen Netztypen (z. B. Stadt, Umland, ländlicher Raum)</p> <p>Interviews mit Netzbetreibern über die heutige und geplante Berücksichtigung von digitalen Anwendungen bei Endverbrauchern beim Netzausbau zur Einschätzung der Relevanz</p> <p>Empirische Erhebung zum Nutzungs- und Kaufverhalten von Nutzer*innen entsprechender Anwendungen. Alternativ erste Annäherung über das „durchschnittliche Verhalten“, z. B. über die ökologische Wirkung des durchschnittlichen Warenkorb bei zusätzlichem verfügbarem Einkommen (Rebound).</p>
<p>Sachbilanz, Daten</p>		
<p>Datenverfügbarkeit und Zugang zu Daten für alle Ordnungsebenen</p>	<p>FS1/2: Da die Anwendungen relativ neu am Markt und wenig verbreitet sind, ist die Datenlage problematisch. Der Aufwand zur Sammlung der Daten über Anbieter oder Projekte ist sehr hoch. In den Fallstudien</p>	<p>FS1/2: Feldstudien zu neuen wärmebezogenen Energieeffizienzdienstleistungen wären sehr hilfreich für kommende Untersuchungen. Das könnte auch die Erkenntnis zu den Einsparpotenzialen verbessern.</p>

Kriterium	Problem, Kritikpunkt, Hinweis	Maßnahmen zu Verbesserung oder Lösung
	<p>musste aufgrund unsicherer Datenlage mit großen Bandbreiten bei bestimmten Effekten gerechnet werden.</p> <p>FS3: Daten zum Verbrauch liegen nur für einzelne Modellprojekte und Anbieter vor, jedoch noch keine umfassenden und unabhängigen Messwerte für Langzeiteffekte. Darüber hinaus sind nur wenig Daten zum Energieverbrauch und den Umwelteffekten der Anwendung verfügbar.</p> <p>FS4: Es sind keine Daten zum Effekt der externen Steuerung auf den gesamten Energieertrag der PV-Anlagen i.V.m. unterschiedlichen Dienstleistungen (Systemdienstleistung, Redispatch usw.) vorhanden. Eine Näherung wurde über den Vergleich von prognosebasierter zu eigenverbrauchsoptimierter PV-Batteriesteuerung vorgenommen.</p> <p>FS5: Es ist zu erwarten, dass ein häufigeres An- und Abschalten von Wärmepumpen infolge eines stromnetzdienlichen Betriebs zu Effizienzverlusten sowie ggf. der Erhöhung des Jahresenergiebedarfs führen. Es liegen jedoch kaum Informationen vor, in welcher Höhe ein solcher Effekt zu erwarten ist. In der Fallstudie wurde die Unsicherheit zwar im Zuge der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt, um abzubilden, bis zu welcher Effizienzveränderung ein Klimaschutznutzen erzielt wird. Es kann jedoch keine finale Bewertung erfolgen. Dies gilt in ähnlicher Form auch für den Einfluss einer stromnetzdienlichen Steuerung von Elektroladestationen auf die Lebensdauer von Batterien.</p> <p>FS4/5: Es sind keine Daten zum Effekt auf Netzebene vorhanden.</p> <p>FS übergreifend: Datentransfer wurde für 18 „Hops“ berechnet (18 Knotenpunkte die durchlaufen werden). Dies kann jedoch je nach Standort des Servers stark variieren</p>	<p>Eigene empirische Erhebungen. Begleitung des Smart-Meter-Rollouts mit Studien zur Wirksamkeit und den Effekten, um mehr Daten zu sammeln.</p> <p>Modellierung des Steuerungsverhaltens von Betreibern eines Speicher-pools und Auswirkungen auf den PV-Stromertrag oder empirische Erhebung hierzu. Modellierung des Einflusses des Geschäftsmodells auf den Strommix mit Hilfe von Energiesystemmodellen.</p> <p>Empirische Erhebung zu Effizienzveränderungen durch einen stromnetzdienlichen Betrieb von Wärmepumpen (Messungen durch Hersteller sowie Feldtests). Weitere Gespräche mit Batterieherstellern sowie Messungen an Elektroladestationen.</p> <p>Weiterer Forschungsbedarf, der über Modelle oder Messungen im Netzbetrieb gedeckt werden könnte.</p> <p>Empirisch einen Zusammenhang zwischen Entfernung des Nutzenden zum Server und der Anzahl von Knotenpunkten herstellen (Bsp. Alle 100km ein Knotenpunkt).</p>

Kriterium	Problem, Kritikpunkt, Hinweis	Maßnahmen zu Verbesserung oder Lösung
<p>Datenqualität (zeitliche Abdeckung, Aktualität, geografische Abdeckung, räumlicher Bezug, Genauigkeit, Repräsentativität, Art der Datenerhebung, Konsistenz)</p>	<p>FS1/2/3/4/5: Informationen zum Datentransfer, zur technischen Ausstattung des Betreibers und zum Kundenportfolio konnten nur sehr grob über Interviews mit entsprechenden Betreibern abgeschätzt werden. Der Effekt auf das ökologische Gesamtergebnis ist aber gering.</p> <p>FS1/2/3/4/5: Für verschiedenen Bauteile (Wallbox, Steuerbox, SMGW) wurde wegen fehlender Daten der Datensatz für die generische Elektronik verwendet. Passendere Datensätze wären hier wünschenswert.</p> <p>FS übergreifend: Materialzusammensetzung des Datensatzes für generische Elektronik basiert auf Abfallanalyse Studien von 2009 und 2012. Ggf. Werte hier nicht mehr aktuell.</p> <p>FS übergreifend: Bei Berechnung zum Energieverbrauch und Materialeinsatz in der Datenübertragung wurden teilweise Quellen aus 2012 genutzt. Zudem wurden Energieverbräuche und Übertragungsraten von Router, DSLAM und Modem aus diversen Datenblättern berechnet. Hier existieren tlw. große Varianzen.</p> <p>FS übergreifend (Datenübertragung): Berechnung von Datenzentrum basiert ausschließlich auf Studie von Schödwel und Zarnekow (2018). Ggf. nicht repräsentativ, da es sich um deutsche (und ältere) Datenzentren handelt.</p> <p>FS übergreifend: Als Leiterplatte für die generische Elektronik wurde der ecoinvent Datensatz „Printed wiring board, mounted mainboard, laptop, pb free“ verwendet. Da es jedoch bei Leiterplatten und insbes. Integrierten Schaltkreisen große Unterschiede in der Umweltwirkung gibt, liegt hier in der Hochrechnung eine potentielle Varianz</p>	<p>Anwendungsübergreifender Vergleich zur Ausstattung von IKT und Datenvolumina und Plausibilitätscheck. Abgleich mit anderen Studienergebnissen.</p> <p>Erstellung von aktuellen Primärdatensätzen zu wichtigen Bauteilen / Geräten für die Digitalisierung im Energiewendebereich (z.B: SMGW, Elektroladestation) und Aufnahme in zentrale Datenbanken (Ecoinvent, Ökobaudat).</p> <p>Identifikation aktuellerer Abfallzusammensetzung von IKT</p> <p>Untersuchung aktuell eingesetzter Netzwerkgeräte in Internetknotenpunkten inkl. deren Übertragungsraten und Energieverbräuche</p> <p>Analyse des Energieverbrauchs von Datenzentren anhand aktuellerer und internationaler Studien durchführen.</p> <p>Für weitere LCAs zu Digitalisierungstechnik eine genauere Betrachtung der enthaltenen Leiterplatte durchführen. Wirkungsabschätzung, Auswertung</p>
<p>Wirkungsabschätzung, Auswertung</p>		

Kriterium	Problem, Kritikpunkt, Hinweis	Maßnahmen zu Verbesserung oder Lösung
<p>Robustheit und Aussagekraft der Ergebnisse (Signifikanz der Ergebnisse, zeitliche Gültigkeit, Sensitivität, Unsicherheiten)</p>	<p>FS1/2: Für beide Fallstudien liegen kaum spezifische empirische Analysen vor. Die genutzte Bandbreite der Effekte 2. Ordnung aus der Literatur in FS1 ist so hoch, dass die Aussagekraft gering ist.</p> <p>FS3: Begrenzte Datengrundlage auf Basis eines einzelnen Interviews macht allgemeine Aussagen schwierig.</p> <p>FS4/5: Die Fallstudie bezieht sich auf das Jahr 2018. Insbesondere Zusammensetzungen von Energieträgern (z. B. allgemeiner Strommix und Strommix in spezifischen Märkten) ändern sich über die Zeit und im Kontext der Energiewende.</p> <p>F5: Beim Anwendungsfall Wärmepumpe gibt es Unsicherheiten darüber, wie sich ein häufigeres An- und Abschalten auf die Effizienz auswirkt. Dies ist in der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt und resultiert in einer Bandbreite an Ergebnisse. Es lässt sich jedoch zeigen, dass die möglichen negativen Effekte im Vergleich zur Klimawirkung der Wärmebereitstellung durch Wärmepumpe insgesamt eher gering sind.</p>	<p>FS1/2 (s.o.): Feldstudien zu WPS und Effizienzmonitoring wären sehr wünschenswert, um die Aussagekraft zu erhöhen.</p> <p>Reduktion der Unsicherheit durch eine Verbesserung der Datenbasis. Plausibilitätschecks anhand ähnlicher Anwendungen. Sensitivitätsanalysen für unsichere Parameter</p> <p>Anpassung der Vorder- und Hintergrunddaten bei Änderung des Zeitbezugs. Hierbei nach dem Anteil bestimmter Prozessabschnitte zu gesamten Umweltlast priorisieren, um den Aufwand zu begrenzen.</p> <p>Feldstudien zu Auswirkungen auf die Wärmepumpeneffizienz</p>
<p>Vollständigkeit der Ergebnisse</p>	<p>Die Ergebnisse beschränken sich auf die Darstellung der Treibhausgasemissionen und des kumulierten Energieaufwandes. Die ökologische Bewertung ist damit nur eingeschränkt möglich.</p>	<p>Für die Abschätzung der ökologischen Wirkungen sind weitere Wirkungskategorien einzubeziehen (z. B. Ressourcenverbrauch etc.)</p>
<p>Interpretation</p>		
<p>Unabhängigkeit der Durchführung</p>	<p>Motivation und normative Werte ergeben sich nicht aus der Methoden-anwendung und bleiben ggf. intransparent.</p>	<p>Motivation und normative Werte der Methoden-anwender*innen sollten nachvollziehbar sein.</p> <p>Anmerkung: die Motivation und Werte des IÖW sind im Leitbild des Instituts dargestellt. Für co2online sind diese Punkte in einem Mission Statement festgehalten. Darüber hinaus halten IÖW und co2online dezentrale Energiekonzepte und die Digitalisierung für potenziell positive Ansätze zur Umsetzung der Energiewende. Eine Bewertung über die ökologischen Potenziale sollte auf wissenschaftlichen Methoden basieren und transparent erarbeitet werden.</p>

Kriterium	Problem, Kritikpunkt, Hinweis	Maßnahmen zu Verbesserung oder Lösung
	<p>Die Daten für die Fallstudien wurden auf Basis von öffentlich verfügbaren und geprüften Quellen, über Experteninterviews und zum Teil von Anbietern, die Eigeninteressen verfolgen, zusammengetragen. Es erfolgt eine Darstellung der relevanten Daten und Methoden in einem Projektbericht, um die Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten.</p>	<p>Daten transparent machen. Externe Experten für kritische Reflexion einbinden.</p>
<p>Angemessenheit von abgeleiteten Handlungsempfehlungen</p>	<p>Es wurden zunächst nur Handlungsoptionen erarbeitet, die erst nach Diskussion mit Dritten (Projektbeirat, dem Auftraggeber und Ökobilanzexpert*innen) in Handlungsempfehlungen überführt wurden. Die Ableitung von Handlungsempfehlungen ist zunächst nur für den direkten Anwendungsfall möglich.</p> <p>Bei großer Streuung möglicher Anwendungen ist es schwierig, übergreifende Empfehlungen abzuleiten.</p>	<p>Einbindung von Stakeholdern über den Kreis der Methodenanwender*innen hinaus, um Handlungsoptionen und -empfehlungen zu reflektieren.</p> <p>Handlungsempfehlungen auf Übertragbarkeit prüfen.</p>
<p>Anwendbarkeit, Übertragbarkeit & Konformität</p>		
<p>Anwendbarkeit durch Dritte</p>	<p>Vorgehen und genutzte Daten sind im Bericht transparent dargestellt, sodass die Methode für Dritte nachvollziehbar und anwendbar ist. Für die Anwendung werden Kenntnisse in der Ökobilanzierung vorausgesetzt. Der Dialog mit Personen ohne Ökobilanzkenntnisse hat gezeigt, dass die Ergebnisse nachvollzogen und im Kontext der Klimaschutzpotenziale der Anwendungen diskutiert werden können.</p> <p>Es wurden im Zuge der Bearbeitung eigene Datensätze erstellt (z. B. Datentransfer, generische Elektronik). Die Annahmen zu Modellierung werden ausgeführt. Bei Nutzung anderer LCA-Datenbanken oder Abschätzungsmethoden können sich jedoch abweichende Ergebnisse ergeben.</p>	<p>Wenn die Methode auch für Personen ohne Ökobilanzierungskenntnisse zugänglich sein soll, setzt das weitere Maßnahmen voraus, wie die Veröffentlichung eines Excel-Tools oder eine anderweitig programmierte Softwarelösung zur direkten Anwendung in Verbindung mit einem Leitfaden oder einem Handbuch.</p> <p>Wahl von Abschätzungsmethoden, Datenbanken und deren genutzte Versionen transparent machen.</p> <p>Abschätzung der Auswirkungen durch Nutzung verschiedener Datenbanken mittels Vergleich zentraler Bauelemente.</p>

Kriterium	Problem, Kritikpunkt, Hinweis	Maßnahmen zu Verbesserung oder Lösung
	Bestimmte genutzte Datenbanken (v. a. Ecoinvent) und Programme setzen den Kauf von Lizenzen voraus und sind damit nicht frei zugänglich.	Erweiterung öffentlich verfügbarer Datenbanken (Ökobaudat) um zentrale Digitalisierungselemente. Nutzung von Open Source Software (z. B. OpenLCA).
Übertragbarkeit auf andere digitale Anwendungen	<p>Bei der Übertragung auf andere digitale Anwendung können einige Datensätze, die im Zuge des Projektes erstellt wurden, genutzt bzw. nachgebildet werden. Es werden für andere Anwendungen jedoch zusätzlich Bauteile und Geräte abzubilden sein. Mit den Datensätzen für den Datentransfer und die generische Elektronik stehen Datensätze zur Verfügung, die für viele Anwendungen relevant sein werden bzw. genutzt werden können, um Datenlücken zu füllen.</p> <p>Die Methode erscheint in allen energiebezogenen Anwendungen grundsätzlich anwendbar. Der Aufwand kann bei komplexen Systemen jedoch sehr hoch werden, die Aussagekraft möglicherweise geringer sofern aufgrund von Unsicherheiten z. B. innerhalb eines Systems an mehreren Stellen mit Bandbreiten gerechnet werden muss.</p>	<p>Nutzung und Anpassung von Datensätzen für den Datentransfer und die generische Elektronik zur Abbildung weiterer Anwendungsfälle.</p> <p>Trennung von Vorstudien (auf Basis von Literaturwerten und ähnlichen Anwendungen) für erste Abschätzung und – bei gegebener Umweltrelevanz – Studien mit eigenen Erhebungen. Bei eigenen Erhebungen Konzentration auf Prozessabschnitte und Bauteile mit vergleichsweise hoher Umweltlast.</p>
Konformität mit Normen und Standards (insbesondere DIN ISO 14040/14044)	Eine Prüfung durch externe Sachverständige wurde nicht durchgeführt, da mit dem Projekt keine kommerziellen Absichten verfolgt werden.	Prüfung durch externe Sachverständige bei vergleichenden Aussagen zu Produkten bestimmter Hersteller und bei kommerziellen Absichten der Auftraggeber durchführen

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW und co2online

A.2 Berechnung der Umweltlast von Primärregelleistung

Tabelle 47: Berechnung der Umweltlast von Primärregelleistung in Fallstudie 4 (Teil 1)

Energieträger	Spez. Eigenverbrauch eigene Annahme, Koj et al. (2015) [kWh/kW] [A]	Spez. GWP eigene Berechnung, Wernet et al. (2016) [kg/kWh] [B]	Abs. Anteil an PRL 50Hertz Transmission GmbH et al. (o.J.) [GW] [C]	Rel. Anteil an PRL eigene Berechnung [%] [D]=[C]/Σ([C])
Steinkohle	8760,0	0,874	0,66	9,5
Braunkohle	8760,0	1,034	0,62	8,9
Erdgas	8760,0	0,507	0,28	4,0
Kernenergie	8760,0	0,010	0,50	7,2
Pumpspeicher	121,4	0,551	4,37	62,7
Biogas	8760,0	0,272	0,04	0,6
Batteriespeicher	121,4	0,551	0,38	5,5
Nachfrage DSM	-	-	0,12	1,7
(Speicherpooling)	(121,4)	(0,551)	(-)	(-)

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW

Tabelle 48: Berechnung der Umweltlast von Primärregelleistung in Fallstudie 4 (Teil 2)

Größe	Quelle	Formel	Wert	Einheit
Durchschnittliche Belastung PRL	Eigene Berechnung	$[E]=\Pi([A],[B],[D])$	1774,4	[kg/kW]
Belastung Speicherpooling	Eigene Berechnung	$[F]=[A]*[B]$	66,9	[kg/kW]
Umweltbelastung spez.	Eigene Berechnung	$[G]=[F]-[E]$	-1707,5	[kg/kW]
Batterieleistung	Eigene Annahme basierend auf Figgner et al. (2018, S. 38)	[H]	3,0	[kW]
Anteil PRL an Batterieleistung	Eigene Annahme	[I]	20	[%]
Ausgeschriebene PRL 2018	BNetzA und BKartA (2020, S. 204)	[J]	620,0	[MW]
Präqualifizierte Leistung	50Hertz Transmission GmbH et al. (o.J.)	$[K]=\Sigma([C])$	6970,0	[MW]
Durchschnittliche Einsatzhäufigkeit	Eigene Berechnung	$[L]=[J]/[K]$	8,9	[%]
Umweltbelastung abs.	Eigene Berechnung	$[M]=[H]*[I]*[G]*[L]$	-91,1	[kg/PV-Batteriespeicher]

Quelle: Eigene Zusammenstellung, IÖW