

POTENTIALE UND RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DEN AUSBAU DES PROSUMING

WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSEN FÜR ANWENDUNGEN IN WOHNGBÄUDEN,
GEWERBE, INDUSTRIE UND DER GROßTECHNISCHEN SEKTORENKOPPLUNG

Freiburg und Berlin, September 2022

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)

Autoren: M. Claußner, F. Huneke, M. Brinkhaus (Energy Brainpool)
D. Peper, Dr. C. Kost, Dr. V. Fluri (Fraunhofer ISE)

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	1
1. Energie- und volkswirtschaftliche Motivation für Prosuming	16
1.1. Potentielle energiewirtschaftliche Vor- und Nachteile.....	16
1.2. Potentielle volkswirtschaftliche Vor- und Nachteile	20
2. Übersicht: Anwendungsfälle für Prosuming und ihre Rahmenbedingungen in Deutschland	23
2.1. Begriffsdefinition „Prosuming“	23
2.2. Anwendungsfälle im Wohngebäudebereich	23
2.3. Anwendungsfälle in Gewerbe und Industrie.....	26
2.4. Anwendungsfälle der Sektorenkopplung.....	30
3. Potentiale des Prosuming bis 2030.....	38
3.1. Definition Potentialbegriff.....	38
3.2. Technische Ausbaupotentiale der Prosuming-Anwendungsfälle	38
3.3. Abschätzung des Zubaus bis 2030 auf Basis des politisch angestrebten Zubaus.....	43
3.3.1. Abschätzung des PV-Ausbaus bis 2030 im Wohn- sowie im Gewerbe- und Industriebereich	43
3.3.2. Abschätzung des EE-Ausbaus bis 2030 bei Sektorenkopplungstechnologien	46
4. Wirtschaftlichkeit und Regulatorische Rahmenbedingungen.....	48
4.1. Wirtschaftlichkeit des Prosuming im Wohngebäudebereich.....	48
4.1.1. Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage.....	50
4.1.2. Potentielle Steigerung des Ausbaus durch Sektorenkopplung	60
4.1.3. Regulatorische Handlungsfelder zur systemdienlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit.....	62
4.2. Wirtschaftlichkeit des Prosuming in Gewerbe und Industrie	66
4.2.1. Nicht-produzierendes Gewerbe.....	66
4.2.2. Produzierendes Gewerbe.....	76

4.3. Wirtschaftlichkeit des Prosuming in der Sektorenkopplung	86
4.3.1. GroÙelektrolyseur	86
4.3.2. E-Ladestandort	91
4.3.3. Windwärmespeicher.....	96
Anhang.....	104
A) Kostenannahmen.....	104
B) Kurzbeschreibung des Fundamentalmodells Power2Sim.....	105
Quellenverzeichnis.....	108
Kurzportrait Energy Brainpool.....	111

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Beitrag des Prosuming im Wohngebäudebereich: Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch gesteigerte Prosuming-Anteile	7
Abbildung 2: Beitrag des Prosuming in Gewerbe und Industrie: Erhöhung der optimalen Anlagenauslegung von lokal zu installierenden EE-Anlagen durch höhere Prosuming-Anteile	10
Abbildung 3: Beitrag des Prosuming in der großtechnischen Sektorenkopplung: Ermöglichung einer zusätzlichen Nutzung von EE-Stromerzeugung zur Dekarbonisierung des Wärme- bzw. Verkehrsbereichs.....	12
Abbildung 4: Beispielskizze der untertätigen Optimierung der Stromvermarktung bzw. des Strombezugs eines Prosuming-Elektrolyseurs in Kombination mit einer über Direktleitung verbundenen PV-Anlage.....	14
Abbildung 5: Schematische Skizze der in der Studie berücksichtigten, verfügbaren Optionen zur Elektrifizierung und Speicherung industrieller Wärmelasten, angelehnt an [Quelle: Eigene Darstellung nach EnergieAgentur.NRW (2020)]	30
Abbildung 6: Schema des GroÙelektrolyseurs [Quelle: Energy Brainpool].....	33
Abbildung 7: Schema des Windwärmespeichers gemäß ENERTRAG-Projekt [Quelle: Eigene Darstellung angelehnt an Enertrag (2022)]	34
Abbildung 8: Schema der E-Ladestandorte [Quelle: Energy Brainpool].....	37

Abbildung 9: Sensitivitätsrechnung für die Einspeisevergütung von Prosumern in Einfamilienhäusern	54
Abbildung 10: Vergleich der Rendite der unterschiedlichen Anwendungsfällen im Wohngebäudebereich	59
Abbildung 11: Beispielhafte Entwicklung der Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Eigenverbrauchsquote	62
Abbildung 12: Prosuming-Anteil bei max. PV-Dachpotentialausschöpfung (blau) verglichen mit der PV- Dachpotential-ausschöpfung bei eigenverbrauchsoptimierter Anlagendimensionierung (optimiert auf NBW10 Jahre) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]	70
Abbildung 13: Stundenscharfe Jahreslastkurve des Bürogebäudes mit (unten) und ohne Prosuming (oben); Annahmen untere Grafik: PV-Leistung 167 kWp; 20 E-Ladesäulen à 22 kW und 100-prozentig elektrifizierte Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	74
Abbildung 14: Einfluss verschiedener Technologiemiixe auf Wirtschaftlichkeit/Nettobarwert und Amortisationszeit einer PV-Anlage bei jeweils eigenverbrauchsoptimierter Anlagenauslegung [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	79
Abbildung 15: Einfluss verschiedener Technologiemiixe auf Wirtschaftlichkeit/Nettobarwert und Amortisationszeit einer PV-Anlage bei jeweils eigenverbrauchsoptimierter Anlagenauslegung und vollständig elektrifiziertem Niedertemperatur-Wärmebedarf (ohne KWK-Anlage) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]	80
Abbildung 16: Jährliche Stromkosten und Nettobarwert eines Wärmespeichers bei vorhandener PV-Anlage (1.850 kWp) in Abhängigkeit der Auslegung des Speichervolumens, für den hier betrachteten Anwendungsfall des produzierenden Gewerbes [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	84
Abbildung 17: Einfluss des Technologiemiixes auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in EE-Prosuming-Anlagen zur direktleitungsgebundenen Versorgung eines Großelektrolyseurs, bei eigenversorgungsmaximierender Überbauung (100 % Eigenversorgung, 0 % Überschusseinspeisung) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]	87
Abbildung 18: Stundenscharfe Jahreslastkurve der EE-Stromerzeugung sowie des Anteils des Elektrolysestromverbrauchs und der Überschusseinspeisung für unterschiedliche Überbauungsfaktoren der Elektrolyse- mit EE-Erzeugungsleistung in MW (Beispiel bezogen auf den hier betrachteten Anwendungsfall) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	88

Abbildung 19: Beispielskizze der untertätigen Optimierung der Stromvermarktung bzw. des Strombezugs eines Prosuming-Elektrolyseurs in Kombination mit einer über Direktleitung verbundenen PV-Anlage.....	90
Abbildung 20: Amortisationszeit und optimale Dimensionierung von PV-Anlage(n) im Falle einer Eigenverbrauchsoptimierung und Co-Investition mit unterschiedlich großen Batteriespeichern an E-Ladestandorten [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	93
Abbildung 21: Amortisationszeiten einer Investition in Solar- oder Windparks mit/ohne Batteriespeicher bei gleichzeitiger Errichtung einer Direktleitung zur Verbindung eines nahegelegenen Autobahn-E-Ladestandorts und ggf. eines hierfür eingesetzten Transformators [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]	94
Abbildung 22: Amortisationszeit der Errichtung eines Windwärmespeichers inklusive Nahwärmenetz zur Wärmeversorgung von Endkunden und Verdrängung fossiler, dezentrale Bestandsheizsysteme in Stunden mit anderweitiger Abregelung eines Bestandwindparks [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]	98
Abbildung 23: Einfluss der simulierten Anzahl an Abregelungsstunden in 2030 auf die Amortisationszeit des Windwärmespeichers aus Tabelle 17 [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	101
Abbildung 24: Funktionsschema Power2Sim.....	107

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht über Potentiale und Wirtschaftlichkeit ausgewählter Anwendungsfälle im aktuellen regulatorischen Rahmen.....	4
Tabelle 2: Potentielle energiewirtschaftliche Vor- und Nachteile des Prosuming.....	17
Tabelle 3: Vergleich der beiden Strommarktszenarien „Prosuming“ und „Referenz“ in Hinblick auf Unterschiede in der Flexibilität des Lastverhaltens von Sektorenkopplungs- und Elektrifizierungstechnologien	19
Tabelle 4: Potentielle volkswirtschaftliche Vor- und Nachteile des Prosuming	22
Tabelle 5: Übersicht der Anwendungsfälle im Wohngebäudebereich [Quelle: Eigene Berechnungen des Fraunhofer ISE]	23

Tabelle 6: Übersicht der Anwendungsfälle in Gewerbe und Industrie	26
Tabelle 7: Übersicht der technischen Potentiale nach Prosuming-Anwendungsfällen	39
Tabelle 8: Bestimmung des technischen Potentials von Einfamilienhäusern in Deutschland ...	40
Tabelle 9: Bestimmung des technischen Potentials von Mehrfamilienhäusern in Deutschland	40
Tabelle 10: Abschätzung des PV-Ausbaus nach Sektoren bis 2030	44
Tabelle 11: Abschätzung des PV-Zubaus bis 2030 im Wohngebäude- und Nichtwohngebäudebereich	46
Tabelle 12: Inputs und Annahmen für Wirtschaftlichkeitsrechnungen im Wohngebäudebereich	49
Tabelle 13: Für Wirtschaftlichkeit notwendige, beobachtete und simulierte Eigenverbrauchsquoten von PV-Projekten in Einfamilienhäusern.....	50
Tabelle 14: Vergleich der Rendite bei Teileinspeiser und Volleinspeisern in Einfamilienhäusern	52
Tabelle 15: Für Wirtschaftlichkeit notwendige und simulierte Eigenverbrauchsquoten von PV-Projekten in Mieterstromprojekten.....	55
Tabelle 16: Für Wirtschaftlichkeit notwendige und simulierte Eigenverbrauchsquoten von PV-Projekten in Wohnungseigentümergeinschaften.....	57
Tabelle 17: Übersicht der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen zum Prosuming in Wohngebäuden	58
Tabelle 18: Berechnung der möglichen Steigerung des PV-Ausbaus in Wohngebäudebereich durch Prosuming in Verbindung mit Sektorenkopplungstechnologien.....	60
Tabelle 19: Annahmenset zum Bürogebäude als Anwendungsfall des nicht-produzierenden Gewerbes.....	66
Tabelle 20: PV-Leistung, die im betrachteten Anwendungsfall bei Eigenverbrauchsoptimierung auf einem Bürogebäudedach installiert würde, in Abhängigkeit der Investorenpräferenz für kürzere Amortisationszeiten (NBW-Optimierung auf max. 10Jahre) oder für längerfristige Stromkostensparnisse (NBW-Optimierung auf 20Jahre) [Quelle: Eigene Berechnungen EnergyBrainpools]	67
Tabelle 21: Strombezugskosten für ein Bürogebäude in Abhängigkeit der Flexibilität des Ladeverhaltens von auf dem unternehmenseigenen Parkplatz geladenen E-Fahrzeugen [Quelle: Eigene Berechnungen EnergyBrainpools].....	71

Tabelle 22: Strombezugskosten für ein Bürogebäude in Abhängigkeit der Flexibilität des Lastverhaltens eines Elektrodenheizkessels bei 100 % elektrischer Wärmebereitstellung (in etwa gleiches Verhältnis Wärme- zu Strombedarf, vgl. 2.3) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	72
Tabelle 23: Strombezugskosten inklusive der Kosten für das Laden von E-Fahrzeugen für ein Bürogebäude mit PV-Prosuming, in Abhängigkeit der Flexibilität des Ladeverhaltens [Quelle: Eigene Modellrechnungen].....	73
Tabelle 24: Stromkosten im Anwendungsfall nicht-produzierendes Gewerbe mit/ohne Prosuming und Einfluss hierauf durch die Installation eines auf Spitzenlastkappung ausgelegten [30 kW, 60 kWh]-Batteriespeichers (rechte Spalte) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	75
Tabelle 25: Annahmenset zum Anwendungsfall des produzierenden Gewerbes	76
Tabelle 26: PV-Leistung, die im betrachteten Anwendungsfall bei Eigenverbrauchsoptimierung auf einem Dach des produzierenden Gewerbes installiert würde, in Abhängigkeit von a) dem Vorhandensein einer KWK-Anlage und b) der Investorenpräferenz für kürzere Amortisationszeiten (NBW-Optimierung auf max. 10 Jahre) oder für längerfristige Stromkostensparnisse (NBW-Optimierung auf 20 Jahre) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	77
Tabelle 27: PV-Leistung, die im betrachteten Anwendungsfall mit vorhandener KWK-Anlage (509 kW) bei Eigenverbrauchsoptimierung auf dem Werksgelände eines produzierenden Gewerbes installiert würde, in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad der Energiebedarfe in Verkehr/Wärme [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	78
Tabelle 28: Optimale Dimensionierung der PV-Anlage bei Eigenverbrauchsoptimierung für das Prosuming von E-Ladestandorten mit unterschiedlicher durchschnittlicher Ladeleistung je Ladesäule und unterschiedlicher Auslastung; Annahmen: durchschnittlich 8 E-Ladesäulen je Tankstelle; durchschnittliches Dachpotential für 25 kWp [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools].....	92
Tabelle 29: Amortisationszeit des Anschlusses eines 150-MW-Bestandwindparks an ein bestehendes Wärmenetz über einen Windwärmespeicher, für verschiedene Speicher- und Power-to-Heat-Anlagenkombinationen und Fernwärmepreise bei 1025 Abregelungsstunden im Simulationsjahr 2030 [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]	101

Tabelle 30: Kostenannahmen nach (Fraunhofer ISE, 2022a) und (Fraunhofer ISE, 2022b), sowie internen Berechnungen des Fraunhofer ISE (Hinweis: Tabelle erstreckt sich über 2 Seiten)...104

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Bedeutung
AP	Arbeitspreisanteil
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
bft	Bundesverband freier und unabhängiger Tankstellen e.V.
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CAPEX	Capital expenditures
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EFH	Einfamilienhaus
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
E-Ladestandort	Elektro-Tankstelle
EU ETS	Europäischer Emissionshandel
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
HLZ	Hochlastzeitfenster
iMSys	Intelligentes Messsystem
IRR	Internal Rate of Return (Interner Zinsfuß)
IWU	Institut Wohnen und Umwelt GmbH
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
LP	Leistungspreisanteil
MFH	Mehrfamilienhaus
NBW	Nettobarwert

NNE	Netznutzungsentgelt
NT	Niedertemperatur
NWG	Nichtwohngebäude
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OPEX	Operational expenditures
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
P2Gas	Power-to-Gas
P2Heat, PtH	Power-to-Heat
PEM	Proton-Exchange-Membrane
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
SLP	Standardlastprofil
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
SV	Selbstversorger
Trafo	Transformator
UBA	Umweltbundesamt
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)
WEG	Wohnungseigentümergeinschaft
WP	Wärmepumpe

ZUSAMMENFASSUNG

Die Stromerzeugung aus dezentralen Anlagen erneuerbarer Energien (EE) und der erzeugungsnahe Stromverbrauch aus diesen EE-Anlagen vor dem Netzanschlusspunkt („Prosuming“) sind ein unverzichtbarer Baustein der deutschen Energiewende. Sie ermöglichen einerseits die wirtschaftliche Teilhabe einer Vielzahl privater und gewerblicher Akteure an der Transformation der deutschen Wirtschaft hin zur Klimaneutralität. Andererseits können sie auch dazu beitragen, den Naturflächenverbrauch des für diese Transformation notwendigen EE-Ausbaus in Grenzen zu halten. Vor allem können durch Prosuming stromverbrauchsnahe Flächen in Ballungszentren für die EE-Stromerzeugung erschlossen werden, die ansonsten nicht verfügbar wären. Aus diesem Grund bergen Prosuming-Anwendungen auch die Chance, den Netzausbaubedarf erheblich zu reduzieren. Außerdem tragen sie zu einer zunehmenden Kopplung und Elektrifizierung anderer Sektoren bei, deren Energieträger schwieriger zu dekarbonisieren sind als Strom.

Angesichts der neuen Ziele der Ampel-Koalition hinsichtlich des EE-Ausbaus sowie der Sektorenkopplung in 2030, stellt sich die Frage, inwiefern und unter welchen Voraussetzungen Prosuming einen Beitrag zur Erreichung dieser Ziele leisten kann. Denn je mehr EE-Zubau bspw. über Prosuming-Anwendungen generiert werden kann, desto geringer dürfte der Ausschreibungs- und Förderbedarf für große EE-Parks ausfallen, um ebenjene Ziele zu erreichen.

In dieser Studie werden diese Fragestellungen untersucht, indem ein breites Feld an Prosuming-Anwendungsfällen bezüglich ihrer Mengenpotentiale, Wirtschaftlichkeit und volks- wie energie-wirtschaftlicher Vorteile analysiert wird. Auf dieser Basis lassen sich Vorschläge für regulatorische Rahmenbedingungen ableiten, die die Wirtschaftlichkeit der Anwendungsfälle und damit die Ausschöpfung der Potentiale verbessern können. Nachfolgend werden die Kernergebnisse der Studie dargestellt.

Wann ist Prosuming überhaupt sinnvoll?

Aus klimapolitischer Sicht erscheint Prosuming immer dann sinnvoll, wenn dadurch zusätzliche¹ EE-Stromerzeugung nutzbar gemacht wird und CO₂-intensivere Energieträger verdrängt. Im besten Fall geht dies mit einer Dekarbonisierung von Energieverbräuchen in weiteren Sektoren einher, bspw. durch die Elektrifizierung in den Bereichen Wärme und Verkehr mittels EE-Strom.

¹ „Zusätzliche EE-Anlage“ meint, dass diese Anlage ansonsten nicht errichtet würde.

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive erscheint Prosuming besonders dann attraktiv, wenn es den Netzausbaubedarf reduziert und/oder die Wirtschaftlichkeit eines Zubaus flexibel steuerbarer Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlagen erhöht bzw. zur Aktivierung ihrer Flexibilität führt. Inwiefern diese Flexibilität letzten Endes dem Strommarkt, dem Stromnetz, dem Wärmenetz oder anderen Infrastrukturen zu Gute kommt, hängt im nächsten Schritt vorrangig von der regulatorischen Ausgestaltung der wirtschaftlichen Anreize für die flexible Fahrweise ab.

Ein gutes Beispiel hierfür liefern technisch flexibel steuerbare Verbrauchsanlagen im privaten Wohnbereich, wie bspw. eine Waschmaschine. Ohne die 15-minütliche Messung und Kommunikation des Stromverbrauchs mithilfe eines intelligenten Messsystems (iMSys) entsteht bisher kein wirtschaftlicher Anreiz (bspw. stündlicher Strompreis) dafür, diese Flexibilität zu aktivieren. Wird jedoch die Errichtung einer Photovoltaik (PV)-Dachanlage durch Prosuming-Geschäftsmodelle ermöglicht, besteht bereits im aktuellen regulatorischen Rahmen ein solcher Anreiz zur Flexibilisierung: Wird die Waschmaschine vorrangig bei Sonnenschein eingesetzt, erhöht sich der wirtschaftliche Vorteil des EE-Eigenverbrauchs anstelle des (teureren) Stromnetzbezugs. Aus derselben Motivation heraus könnte Prosuming bspw. auch die Wirtschaftlichkeit der Installation eines Elektrodenheizkessels ermöglichen, der die CO₂-intensivere Wärmebereitstellung aus fossilen Heizsystemen reduziert oder ersetzt.

Allerdings stellt die Synchronisation von Stromerzeugung und -verbrauch vor dem Netzanschlusspunkt keinen Selbstläufer dar, der per se zu mehr EE-Zubau, zu mehr Dekarbonisierung oder zu einer erhöhten Flexibilisierung führt. So hängt beispielsweise die Aktivierung der Flexibilität von technisch bereits flexiblen (Verbrauchs-)Anlagen mit registrierender Leistungsmessung (RLM), wie z. B. Elektrolyseuren oder Pumpspeicherkraftwerken, nicht wesentlich davon ab, ob die EE-Stromversorgung über eine Direktleitung zu einer EE-Erzeugungsanlage oder über die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes erfolgt. Umgekehrt erhöht sich die Wirtschaftlichkeit von EE-Erzeugungsanlagen in der Breite dann, wenn flexible Marktakteure in Zeiten hoher EE-Einspeisung und niedriger Strompreise für zusätzliche Nachfrage am Strommarkt sorgen, und nicht zwingend durch eine Ausrichtung des Verbrauchs am Erzeugungsprofil einer EE-Einzelanlage.²

² Weitere Erläuterungen zu Risiken und Chancen des Prosuming mit Großelektrolyseuren auf Seite 14

Überblick: Welche Prosuming-Anwendungsfälle haben großes Dekarbonisierungs- und Flexibilitätspotential? Ist eine Wirtschaftlichkeit auch ohne regulatorische Anpassungen verlässlich genug gegeben?

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über ausgewählte Prosuming-Anwendungsfälle und ihr zugehöriges, technisches Potential zur EE-Stromerzeugung sowie eine Abschätzung des Zubaus bis 2030 gemäß aktueller politischer Zielvorgaben. Außerdem wird angegeben, ob Prosuming-Geschäftsmodelle die Flexibilität des Stromsystems erhöhen können – sei es über die Ermöglichung der Errichtung und des wirtschaftlichen Betriebs von steuerbaren Anlagen oder über damit einhergehende Anreize für flexibles Lastverhalten. Regulatorischer Handlungsbedarf besteht in diesem Sinne immer dann, wenn die jeweiligen Potentiale aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit im aktuellen regulatorischen Umfeld und im für diese Studie simulierten Marktumfeld voraussichtlich nicht vollständig ausgeschöpft werden können.⁴ Im nächsten Unterpunkt auf Seite 6 werden die regulatorischen Hemmnisse und daraus abzuleitende Handlungsfelder ausgeführt.

⁴ Alle Annahmen und die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen für die betrachteten Prosuming-Anwendungsfälle sind in Kapitel 2 erklärt. Das simulierte Marktumfeld zur Ermittlung der Großhandelspreise für das Beispielerlösungs-jahr 2030 ist darüber hinaus am Ende von Kapitel 1.1 beschrieben. Kostannahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind im Anhang A) zudem noch einmal als Übersicht aufgeführt.

Tabelle 1: Übersicht über Potentiale und Wirtschaftlichkeit ausgewählter Anwendungsfälle im aktuellen regulatorischen Rahmen

Potential d. Prosuming für...	...mehr Dekarbonisierung		...mehr Flexibilität für das Stromsystem		
	Max. technisches Potential zur EE-Stromerzeugung	Potentialausschöpfung bis 2030***	Regulatorischer Handlungsbedarf zur erhöhten Potentialausschöpfung bis 2030	Erhöhte Flexibilisierung durch Prosuming****	Regulatorischer Handlungsbedarf zur Flexibilisierung
EFH ⁵	130 TWh	25 – 32 TWh	✓	✓	✓
MFH ⁶ Mieterstrom	51 TWh	3 – 10 TWh	✓	✓	✓
MFH WEG ⁷			✓	✓	✓
Nicht-prod. Gewerbe	91 TWh	21 – 25 TWh	✓	✓	✓
Produz. Gewerbe/ Industrie		10 – 14 TWh	✓	✓	✓
E-Ladestandort*	0,4 TWh	0,1 TWh	Nein	Ja, vorrangig bei Autobahnstandorten	Kaum, nur bei Autobahnstandorten
Windwärme-speicher**	3,8 TWh bzw. Höhe d. Ausfallarbeit	Keine histor. Daten verfügbar	✓	✓	✓
Großelektrolyseur	Unbegrenzt bzw. proportional zu Elektrolyseurausbau	38 TWh	Nein	Nur, wenn netzdienliche Standortwahl nicht anderweitig angereizt	Nein

*) Für die Errichtung von Wind- oder Solarparks nahe Autobahn-E-Ladestandorten besteht ein großes technisches Potential, das pro Park weit über die durchschnittlich notwendige Anschlussleistung bzw. die Jahresarbeit zur Versorgung eines E-Ladestandorts via Direktleitung hinausgeht. Wenngleich der direkte Stromverkauf an einen E-Ladestandort die Wirtschaftlichkeit signifikant steigern kann, so würde ein Großteil des erzeugten Stroms der Parks in das öffentliche Netz eingespeist. Deshalb wurde nur der Anteil des Gesamtpotentials in TWh berücksichtigt, der direkt der Versorgung der Ladestandorte zugeordnet werden kann.

**) Max. technisches Potential im Sinne ansonsten abgeregelten EE-Stromverbrauchs. Das Potential leitet sich aus der insgesamt in Deutschland anfallenden Ausfallarbeit ab. Mehr hierzu s. Kapitel 4.3.3.

***) Abschätzung für den Fall der Beibehaltung des regulatorischen Status Quo. Methodisch abgeleitet aus EE-Ausbauzielen und historischer Zubauverteilung auf die Anwendungsfälle. Mehr hierzu s. Kapitel 3.

****) Entweder Flexibilisierung bestehender, steuerbarer Anlagen oder Ermöglichung der Wirtschaftlichkeit einer Errichtung neuer, steuerbarer Anlagen (Batteriespeicher, Power-to-Heat, Wärmespeicher, E-Ladeinfrastruktur, Elektrolyse).

Tabelle 1 ist zu entnehmen, dass das technische EE-Potential (in diesen Fällen: PV-Aufdachpotential) auf Einfamilienhäusern (EFH) angesichts ihrer hohen Anzahl am höchsten ist (130 TWh).

⁵ EFH, Einfamilienhaus

⁶ MFH, Mehrfamilienhaus

⁷ WEG, Wohnungseigentümergeinschaft

Darauf folgen der Bereich Gewerbe und Industrie (91 TWh) und Mehrfamilienhäuser (51 TWh). Die Anwendungsfälle der großtechnischen Sektorenkopplung rangieren hinsichtlich ihres Potentials, zusätzlichen Windenergie- und Solarstrom durch Prosuming nutzbar zu machen, hinter den anderen Anwendungsfällen. Als Beispiele für solche Anwendungsfälle wurden in dieser Studie Windwärmespeicher (3,8 TWh), E-Ladestandorte (Tankstelle für E-Fahrzeuge; 0,4 TWh) und Großelektrolyseure betrachtet. Das EE-Potential der Letzteren ist technisch kaum begrenzt, sondern hängt stark von der errichteten Leistung, der Auslastung und den Standorten der künftigen Elektrolyseure in Deutschland ab. Zur Einordnung der für erstere beide Anwendungsfälle ermittelten Potentiale gilt es zudem, die Fußnoten * und ** unterhalb von Tabelle 1 zu beachten.

Die Wirtschaftlichkeit von Prosuming-Konzepten im Wohngebäudebereich ist im heutigen Marktumfeld trotz jüngst gestiegener EEG-Vergütungen nicht immer gegeben. Während im Bereich der Einfamilienhäuser die Gewinnerwartungen niedriger und emotionale Beweggründe bei der Investitionsentscheidung vordergründig sind, verhindern niedrige Renditen bei Mieterstromprojekten häufig den Zubau. Weder die Erreichung der politisch gesteckten Ziele noch eine wirtschaftliche Potentialausschöpfung ist daher innerhalb der akuten regulatorischen Umgebung zu erwarten.

Während das Flexibilitätspotential im Wohngebäudebereich im Rahmen der aktuellen Regulierung noch stark eingeschränkt ist, bestehen im Gewerbe und in der Industrie mit RLM sehr große Flexibilitätspotentiale, vorrangig durch die Elektrifizierung und Speicherung von Niedertemperaturwärme, sowie den Aufbau von E-Ladeparks mit intelligentem Lademanagement. Prosuming-Geschäftsmodelle, insbesondere mit dezentralen PV-Anlagen, ermöglichen die Wirtschaftlichkeit solcher Investitionen und erhöhen gleichzeitig den Anreiz für flexibles Lastverhalten. Im aktuellen regulatorischen Rahmen und im simulierten Marktumfeld erscheint eine vollständige Ausschöpfung dieser Potentiale allerdings ebenso unwahrscheinlich wie im Bereich der Wohngebäude.

Die Anwendungsfälle der großtechnischen Sektorenkopplung sind demgegenüber entweder

- per sé schon technisch flexibel und im aktuellen regulatorischen Rahmen durch Prosuming nicht zwingend wirtschaftlicher oder flexibler (Elektrolyse),
- per sé schon technisch flexibel aber im aktuellen regulatorischen Rahmen eher unwirtschaftlich (Windwärmespeicher),

oder im aktuellen regulatorischen Rahmen mit Prosuming bereits sehr wirtschaftlich, und gehen nur in Einzelfällen mit erhöhtem Flexibilitätspotential durch Prosuming einher (E-Ladestandorte an Autobahnen, wenn bspw. lokale Großbatteriespeicher durch Prosuming rentabler werden).

In welcher Größenordnung könnte sich der Beitrag des Prosuming bewegen? Welche regulatorischen Handlungsfelder sind für die Ausschöpfung der identifizierten Dekarbonisierungs- und Flexibilitätspotentiale von Bedeutung?

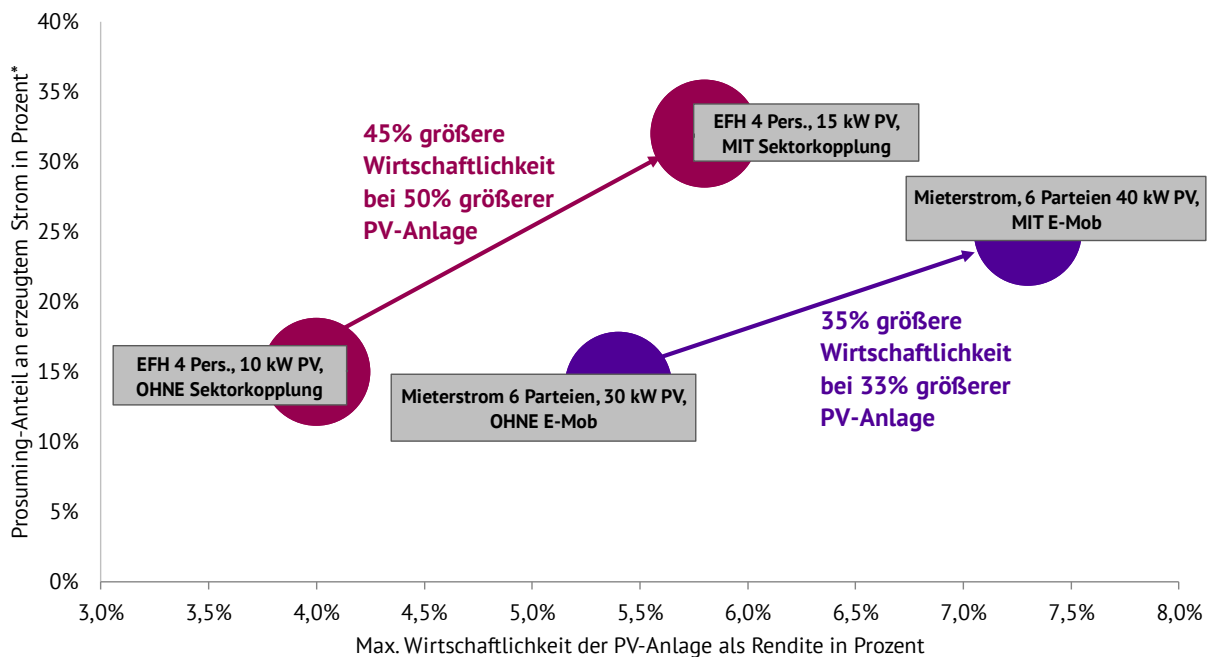
Wohngebäudebereich

In allen Anwendungsfällen des Wohngebäudebereiches führt zusätzlicher Strombedarf durch elektrische Heizsysteme, Elektroautos oder andere zusätzliche Stromabnehmer zu deutlich attraktiveren Renditen und gesicherter Wirtschaftlichkeit, auch bei größeren Auslegungen der PV-Anlagen. Dieses Prinzip ist in Abbildung 1 dargestellt und verdeutlicht. Hierin wird die Wirtschaftlichkeit von Anwendungsfällen ohne Sektorkopplungstechnologien und damit ohne ausgeprägtes Prosuming (niedrige Eigenverbrauchsquote) mit denjenigen von Anwendungsfällen mit ausgeprägterem Prosuming durch die Einbindung von Sektorkopplungstechnologien verglichen. Es zeigt sich, dass auch bei einer deutlichen Erweiterung der PV-Anlagengröße die Wirtschaftlichkeit erheblich gesteigert werden kann.

Im Wohngebäudebereich ist die Dimensionierung der einzelnen PV-Anlagen jedoch stark durch die vorhandene Dachfläche begrenzt. Bei der Neuinstallation von PV-Anlagen mit ausgeprägtem Prosuming kann das Dachpotential eines Wohngebäudes zwar vollständig wirtschaftlich ausgenutzt werden, allerdings ist das durch die Vollbelegung der Dächer zusätzlich hebbare Potential pro Wohngebäude im Vergleich zur aktuell durchschnittlichen PV-Anlagengröße im Wohngebäudebereich recht begrenzt. Insofern birgt die Steigerung der Wirtschaftlichkeit durch Prosuming vor allem dadurch ein zusätzliches Zubaupotential, dass sich insgesamt mehr Akteure für die Investition eine PV-Zubau entscheiden.

Durch die gesetzlichen Vorgaben zum Austausch von fossilen Heizungstechnologien und die gestiegenen Preise für fossile Brennstoffe wird der Ausbau elektrischer Heizsysteme im Haushaltsbereich einen wahrscheinlich stärkeren Pull-Effekt auf den Ausbau von PV-Systemen haben als umgekehrt. Die zunehmende Bedeutung von Elektroautos in Verbindung mit gestiegenen Kraftstoffpreisen führt zu einem ähnlichen Effekt. Während in Wohngebäuden mit Sektorenkopplungstechnologien die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen auch innerhalb des aktuellen regulatorischen Rahmens bereits ausreichend attraktiv ist, kann hiervon bei Wohngebäuden ohne zusätzliche Stromabnehmer nicht generell ausgegangen werden. Es ist also für die zügige Hebung des Potentials im Wohngebäudebereich notwendig auch Prosumern ohne Sektorenkopplungstechnologien höhere Eigenverbrauchsquoten zu ermöglichen.

Der zentrale Ansatzpunkt zur Beseitigung dieses Hemmnisses ist eine Neubewertung der Voraussetzungen für Prosuming. Die aktuell strikte Definition des Eigenverbrauchs über die Personenidentität erschwert es den Stromabnehmerkreis einer PV-Anlage zu erweitern. Die Nutzung vieler innovativer Geschäftsmodelle wie beispielsweise Community-Speicher, Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften oder Energy Sharing wird hierdurch verhindert. Eine Lösung hierfür wäre bspw., die Anforderung an die Personenidentität abzuschaffen und stattdessen durch das bereits gebräuchliche Konzept der „räumlichen Nähe“ zu ersetzen, was die Nutzung des öffentlichen Netzes über kurze Strecken ohne die aktuell damit verbundenen, abgabentechnischen Nachteile ermöglicht. Ein angemessener, aber deutlich niedrigerer Beitrag zu den Netzkosten wird jedoch Bestandteil bleiben müssen. Durch die Erweiterung des potentiellen Stromabnehmerkreises kann die Prosuming-Quote und damit die Wirtschaftlichkeit deutlich gesteigert werden. Gleichzeitig würde damit eine überfällige Vorgabe der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, in der diese Öffnung über das Vehikel der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften gefordert wird, in deutsches Recht umgesetzt.



**) Durchschnittswerte für als repräsentativ festgelegte Anwendungsfälle, Abweichungen in Einzelfällen möglich*

Abbildung 1: Beitrag des Prosuming im Wohngebäudebereich: Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch gesteigerte Prosuming-Anteile

Neben diesen generellen Handlungsfeldern sind außerdem spezifischere, rechtliche Handlungsfelder im Wohngebäudebereich hervorzuheben, die nach den Anwendungsfällen zu unterscheiden sind.

Im Einfamilienhausbereich haben die Anpassungen im Rahmen des EEG 2023 bereits große Verbesserungen mit sich gebracht. Besonders hervorzuheben ist hier die Einführung einer verbesserten Vergütung für Volleinspeiseranlagen in Verbindung mit der Möglichkeit der Kombination von Teil- und Volleinspeiseranlagen auf einem Dach, sowie der nachträglichen Änderungsmöglichkeit des Vergütungsmechanismus. Hierdurch kann eine Wirtschaftlichkeit auch bei niedrigen Selbstverbrauchsquoten erreicht werden. Ein Hindernis bleibt hier die aufwendige Administration derartiger Anlagenkonstellationen. Angesichts steigender Systempreise sind allerdings die Vergütungssätze schon heute in vielen Fällen nicht mehr ausreichend, um auch in optimierten Anlagenkonfigurationen einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen. Im anstehenden EEG-Herbstpaket sollten die Vergütungssätze überprüft und mit aktuellen Marktpreisen abgeglichen werden.

Im Mieterstrombereich bedarf es grundlegender regulatorischer Anpassungen, um die administrativen und finanziellen Hürden der Umsetzung von Mieterstromprojekten abzubauen und Projekte im Rahmen der Gewinnerwartungen zu ermöglichen.

Die effektivste regulatorische Anpassung wäre die oben beschriebene Einführung des Konzepts der „räumlichen Nähe“. Ein Zwischenschritt wäre die Vereinfachung der Abrechnungen und der messtechnischen Erfassung in Anlehnung an das „Schweizer Modell“ des „Zusammenschluss zum Eigenverbrauch“. Hierdurch würde eine Abrechnung des Selbstverbrauchs über die Nebenkosten möglich werden, was auch die Nutzung des PV-Stroms für Gebäudetechnik ermöglicht. Insbesondere beim Einsatz von elektrischen Heizungstechnologien könnten hierdurch attraktive Prosuming-Geschäftsmodelle geschaffen werden. Darüber hinaus ist auch eine Steigerung der Fördersätze in Betracht zu ziehen. Für WEG wäre die Einführung des „Schweizer Modells“ ebenso vorteilhaft, da hierdurch die Nutzung des PV-Stroms in den einzelnen Wohnungen ermöglicht wird. Bereits durch diese eingeschränkte Erweiterung des Eigenverbrauchs konzept, was die Notwendigkeit der Personenidentität für Eigenverbrauch aufhebt und die steuerlichen Vorteile auf eine Gruppe von Nutzern in einer Kundenanlage erweitert, würde für Mieterstromprojekte, wie auch für Wohnungseigentümergeinschaften (WEG), die Wirtschaftlichkeit von Prosuming deutlich erhöht.

Hinsichtlich der Flexibilitätpotentiale im Wohngebäudebereich ist zunächst festzustellen, dass die gute Wirtschaftlichkeit von Prosuming in Kombination Sektorkopplungstechnologien Einführung neuer steuerbarer Systeme fördert.

Die Nutzung von Batteriespeichern, die aufgrund weiterhin hoher Speicherpreise zwar selten die Wirtschaftlichkeit des Prosuming-Geschäftsmodells steigert, aber wegen des Autonomiebestrebens vieler Hausbesitzer mittlerweile bei der Mehrzahl der PV-Projekte im Haushaltsbereich integriert ist, kann insofern ebenfalls direkt auf das Prosuming zurückgeführt werden.

Die Steuerbarkeit bzw. der systemdienliche Einsatz dieser Anlagen ist jedoch auf Basis der aktuellen Regulatorik nicht gegeben. Zur Nutzbarmachung des Flexibilitätpotentials im Haushaltsbereich stehen zwei Wege zur Verfügung: Entweder die Anlagenbetreiber reagieren auf markt-basierte Anreize, was die Erfassung der Verbräuche und der Erzeugung mit Smart-Metern voraussetzt oder die Anlagenbetreiber ermöglichen die Ansteuerung ihrer Anlagen durch die Netzbetreiber. Während die erste Option durch die verpflichtende Einführung von dynamischen Stromtarifen für Haushaltskunden in Verbindung mit dem Smart-Meter-Rollout aktuell umsetzbar wird, fehlen für die zweite Option noch die rechtlichen Grundlagen. Für die Ansteuerung der Anlagen durch die Netzbetreiber wäre zunächst ein Anreizsystem für die freiwillige Verfügbarmachung sinnvoll. Bei PV-Heimspeichern und Elektroautos im speziellen fehlen aktuell noch rechtliche Regelungen für einen wirtschaftlich attraktiven Einsatz als Heim- und Netzspeicher.

Gewerbe & Industrie

Im Vergleich der untersuchten Cluster an Anwendungsfällen zeigt der Bereich Gewerbe und Industrie ein besonders hohes Potential des Prosuming, EE-Flächenpotentiale besser auszuschöpfen. Insbesondere aufgrund des hohen Dachflächen- und Wärmeelektrifizierungspotentials könnten eigenverbrauchsoptimiert dimensionierte PV-Anlagen je nach Anwendungsfall 1,9 bis 4,3-Mal größer ausgelegt werden, wenn der Großteil des Wärmebedarfs elektrifiziert und durch einen Wärmespeicher flexibilisiert wird. Hier bergen Prosuming-Geschäftsmodelle die Chance, das in Tabelle 1 angegebene technische PV-Aufdachpotential dieses Sektors bis 2030 vollständig auszuschöpfen. Aufgrund der besonders hohen Dachflächenpotentiale und Energieverbräuche ist das Potential im produzierenden Gewerbe bzw. der Industrie größer (bis zu 4,3-Mal) als im nicht-produzierenden Gewerbe (bis zu 2,3-Mal).

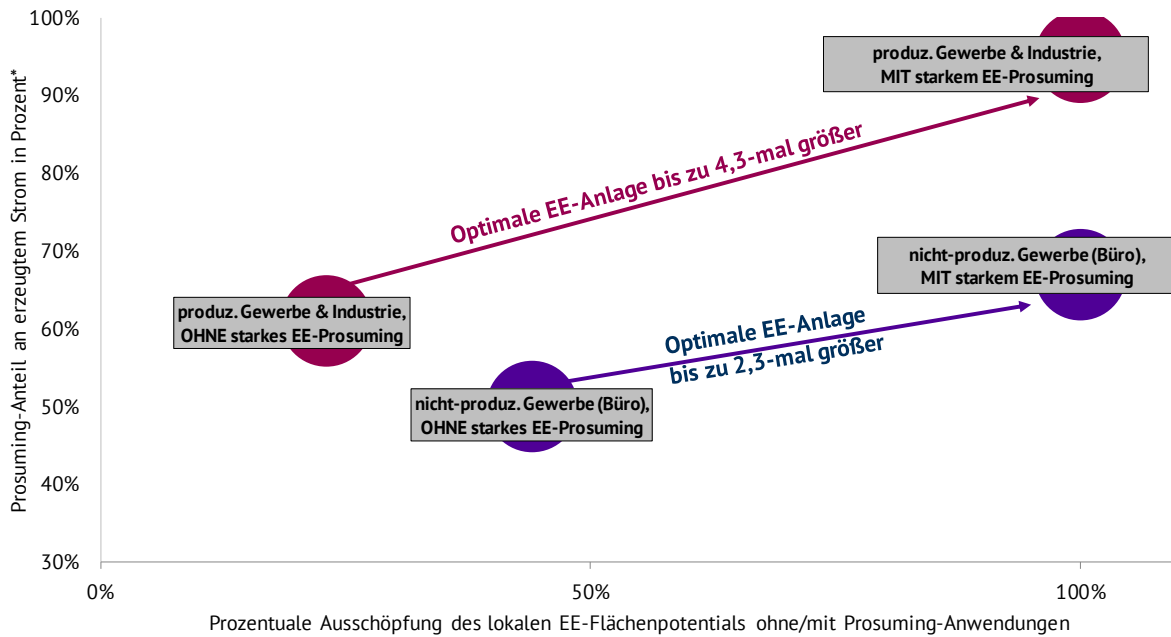


Abbildung 2: Beitrag des Prosuming in Gewerbe und Industrie: Erhöhung der optimalen Anlagenauslegung von lokal zu installierenden EE-Anlagen durch höhere Prosuming-Anteile

Für Gewerbe und Industrie ergibt sich angesichts der hohen Potentiale und der aktuell mangelnden Wirtschaftlichkeit einer vollständigen Potentialausschöpfung erheblicher regulatorischer Handlungsbedarf. Zu heute bestehenden Hemmnissen für einen Prosuming-Markthochlauf gehören die in einigen Unternehmen erforderlichen Amortisationszeiten von wenigen Jahren, die Konkurrenz bestehender, fossiler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) mit Neuinvestitionen in grüne Strom- und Wärmeerzeuger und nicht zuletzt ein grundsätzliches „Henne-Ei-Problem“: Die Auslegung eigenverbrauchsoptimierter PV-Anlagen ließe sich erheblich steigern, wenn bspw. der Wärmebedarf bereits weitestgehend elektrifiziert und flexibilisiert ist. Umgekehrt werden Investitionen in eine Elektrifizierung anderer Energieverbräuche besonders dann rentabel, wenn bereits eine große, dezentrale EE-Stromerzeugungsanlage vorhanden ist. Trotz der Heterogenität in diesem Sektor dürfte dies meisten Anwendungsfällen gemein sein.

Entsprechend stellen Vereinfachungen für Contracting-Lösungen mit dem Ziel, niedrigere Amortisationszeiten für Betriebe zu generieren, ein wichtiges Handlungsfeld dar. Die Gleichstellung der Eigenversorgung mit der Drittbeflieferung ist im EEG-Referentenentwurf 2022 zum Großteil

bereits erfolgt und könnte beispielsweise uneingeschränkt auch auf andere elektrifizierte Bereiche ausgeweitet werden (z. B. Stromsteuerbefreiung für das Laden von E-Fahrzeugen Dritter auf gemeinsamen Parkplätzen).

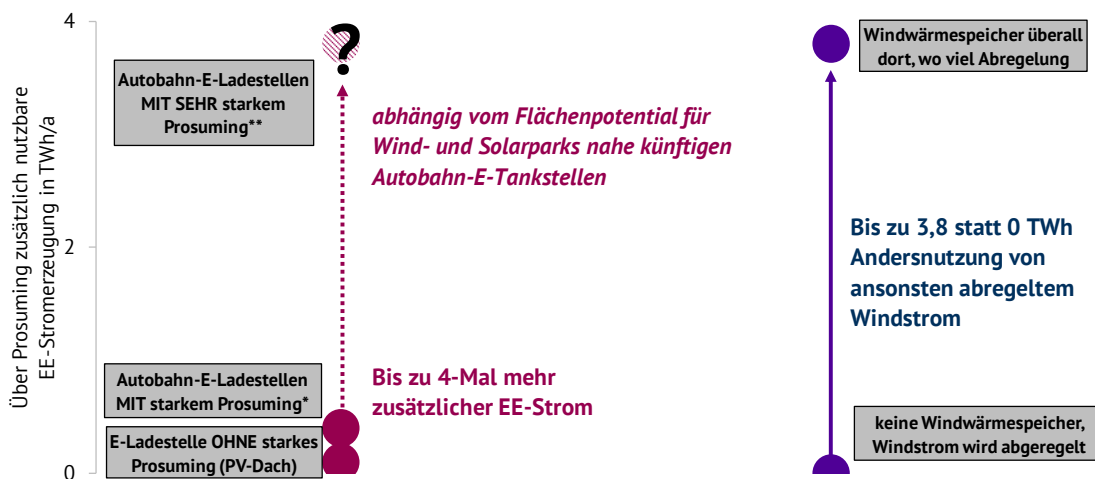
Um den Markthochlauf der dezentralen Sektorenkopplung besonders im nicht-produzierenden Gewerbe zu beschleunigen und die hohe kritische Masse flexibler Verbrauchsanlagen zu erreichen, die eine vollständige Auslastung der PV-Potentiale auf Gewerbedächern erlaubt, eignen sich eine Vielzahl an weiteren Maßnahmen. Beispiele hierfür sind Anreize zum E-Laden am Arbeitsplatz (bspw. die bestehende Lohnsteuerbefreiung) bzw. zum Aufbau von E-Ladesäulen auf Gewerbeparkplätzen. Damit kleine Verbrauchsanlagen (Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen, E-Ladesäulen) negative Regelleistung erbringen können, erscheinen zudem Vereinfachungen für das Pooling solcher Anlagen sinnvoll, bspw. bei der Netzentgeltberechnung über mehrere Standorte hinweg für Stunden, in denen negative Regelleistung erbracht wird. Aktuell sind Verbrauchsanlagen bei der Erbringung negativer Regelleistung gegenüber Erzeugungsanlagen im Nachteil, da dabei auftretende Lastspitzen bei der Netzentgeltberechnung nicht herausgerechnet werden.⁸

Im Bereich des produzierenden Gewerbes und der Großindustrie kommt in besonderem Maße hinzu, die Dekarbonisierung und Flexibilisierung des Wärmeverbrauchs zu stärken. So wird der Ersatz von Erdgaskesseln oder fossilen KWK-Anlagen durch elektrische Wärme für Unternehmen, die am Emissionshandel teilnehmen, zum Teil auch durch den damit verbundenen Wegfall kostenfreier CO₂-Emissionszertifikate unattraktiv. Hier eignen sich regulatorische Anpassungen, die mindestens auf eine Gleichstellung beider Optionen hinwirken oder die freie Zuteilung von Zertifikaten stärker als bisher an anderen Kriterien ausrichten. Zudem könnte auch hier die Ermöglichung einer aktiven Teilnahme elektrifizierter, industrieller Verbrauchsanlagen am Regelleistungsmarkt neue Erlösquellen für die Wärmewende ermöglichen. Daneben zählt auch eine Beschleunigung der Genehmigungsprozesse für die mit einer Wärmeelektrifizierung oftmals einhergehende, notwendige Erweiterung der Stromanschlüsse zu bedeutsamen Handlungsfeldern in Gewerbe und Industrie.

⁸ Dies kann auch dafür von besonderer Bedeutung sein, um den Nutzungsgrad der bisherigen EE-Infrastruktur weiter zu erhöhen. So sind insbesondere für negative Regelleistungsprodukte bisher auch Wind- und Solaranlagen präqualifiziert, um im Rahmen der Regelleistungserbringung EE-Strom in Überschusssituationen abzuregeln. Der Markthochlauf der E-Mobilität und elektrischer Wärmeanwendungen bietet hier die Chance, solche Abregelungen zu vermeiden und durch zusätzliche Stromnachfrage am negativen Regelleistungsmarkt zu ersetzen.

Großtechnische Sektorenkopplung

In diesem Bereich liegt der Fokus von Prosuming-Anwendungen anders als in den vorgenannten Anwendungsfällen weniger auf der Erhöhung des Prosuming-Anteils von dezentral erzeugten Stroms, sondern stärker auf der zusätzlichen Nutzbarmachung von EE-Stromerzeugung. Im Falle des Windwärmespeichers wird hierdurch Abregelung von Windstrom in Überschusssituationen vermieden und stattdessen in Form von Wärme nutzbar gemacht. An E-Ladestellen ist Prosuming hochrentabel, und es stellen sich aufgrund begrenzter Dachflächen vorrangig Fragen der EE-Flächenverfügbarkeit. Insbesondere im Falle von regulatorischen Anpassungen zur Erweiterung der EE-Flächenverfügbarkeit von Autobahn-E-Ladestellen könnte mithilfe von Prosuming-Anwendungen deutlich mehr EE-Strom zusätzlich nutzbar gemacht werden (indem zusätzliche Anlagen errichtet werden). Die Installation von Großelektrolyseuren dürfte demgegenüber zwar zu mehr EE-Ausbau führen, jedoch ist dieser Effekt nicht zwingend an Prosuming-Anwendungen festzumachen (vgl. Ausführungen auf Seite 14).



*) zusätzlich zu Dach-PV wird Parkplatz-PV und ein Batteriespeicher installiert

**) zusätzlich wird ein neuer Wind- oder Solarpark in der Nähe installiert, dessen Wirtschaftlichkeit durch den Stromverkauf an die Autobahn-E-Ladestelle erheblich verbessert. Dieser Fall wurde in dieser Studie hinsichtlich seiner Wirtschaftlichkeit analysiert, jedoch wurden keine Flächenpotentiale bewertet.

Anmerkung: Großelektrolyseure sind nicht dargestellt, da sich kein eindeutiger Zusammenhang zw. Prosuming und zusätzlich nutzbarer EE-Stromerzeugung feststellen lässt.

Abbildung 3: Beitrag des Prosuming in der großtechnischen Sektorenkopplung: Ermöglichung einer zusätzlichen Nutzung von EE-Stromerzeugung zur Dekarbonisierung des Wärme- bzw. Verkehrsbereichs

In Hinblick auf regulatorische Handlungsbedarfe ist festzustellen, dass diese zwar existieren, im Vergleich zu den anderen Bereichen jedoch etwas geringer ausfallen. So hängt eine Wirtschaftlichkeit der Anwendungsfälle in der Höhe oftmals von sehr unsicheren Transaktionskosten der Umsetzung ab (Genehmigungen, Planungsprozesse, Akzeptanzfragen). Um insbesondere große Windenergie- und Solarparks per Direktleitung über weite Strecken an Stromverbraucher der

größtechnischen Sektorenkopplung anzuschließen und damit einhergehende Dekarbonisierungs- und Flexibilitätpotentiale nutzbar zu machen, bedarf es deshalb möglicherweise Vereinfachungen oder Beschleunigungen diesbezüglicher Genehmigungs- und Planungsprozesse. Regulatorisch könnte es in diesem Kontext auch von Bedeutung sein, auf die Vermeidung eines volkswirtschaftlich ineffizienten Aufbaus von sehr großflächigen Parallelnetzen zum öffentlichen Stromnetz zu achten, da dies unter Umständen zu einer geringeren Infrastrukturauslastung führen könnte¹⁰. Hierfür könnte unter anderem die Nutzung der Direktleitung regulatorisch beschränkt werden, z. B. auf Zeiträume mit sonstiger Abregelung von EE-Stromeinspeisung im öffentlichen Netz oder auf Fälle, bei denen durch den Anschluss eines großen EE-Parks über die Direktleitung eine Zusatzinvestition in eine steuerbare Anlage und damit die Erbringung von Systemdienstleistungen erst ermöglicht wird (z. B. Batteriegroßspeicher an Autobahn-E-Ladestandort). Besonders im Falle der E-Ladestandorte stellt zudem die politische Unterstützung von innovativen PV-Anlagenkonzepten, wie bspw. der Parkplatz-PV, einen weiteren, geeigneten Ansatz dar, um die Flächenkulisse zu erweitern und dadurch den dezentralen Strombedarf zu größeren Anteilen durch Prosuming zu decken.

Für Windwärmespeicher erweist sich die aktuelle Stromnebenkostenbelastung des Prosuming-Stroms, besonders der Wegfall der EEG-Umlage, grundsätzlich als förderlich für eine Wirtschaftlichkeit von Prosuming-Anwendungen. Eine Wirtschaftlichkeit des Anschlusses von Bestandswindparks an nahegelegene Bestandswärmenetze in Bundesländern mit hoher Ausfallarbeit dürfte weitestgehend gegeben sein – allerdings nur in der Voraussetzung, dass ein im heutigen regulatorischen Rahmen bestehendes, zentrales Hindernis für die Wirtschaftlichkeit der Alternativnutzung von ansonsten netzbedingt abgeregelten Windstrommengen überwunden wird. So entstehen durch das Entfallen der bei Abregelung durch den Netzbetreiber bestehenden Entschädigungsansprüche im Rahmen von Einspeisemanagement- bzw. Redispatchmaßnahmen (u. a. § 14 EEG 2021, §§ 13, 13a EnWG) Opportunitätskosten, die Investitionen in Windwärmespeicher in nahezu allen Fällen unrentabel machen dürften. Für Investoren in EE-Anlagen mit Standort in EE-intensiven Verteilnetzgebieten sind deshalb Anreize zur Investition in Konzepte zur Vermeidung von Abregelungen bzw. zur Alternativnutzung ansonsten abgeregelten Stroms (wie z.B. Windwärmespeicher) zu schaffen. Erreicht werden könnte dies bspw. durch eine Besserstellung von EE-Anlagen mit einem solchen Konzept bei den Netzanschlusskosten.

¹⁰ Weitere Ausführungen hierzu in Kapitel 1.2

Großelektrolyseure erhalten im aktuellen regulatorischen Umfeld durch die umfangreichen Befreiungen des Netzstrombezugs verhältnismäßig wenig Anreiz für Prosuming. Dies ist aus Systemsicht jedoch nicht zwingend als problematisch zu bewerten. Denn immer wenn die Stromnebenkostensparnis des Prosumings („Prosuming-Vorteil“) den Stromverbrauch vor dem Einspeisepunkt übermäßig anreizt, also potentielle Stromverkaufserlöse selbst in den Stunden noch überkompensiert, in denen der Strom im öffentlichen Netz einen hohen Wert hätte¹¹, immer dann kann Prosuming auch ineffizient werden. Das kann zum Beispiel dazu führen, dass Elektrolyseure CO₂-Emissionen des Gesamtsystems erhöhen, wenn sie sich zu stark am Erzeugungsprofil der ihr zugeordneten lokalen EE-Anlage orientieren, obwohl im Gesamtsystem bereits eine hohe Residuallast herrscht. Abbildung 4 zeigt dies exemplarisch anhand einer Skizze der PV-Rampenstunden eines Beispieltages auf, in denen ein übermäßiger Prosuming-Anreiz für einen über Direktleitung verbundenen Elektrolyseur zu einer Nicht-Einspeisung und einem Mehrverbrauch in Stunden mit bereits hoher Residuallast (= hohen Strompreisen) führen könnte.

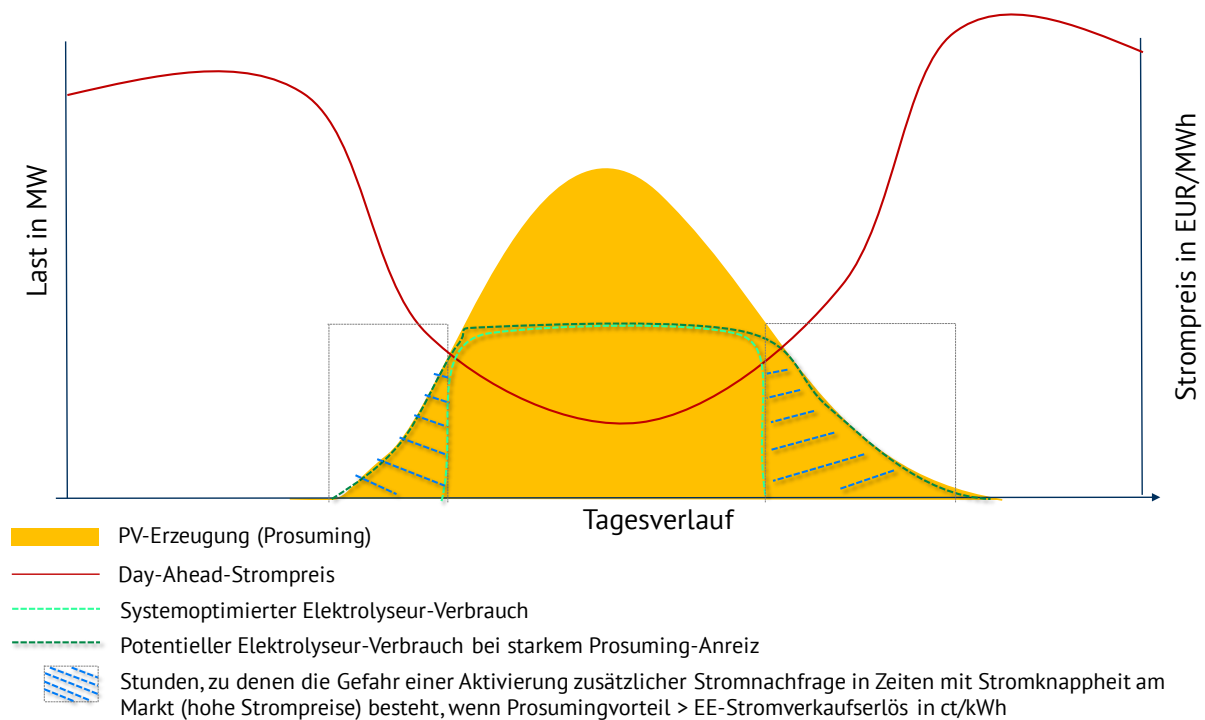


Abbildung 4: Beispielskizze der untertätigen Optimierung der Stromvermarktung bzw. des Strombezugs eines Prosuming-Elektrolyseurs in Kombination mit einer über Direktleitung verbundenen PV-Anlage

¹¹ Über das Strompreissignal gibt der Strommarkt einen Hinweis darauf, welchen Wert die Einspeisung im Marktgebiet gerade hätte. Hier gilt: Je höher der Strompreis, desto höher die Residuallast und desto höher der Wert einer EE-Einspeisung, bspw. auch um fossile Residuallastkraftwerke zu verdrängen.

Zwei Ansätze für regulatorische Gegenmaßnahmen, die diese Ineffizienz begrenzen oder vermeiden, sind:

- (A) Vorgaben, EE-Einzelanlagen gezielt zusätzlich zum Elektrolyseur zu errichten und
- (B) eine Begrenzung der Stromnebenkostensparnis.

Doch auch eine Gleichsetzung von Prosuming und Netzstrombezug führt zu Ineffizienz, da zusätzlicher Stromtransport die Systemkosten erhöht. In Summe ist bei (A) und (B) daher darauf zu achten, dass durch sie ein ausgewogenes Gleichgewicht zwischen einerseits dem Anreiz, Strom bei hoher Residuallast ins Netz einzuspeisen und nicht zusätzlichen Verbrauch anzuregen, und andererseits der angemessenen Berücksichtigung des Einflusses der Entfernung von Stromerzeugung und Stromnachfrage auf Systemeffizienz und Netzkosten. Der Strommarkt und die starre Nebenkostensystematik bietet in der heutigen Form jedoch keine Möglichkeit, Systemkosten durch Stromtransport und -verteilung präzise und zeitlich aufgelöst zu adressieren. Dennoch besteht ein wichtiges Handlungsfeld im Bereich der Großelektrolyseure darin, eine EE-erzeugungsnahe Standortwahl anzureizen. Aktuell gehen mit einer solchen Standortwahl trotz ihrer Bedeutung für das Stromsystem kaum monetäre Vorteile einher, sondern aufgrund der damit ggf. verbundenen, größeren Distanz zu Abnehmern des Wasserstoffs eher potentielle Nachteile. Durch entsprechende regulatorische Anpassungen könnte das Flexibilitätspotential zum netzdienlichen Einsatz stärker nutzbar gemacht werden. Prosuming-Anwendungen können zweifelsfrei einen Anreiz für eine solche Standortwahl schaffen, jedoch müssen Maßnahmen zur regionalen Zubausteuerung von Elektrolyseuren nicht grundsätzlich in Verbindung mit Prosuming stehen. Auch andere Maßnahmen, wie bspw. eine Einschränkung der Befreiung von Netzentgelten für Elektrolyseure lediglich in Netzbereichen mit hohem EE-Anteil wären hier denkbar.

1. ENERGIE- UND VOLKSWIRTSCHAFTLICHE MOTIVATION FÜR PROSUMING

1.1. POTENTIELLE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE VOR- UND NACHTEILE

Überblick

In allen in dieser Studie untersuchten Anwendungsfällen kann Prosuming zu einer Synchronisation von dezentraler Stromerzeugung und -verbrauch vor dem Netzanschlusspunkt führen. Dies birgt den potentiellen Vorteil, dass der in Deutschland erzeugte Strom zu geringeren Anteilen weite Strecken über das Stromnetz transportiert werden muss.

Entsprechend kann sich Prosuming reduzierend auf den Umfang von Netzverlusten sowie den Netzausbaubedarf auswirken. Insbesondere im Bereich der mit Standardlastprofilen (SLP) bilanzierten Endkunden ohne 15-minütliche Leistungsmessung (Haushalte, kleine Gewerbe) besteht hierfür allerdings ein verhältnismäßig geringer wirtschaftlicher Anreiz. Führen Prosuming-Anwendungen in ländlichen Regionen mit geringen Stromverbräuchen, hohen SLP-Kundenanteilen und hoher PV-Durchdringung zu einer verstärkten Überschusseinspeisung an Solarstrom in den Mittagsstunden, so kann sich dies umgekehrt entsprechend auch negativ auf die Netzstabilität bzw. erhöhend auf den Netzausbaubedarf auswirken. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn der dezentrale Zubau von Erzeugungsanlagen nicht gleichzeitig mit dem Ausbau flexibel steuerbarer Verbrauchs- oder Speicheranlagen einhergeht.

Jedoch bergen nahezu alle untersuchten Prosuming-Anwendungsfälle ein hohes Potential, die Wirtschaftlichkeit eines Zubaus eben solcher steuerbarer Anlagen zu erhöhen bzw. zur Aktivierung von deren Flexibilität beizutragen. Diese Flexibilität kann je nach Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens sowohl dem Strommarkt, dem Stromnetz, dem Wärmenetz und/oder anderen Infrastrukturen zu Gute kommen. Da Niedrigpreise am Strommarkt vorrangig während Einspeisespitzen deutscher EE-Anlagen entstehen und ein gewisses Maß an Korrelation zwischen der Einspeisung dezentraler und am Strommarkt vermarkteter EE-Anlagen existiert, kommt eine Prosuming-bedingte Synchronisation von Verbrauchslasten mit der dezentralen Erzeugung zu einem gewissen Grad automatisch auch den EE-Anlagen am Strommarkt zu Gute.¹² Demgegenüber hängt die Ausschöpfung des durch Prosuming erhöhten Flexibilitätspotentials für das Stromnetz viel stärker vom regulatorischen Rahmen ab. Die Synchronisation dezentraler Erzeugung und dezentralen Verbrauchs führt zwar grundsätzlich zu

¹² Dies gilt vorrangig für Stromverbräuche mit 15-minütlicher Leistungsmessung und Bilanzierung.

niedrigerer Netzeinspeisung, bzw. -bezugslast, allerdings müssen für eine systemoptimale Nutzung darüberhinausgehender Flexibilitätspotentiale, wie bspw. die Erbringung von Systemdienstleistungen durch PtH-Anlagen oder Gewerbe-Batteriespeicher, geeignete regulatorische Rahmenbedingungen gesetzt werden. Dabei können Zielkonflikte die Umsetzung geeigneter Maßnahmen erschweren. Ein Beispiel hierfür sind Vereinfachungen für PtH-Anlagen zur Erbringung negativer Regelleistung, indem dabei auftretende Lastspitzen bei der Netzentgeltberechnung unberücksichtigt bleiben. Denn trotz des Beitrags zur Übertragungsnetzstabilisierung können hierdurch lokale Lastspitzen entstehen, die den Aufwand des Netzmanagements für Verteilnetzbetreiber erhöhen. Tabelle 2 fasst die energiewirtschaftlichen Vor- und Nachteile übersichtlich zusammen.

Tabelle 2: Potentielle energiewirtschaftliche Vor- und Nachteile des Prosuming

POTENTIELLE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE VORTEILE	BETROFFENE ANWENDUNGSFÄLLE	ABHÄNGIGKEIT DES VORTEILS VON DER AUSGESTALTUNG DES REGULATORISCHEN RAHMENS FÜR PROSUMING
Reduktion des Netzausbaubedarfs und der Netzverluste durch Synchronisation lokaler Erzeugung und lokalen Verbrauchs	Alle	Niedrig bei Kunden mit bzw. hoch bei Kunden ohne 15-minütliche Leistungsmessung
Anreize für den Zubau steuerbarer Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlagen und zur Flexibilisierung des Lastverhaltens, dadurch...	v. a. Gewerbe & Industrie, Windwärmespeicher, E-Ladestandort, ggf. Großelektrolyse und Wohnbereich	
> ...Erhöhung des Potentials für netzstabilisierende Systemdienstleistungen	s. o.	Hoch
> ...Erhöhung des Potentials zur Vermeidung neg. Strompreise und Dämpfung der Marktwertkannibalisierung von EE-Anlagen	s. o.	Mittel, da ohnehin ein gewisses Maß an Korrelation der Einspeisung dezentraler und am Strommarkt vermarkteter EE-Anlagen existiert
POTENTIELLE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE NACHTEILE	BETROFFENE ANWENDUNGSFÄLLE	ABHÄNGIGKEIT DES NACHTEILS VON DER AUSGESTALTUNG DES REGULATORISCHEN RAHMENS FÜR PROSUMING
Erhöhte Abregelung bzw. Netzausbaubedarf durch das Entstehen neuer Erzeugungs- bzw. Verbrauchsspitzen im Verteilnetz	Wohnbereich, Gewerbe	Niedrig bei Kunden mit bzw. hoch bei Kunden ohne 15-minütliche Leistungsmessung

Auswirkungen auf den Strommarkt: Annahmen der Szenariovergleichsrechnung

Zur Quantifizierung der Auswirkungen eines Mehr an Prosuming wurden zwei Strommarktszenarien für das Zieljahr 2030 erstellt und miteinander verglichen. Hierzu wurde das eigens von Energy Brainpool entwickelte, europäische Fundamentalmodell Power2Sim herangezogen.¹³

In beiden Szenarien werden die EE-Ausbauziele gemäß des EEG-Referentenentwurfs 2022 bis 2030 ebenso erreicht, wie der vollständige Kohleausstieg. Hinsichtlich der Sektorenkopplung und Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors wurden die Pläne der Ampel-Koalition bei der Strommarktmodellierung berücksichtigt. So findet bis 2030 ein besonders steiler Anstieg auf einen E-Mobilitäts-Stromverbrauch von 63 TWh Berücksichtigung, Elektrolyseure erzeugen aus rund 30 TWh Strombezug etwa 21 TWh Wasserstoff und Wärmepumpen und Power-to-Heat(PtH)-Anlagen verbrauchen 22 TWh Strom (Dekarbonisierung des Wärmesektors um 50 Prozent). Für die Commodity-Preisentwicklung wird bis 2030 von einer Erholung von der aktuellen Energiepreiskrise und von einem mittleren Preispfad ausgegangen.¹⁴ Im Ergebnis steht in beiden Szenarien ein in der Zukunft stark dezentralisiertes Energiesystem.

Wenngleich Prosuming zu einem erhöhten EE-Ausbau in bestimmten Marktsegmenten führen kann, wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass durch den Beitrag des Prosuming zur EE-Zielerreichung der Ausbau zentraler Solar- bzw. Windparks an Land, die ihren Strom rein am Strommarkt vermarkten, geringer ausfallen wird. Erhöht sich also der EE-Ausbau durch Prosuming, werden die ambitionierten EE-Ausbauziele des EEG-Referentenentwurfs 2022 nicht übertroffen, sondern es ist weniger Ausbau großer EE-Parks zur Zielerreichung notwendig.

Untersuchungsgegenstand der Analyse der Strommarktauswirkungen des Prosuming ist vielmehr der gestiegene Anreiz für flexibles Lastverhalten. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen der Prosuming-Anwendungsfälle aus Kapitel 4 legen nahe, dass Prosuming insbesondere zu einer verstärkten Flexibilisierung des Ladeverhaltens von E-Ladesäulen, Sektorenkopplungs- und Anlagen zur Wärmebereitstellung führen kann. Grundsätzlich ist ein gewisses Maß an Flexibilisierung dieser Anwendungen bis 2030 auch ohne verstärkte Prosuming-Aktivitäten zu erwarten, jedoch dürften sich durch regulatorische Anreize für Prosuming insbesondere de-

¹³ Eine Modellbeschreibung ist dem Anhang B) (S. 90) zu entnehmen.

¹⁴ Da Erdgas nicht mehr aus Russland per Pipeline importiert wird, orientiert sich der Erdgaspreis am LNG-Weltmarktpreis, der ausgehend von Analysen Energy Brainpools zu US-LNG-Exportkosten mit 22 EUR/MWh in 2030 angenommen wird. Für den Steinkohle- (100 USD/t) und CO₂-Preis (79 EUR/t) in 2030 werden die Werte des World Energy Outlook 2021 der International Energy Agency herangezogen.

zentrale Flexibilitätpotentiale im Wohngebäude- und Gewerbebereich gezielter aktivieren lassen. Ein Beispiel hierfür sind PtH-Anlagen. Anstelle vorrangig zur Flexibilisierung von Fernwärme-KWK-Anlagen eingesetzt zu werden, könnten sie besonders im Zusammenspiel mit dezentralen EE-Stromerzeugern verstärkt zu einer Lastflexibilisierung auch in Gewerbe und Industrie führen.

Entsprechend wurde im Szenario „Prosuming“, im Vergleich zum Szenario „Referenz“, ein erhöhtes Maß an Lastflexibilität angenommen. Tabelle 3 gibt einen qualitativen Überblick hierüber. In Summe ergibt sich eine zusätzliche Flexibilisierung von knapp 38 TWh Stromnachfrage, anteilig an 658 TWh Gesamtbruttostromverbrauch.

Tabelle 3: Vergleich der beiden Strommarktszenarien „Prosuming“ und „Referenz“ in Hinblick auf Unterschiede in der Flexibilität des Lastverhaltens von Sektorenkopplungs- und Elektrifizierungstechnologien

Flexibilität	Szenario „Prosuming“ 2030	Szenario „Referenz“ 2030	Status Quo (2022)
Lastverhalten E-Mobilität	Sehr Hoch	Mittel bis Hoch	Niedrig
Lastverhalten Elektrolyseure	Sehr Hoch	Mittel bis Hoch	N/A
Lastverhalten Power-to-Heat	Sehr Hoch	Mittel bis Hoch	Sehr Niedrig
Ausbau Batteriespeicher	Hoch	Hoch	Niedrig

Auswirkungen auf den Strommarkt: Ergebnisse der Szenariovergleichsrechnung

Als Kernresultat der erhöhten Flexibilisierung ergibt sich eine veränderte Strompreisstruktur, eine verringerte Anzahl negativer Strompreise und eine leicht verbesserte Wirtschaftlichkeit von EE- bzw. insbesondere PV-Anlagen.

So fällt die Anzahl negativer Strompreise im Szenario „Prosuming“ mit 460 Stunden um rund 19 Prozent niedriger aus als im Szenario „Referenz“ (571 Stunden).¹⁵

Der Vermarktungswert und damit die Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen verbessert sich demgegenüber um vier Prozent, da der preissenkende Merit-Order-Effekt („Kannibalisierung“) der Solarenergie, der sich aus der gleichzeitigen Einspeisung vieler Solaranlagen mit Grenzkosten von rund 0 EUR/MWh ergibt, durch Lastverschiebungen vorgenannter, flexibilisierter Sektorenkopplungstechnologien in die Mittagsstunden, besser abgedämpft wird. Bei der Windenergie be-

¹⁵ Die Anzahl negativer Strompreise ist stark wetterabhängig. Beide Szenarien basieren auf der Wind- und Solareinspeisung, sowie den Tagestemperaturen des durchschnittlichen Wetterjahrs 2009.

trägt dieser Effekt rund zwei Prozent. Während die Windenergie besonders von der Flexibilisierung elektrischer Wärmeanwendungen profitiert, kommt der Solarenergie besonders das flexible Ladeverhalten von E-Fahrzeugen zu Gute.

1.2. POTENTIELLE VOLKSWIRTSCHAFTLICHE VOR- UND NACHTEILE

Tabelle 4 bietet einen Überblick über potentielle volkswirtschaftliche Vor- und Nachteile des Prosumings. So geht eine dezentrale Verteilung des deutschen Kraftwerksparks auf viele Dach- und Flächenbesitzer mit einer gleichmäßigeren Verteilung der wirtschaftlichen Chancen (Produzentenrente) und Risiken (Investitionsrisiken) der EE-Stromerzeugung einher. Insbesondere für den Fall von Stromlieferungen an Dritte vor dem Netzanschlusspunkt stellt Prosuming zudem eine von mehreren Möglichkeiten dar (wie z. B. auch PV-Dachkataster), besitzstrukturbedingte EE-Ausbauhindernisse zu überwinden und Flächenpotentiale besser auszunutzen. Außerdem können die energiewirtschaftlichen Vorteile eines durch Prosuming angereizten, flexiblen Lastverhaltens steuerbarer, dezentraler Stromverbrauchsanlagen (steigende EE-Marktwerte, sinkende Anzahl negativer Strompreise) auch zu volkswirtschaftlich niedrigeren Kosten für die Förderung des EE-Ausbaus führen.

Demgegenüber bergen Prosuming-Anwendungen jedoch stets das Risiko adverser Verteilungseffekte. Jede Abgaben-, Entgelt- oder Umlagebefreiung für eine zunehmende Anzahl an Prosumern muss auf die restlichen Stromverbraucher (Nicht-Prosumer) umgelegt werden. Dadurch steigen die Stromkosten für Nicht-Prosumer an, wodurch sich wiederum der Anreiz zum Prosuming erhöht. Dies kann insbesondere im Bereich der Privathaushalte zu Verwerfungen führen. Da grundsätzlich davon auszugehen ist, dass bspw. die Anschaffung einer PV-Anlage, eines Batteriespeichers und/oder eines E-Fahrzeugs in der Phase des Markthochlaufs eher durch Verbrauchergruppen mit höheren Einkommen geschieht, würden vor allem Verbraucher mit niedrigem Einkommen überproportional mit erhöhten Stromnebenkosten belastet. Bei regionaler Ungleichverteilung der Verbrauchergruppen kann dies darüber hinaus auch zu regionalen Verwerfungen führen. Ein denkbarer Lösungsansatz zur Abfederung solcher Verteilungseffekte könnte eine Erhöhung des Grundpreisanteils an den Stromkosten darstellen, der unabhängig von den aus dem Netz bezogenen kWh zu leisten ist.

Darüber hinaus besteht für die Anwendungsfälle der großtechnischen Sektorenkopplung, insbesondere für Windwärmespeicher und E-Ladestandorte, das Risiko des Aufbaus eines sehr großflächigen, zweiten Leitungsnetzes parallel zum öffentlichen Stromnetz. Werden bspw. EE-Parks aufgrund der im Vergleich zum Strommarkt deutlich höheren Stromverkaufspreise an E-Ladestandorten über ein großflächiges Parallelnetz mit Autobahn-E-Ladestandorten verbunden, so reduziert dies die Auslastung des öffentlichen Stromnetzes. Dabei sollte das Stromnetz aus volkswirtschaftlicher Sicht als staatlich reguliertes, natürliches Infrastruktur-Monopol grundsätzlich möglichst optimal ausgelastet werden. Insofern könnten regulatorische Maßnahmen darauf abzielen, eine Nutzung dieser Direktleitungen an der Zusätzlichkeit der EE-Stromerzeugung auszurichten. Beispiel hierfür sind Vorgaben, dass für dieses Geschäftsmodell lediglich ansonsten abgeregelte Strommengen oder Strom aus neuen EE-Parks vermarktet werden darf.

Tabelle 4: Potentielle volkswirtschaftliche Vor- und Nachteile des Prosuming

POTENTIELLE VOLKSWIRTSCHAFTLICHE VORTEILE	BETROFFENE ANWENDUNGSFÄLLE	ABHÄNGIGKEIT DES VORTEILS VON DER AUSGESTALTUNG DES REGULATORISCHEN RAHMENS FÜR PROSUMING
Gleichmäßigere Verteilung der Produzentenrente aus der EE-Stromerzeugung auf die Bevölkerung, dadurch ggf. auch Akzeptanzsteigerung	v. a. Wohnbereich und kleine Gewerbe, ggf. Windwärmespeicher und E-Ladestandort (falls Prosuming zu niedrigeren Heiz-/Tankkosten führt)	Niedrig, solange Prosuming in den betreffenden Anwendungsfällen wirtschaftlich umgesetzt werden kann
Bessere Ausnutzung von Investitions- bzw. Risikokapital und Flächenpotentialen	Alle	Niedrig, solange Prosuming wirtschaftlich umgesetzt werden kann
Niedrigerer Förderbedarf für erneuerbare Energien (im Falle steigender EE-Marktwerte und weniger negativer Strompreise)	Alle	Mittel, nur insofern Prosuming Flexibilitätspotentiale für den Strommarkt aktiviert

POTENTIELLE VOLKSWIRTSCHAFTLICHE NACHTEILE	BETROFFENE ANWENDUNGSFÄLLE	ABHÄNGIGKEIT DES NACHTEILS VON DER AUSGESTALTUNG DES REGULATOR. RAHMENS FÜR PROSUMING
Verteilungseffekte: Erhöhte Belastung mit netzbezugsgekoppelten Stromnebenkosten für Nicht-Prosumer	Alle, aber v.a. für arbeitspreintensiv bepreiste Endverbrauchergruppen im Wohnbereich relevant	Sehr hoch, abhängig von Abgaben- und Umlagensystematik
Gefahr der Verstärkung wirtschaftlicher Ungleichgewichte zwischen Regionen, bei Konzentration des EE-Ausbaus auf kapitalstarke Regionen	Wohnbereich, Kleingewerbe	Niedrig, regulatorische Eingriffsmöglichkeiten zur regionalen Steuerung vermutlich beschränkt
Gefahr des Aufbaus großflächiger, paralleler Stromleitungsnetze	E-Ladestandort, Windwärmespeicher, ggf. Großelektrolyse	Hoch, aber durch einfache regulatorische Vorgaben vermeidbar

2. ÜBERSICHT: ANWENDUNGSFÄLLE FÜR PROSUMING UND IHRE RAHMENBEDINGUNGEN IN DEUTSCHLAND

2.1. BEGRIFFSDEFINITION „PROSUMING“

Ausgehend davon, dass sowohl die Produktion (Producer) als auch der Verbrauch (Consumer) von Strom derselben Entität oder demselben Netzanschlusspunkt zufallen, existieren viele Varianten an Detaildefinitionen für „Prosuming“. Manche Definitionen grenzen den Begriff etwas enger (Personenidentität und/oder Erzeugung und Verbrauch hinter dem Zähler), manche etwas weiter ab (u. a. inklusive Verteilnetzlieferungen an Dritte, z. B. innerhalb von Energy-Communities). Denkbar ist sowohl „Prosuming“ mit fossilen Kraftwerken (z. B. KWK), als auch mit EE-Anlagen. Im Rahmen dieser Studie wird Prosuming im Sinne der Energiewende als Stromerzeugung aus dezentralen EE-Anlagen und erzeugungsnahe Stromverbrauch vor dem Netzanschlusspunkt definiert.

2.2. ANWENDUNGSFÄLLE IM WOHNGEBÄUDEBEREICH

Tabelle 5: Übersicht der Anwendungsfälle im Wohngebäudebereich [Quelle: Eigene Berechnungen des Fraunhofer ISE]

Akteursstruktur	Anwendungsfall	Sub-anwendungsfall	Strombedarf	PV-Potentiale
Einfach	Einfamilienhaus (EFH) (1–4 Personen)	PV + (Bat)	1,2–3,5 MWh	5–15 kW
		PV + (Bat) + E-Mob (1) + WP	19,0–21,3 MWh	
Komplex	Mieterstrom in Mehrfamilienhaus (MFH) 6 teilnehmende Parteien	PV + (Bat)	12,7 MWh	20–40 kW
		PV + (Bat) + E-Mob (6)	29,6 MWh	
Komplex	Mieterstrom in Mischquartier mit Supermarkt (MFH) 12 teilnehmende Parteien	PV	464 MWh	40–80 kW
		PV + E-Mob (12)	464 MWh	
Einfach	Wohnungseigentümergeinschaft (WEG) – Allgemeinstrom (WP) 8 teilnehmende Parteien	PV + (Bat)	37 MWh	20–40 kW
Komplex	Wohnungseigentümergeinschaft (WEG) – Allgemeinstrom und Wohnungsstrom 8 teiln. Parteien	PV + (Bat) + E-Mob + WP	70 MWh	20–40 kW

Im Wohngebäudebereich ist grundsätzlich zwischen drei verschiedenen Prosuming-Konstellationen zu unterscheiden: Einfamilienhäuser (EFH), Mieterstromprojekte in Mehrfamilienhäusern (MFH) und MFH mit Wohnungseigentümergeinschaften (WEG).

Einfamilienhaus

Bei EFH sind meist ähnliche Verhältnisse anzutreffen. Grundlegende Unterschiede bei den Voraussetzungen für Prosuming liegen vor allem bei der Anzahl der Bewohner des EFH und der Nutzung von Wärmepumpen und Elektroautos, da diese starken Einfluss auf den Strombedarf und damit die Möglichkeiten für Eigenverbrauch haben. Ebenfalls relevant für den Eigenverbrauch ist die Nutzung von Batteriespeichern. Für die folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wird bei spezifischen Fallbeispielen von 1 bis 4-Personenhaushalten mit jährlichen Stromverbräuchen von 1,2 bis 3,5 MWh bzw. beim Einsatz von Sektorenkopplungstechnologien von 19,0 bis 21,3 MWh ausgegangen. Die Grundlage für die Verbrauchsdaten liefern beispielhafte synthetische Lastprofile aus dem Fraunhofer ISE-eigenen Lastprofilgenerator SynPRO (Synpro, 2022). Hinsichtlich der PV-Potentiale sind bei EFH lokal sehr unterschiedliche Gegebenheiten vorzufinden. Durchschnittliche PV-Anlagengrößen auf EFH liegen aktuell bei 8 bis 9 kW (Auswertung Energy Brainpools auf Basis Marktstammdatenregister). Für die folgenden Beispielrechnungen soll von Anlagengrößen zwischen 5 und 15 kW ausgegangen werden.

Mieterstrom in Mehrfamilienhäusern und Quartieren

Mieterstromprojekte lassen sich je nach Größe des Mietobjekts und der Mieterzusammensetzung differenzieren. Hierdurch gibt es im Bestand der Mietobjekte eine große Bandbreite von Ausgangssituationen. Bei den untersuchten Fallbeispielen für diese Studie soll zwischen einem typischen Mietshaus mit 8 Parteien und einem Mischquartier mit 2 Mietshäusern mit jeweils 8 Parteien und einem Supermarkt unterschieden werden. Die Hausgröße wurde gemäß dem Haustyp mit dem größten PV-Potential für Mieterstromprojekte im deutschen Gebäudebestand gewählt. Ein weiteres entscheidendes Merkmal der Falldefinition eines Mieterstromprojektes ist die Teilnehmerquote. Diese wurde mit 75 Prozent angesetzt, was einer Teilnahme von 6 aus 8 Haushalte am Mieterstromprojekt entspricht. Ein zusätzliches Merkmal zur Definition des Anwendungsfalls ist das Vorhandensein von Ladestationen für Elektroautos. Elektrische Heiztechnologien wie Wärmepumpen spielen aufgrund von Hürden bei der Nebenkostenabrechnung bisher noch selten eine Rolle in Mieterstromprojekten. Für die in Kapitel 4 folgenden Wirtschaftlichkeitsrechnungen wird bei spezifischen Fallbeispielen mit Stromverbräuchen pro Woh-

nung von 2,1 MWh kalkuliert (Bedarfe und Lastkurve auf Basis SynPRO). Besitzen die Mieterstromteilnehmer E-Autos bzw. sind für diese Ladestationen vorgesehen steigt der Stromverbrauch einer Partei auf 4,9 MWh. Wie bei EFH sind auch bei MFH die PV-Potentiale lokal sehr unterschiedlich. Durchschnittliche PV-Anlagengrößen auf MFH liegen aktuell bei 26 kW (Auswertung Energy Brainpools auf Basis Marktstammdatenregister). Für die folgenden Beispielrechnungen soll von Anlagengrößen von 20–40 kW ausgegangen werden.

Wohnungseigentümergeinschaften

WEG lassen sich wie Mieterstromprojekte nach der Größe des Wohngebäudes unterscheiden. Um eine gewisse Vergleichbarkeit herzustellen, wird für die WEG bei Beispielrechnungen von derselben Anzahl an Haushalten ausgegangen, wie bei MFH, mit dem Unterschied, dass eine vollständige Teilnahmequote angenommen wird.

Unter der Annahme regulatorischer Änderungen, ist bei WEG der Fall vorstellbar, dass der erzeugte PV-Strom nicht nur, wie aktuell am häufigsten umgesetzt, für den Allgemeinstrom verwendet, sondern dieser, nach gewissen rechtlichen Anpassungen bei der Definition von Eigenverbrauch, auch in den einzelnen Wohnungen verbraucht wird.

Prosuming-Modelle in WEG, in denen die PV-Erzeugung nur für den Allgemeinstrom verwendet wird, sind nur bei Vorhandensein von strombasierten Heiztechnologien wirtschaftlich rentabel. Daher wird für WEG das Vorhandensein einer Wärmepumpe und eines Heizstabs vorausgesetzt. Bei der allgemeinen Nutzung des PV-Stroms von allen Wohnungseigentümern lassen sich darüber hinaus noch Elektroautos in das Prosuming-Konzept einbinden. Auf Basis der Definition der Prosuming-Fälle für WEG ergibt sich für die Allgemeinstromnutzung ein Strombedarf von 37 MWh und bei der Nutzung für Allgemeinstrom und Wohnungen bzw. E-Autos ein Strombedarf 70 MWh (Bedarfe und Lastkurve auf Basis SynPRO). Die PV-Potentiale wurden analog zu den Mieterstromanwendungsfällen gewählt.

2.3. ANWENDUNGSFÄLLE IN GEWERBE UND INDUSTRIE

Tabelle 6: Übersicht der Anwendungsfälle in Gewerbe und Industrie

	Büro (nicht-produz. Gewerbe)	produzierendes Gewerbe	Sensitivität: Großindustrie
Mitarbeiterzahl	< 50	215	
Bedarf Strom	170 MWh/a	6 GWh/a	
-Max. Last (exkl. E-Mob/Wärme)	77 kW	1.300 kW	
-Laststruktur	Tageslastgang, Werktage	Werktage inkl Nachtschicht	
Bedarf Wärme	160 MWh/a	12 GWh/a	
-davon Hochtemperatur (>250°C)	0%	50 %	<i>siehe "produz. Gew- erbe"</i>
-Max. Last (inflexibel)	164 kW	3.100 kW	
-Laststruktur	tages- und winterlastig (Raumwärme, Warmwas- ser)	gleichmäßiger (Prozesswärme)	
Bedarf E-Mobilität	5–20 Fahrzeuge	50–200 Fahrzeuge	
PV-Potential	167 kWp	3,15 MWp	
KWK-Anlage	nein	0,5 MW	
Strombezugspreis 2030	19,3 ct/kWh	18,3 ct/kWh	9,1 ct/kWh
-davon Großhandelspreis (RLM)	6,3 ct/kWh	6,6 ct/kWh	6,6 ct/kWh
-davon NNE-Leistungspreis	55 EUR/kW (Mittelspannung)	55 EUR/kW (Mittelspannung)	80 EUR/kW (Hochspannung)

Der Gewerbe- und Industriesektor ist hinsichtlich des Prosuming-Potentials kaum einheitlich darstellbar. Je nach Branche und Größe der Unternehmen gibt es massive Unterschiede, beispielsweise bei der Höhe des Energieverbrauchs, bei den maßgeblichen Energieträgern (Strom vs. Gas), beim Lastprofil (Tageslastgänge vs. Schichtarbeit mit Nachtschichten), oder bei der verfügbaren Fläche für PV- bzw. EE-Anlagen (kein eigenes Dach vs. großer Parkplatz vs. großes Industriedach). Der Bereich des nicht-produzierenden Gewerbes ist darüber hinaus bereits für sich genommen sehr heterogen. Ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal ist dabei, ob das Unternehmen eigene Gebäude nutzt oder zur Miete mit vielen anderen Parteien ein Gebäude teilt. Das bedeutet typischerweise, dass auch Dach- und Parkflächen sowie Heizsysteme gemeinschaftlich

genutzt werden, und dass der Entscheidungsspielraum für Investitionen eingeschränkt ist gegenüber denjenigen Firmen mit eigenen Immobilien. Im Bereich der industriellen Produktion ist ein wichtiges Unterscheidungskriterium, inwiefern Hochtemperatur-Prozesswärme benötigt wird. Diese kann in einigen Fällen nur durch Verbrennung bereitgestellt werden (Erdgas, Erdöl, Biomasse, Wasserstoff) und überwiegt häufig den Energiebedarf für Strom. Manche dieser Prozesse können zwar direktelektrifiziert werden, jedoch sind nach heutigem Stand (2022) entsprechende Hochtemperatur-Wärmespeicher ($> 250\text{ °C}$) noch nicht kommerziell verfügbar. Eine stromsystemdienliche Flexibilisierung dieser elektrifizierten Lasten würde also schwierig umzusetzen sein.

Für die in dieser Studie unternommenen Analysen sind drei beispielhafte Anwendungsfälle definiert, die trotz der hohen Heterogenität der Sektoren als verhältnismäßig repräsentative Fälle ausgewählt wurden. Der erste Anwendungsfall ist ein kleineres, nicht-produzierendes Gewerbe, der zweite ein mittelständisches produzierendes Gewerbe. Als Sensitivität zum zweiten Anwendungsfall wird noch ein großer industrieller Betrieb betrachtet. Die Spezifikation der Anwendungsfälle ist in Tabelle 6 dargestellt und greift die folgenden Kriterien auf: Der Strombedarf in seiner Jahressumme und Tagesstruktur (inkl. der elektrischen Höchstlast ohne Verbrauch aus E-Mobilität oder Wärmeversorgung); der Wärmebedarf, unterteilt in speicherbare Niedertemperaturwärme ($< 250\text{ °C}$) und Hochtemperaturwärme ($> 250\text{ °C}$), in seiner Jahressumme und Tagesstruktur (inkl. der Höchstlast bei inflexiblem Lastverhalten); der Strombedarf für E-Mobilität für Firmenwagen oder Fahrzeuge der Mitarbeitenden bzw. Dritter (z. B. Fahrzeuge von Besuchern) und das Potential zur Installation von PV-Anlagen (Stromerzeugung). Für produzierende Gewerbe wurde zudem eine KWK-Anlage bei wärmegeführter Auslegung auf 5.000 Volllaststunden (Strom- und Wärmeerzeugung) berücksichtigt.

Aus der Struktur des Netzstrombedarfs ergibt sich in allen Fällen der anzusetzende Großhandelspreis für den jeweiligen Anwendungsfall. Der Strombezugspreis inklusive Stromnebenkosten unterscheidet sich weiter dahingehend, dass die Nebenkosten- und Netzentgeltbelastung je nach Netzanschlussebene und Jahresstromverbrauch unterschiedlich hoch ausfallen. Für die Netznutzungsentgelte (NNE) wird Dresden als exemplarischer Durchschnittsstandort für die Mittelspannungsebene in Deutschland im Jahr 2020 ausgewählt (Sachsen Netze, 2022). Der Großhandelspreisanteil ergibt sich als profil-gewichteter Beschaffungspreis entsprechend der Stundenpreise des Strommarktszenarios „Referenz“¹⁶ für das Jahr 2030.

¹⁶ Vgl. Szenariobeschreibung in Kapitel 1.1

Nicht-produzierendes Gewerbe

Bei diesem Anwendungsfall handelt es sich um ein Unternehmen mit weniger als 50 Mitarbeitenden, die überwiegend Büroarbeit verrichten und teilweise mit Elektrofahrzeugen zur Arbeit kommen (5 bis 20 Fahrzeuge). Der Strombedarf liegt bei 170 MWh/a, die Laststruktur spiegelt einen Geschäftsbetrieb nur an Werktagen tagsüber wider. Der Wärmebedarf liegt bei 160 MWh/a. Hinsichtlich der Laststruktur findet zwar auch die Raumwärmeversorgung, vorrangig tagsüber, in der Heizsaison statt, der Warmwasserbedarf ist jedoch ganzjährig. Beide Profile wurden synthetisch mithilfe des Lastprofilgenerators des Fraunhofer ISE generiert (Synpro, 2022).

Es wird angenommen, dass dem Betrieb eine Dachfläche von insgesamt knapp 1.700 m² zur Verfügung steht, auf der eine PV-Anlage mit 167 kWp installiert werden kann.

Der modellierte Strombezugspreis für diesen Anwendungsfall für das Jahr 2030 liegt bei 19,3 ct/kWh, darunter Steuern, Entgelte und Umlagen (ohne EEG-Umlage) von zusammen 7,94 ct/kWh (aus (BDEW, 2022a)), für Unternehmen mit 160.000 bis 20 Mio. kWh Stromverbrauch).

Für diesen Gewerbebetrieb kommen verschiedene Technologien und deren Kombination in Betracht, um Prosuming-Potentiale zu nutzen. Für die Stromversorgung ist das im Wesentlichen die Installation von PV-Anlagen, um selbst erzeugten Strom direkt zu nutzen, sowie von Batteriespeichern, um Stromüberschüsse aus der PV-Anlage für einige Stunden zu speichern und später zu nutzen bzw. um netzentgeltreduzierendes Lastmanagement zu betreiben (vgl. Spitzenlastkappung, atypischer Netznutzung, 7.000 h-Regel gemäß § 19 StromNEV). Für die Elektrifizierung der Wärmeversorgung können Wärmepumpen sowie Power-to-Heat-Anlagen (PtH) genutzt werden. In dieser Analyse werden PtH-Anlagen betrachtet, wahlweise mit oder ohne Niedertemperatur-Wärmespeicher. Für das Laden der Elektrofahrzeuge wird die Errichtung von Ladestationen mit 22 kW Leistung angenommen. Der Ladevorgang ist für die E-Fahrzeuge im Modell kostenfrei, wodurch eine eichrechtliche Messung am Ladepunkt erspart bleibt und das Laden der Fahrzeuge Dritter regulatorisch einfacher umzusetzen ist.

Produzierendes Gewerbe

Bei diesem Anwendungsfall handelt es sich um eine Firma mit 215 Mitarbeitenden, die teilweise mit Elektrofahrzeugen zur Arbeit kommen (50–200 Fahrzeuge). Der Strombedarf liegt bei 6 GWh/a. Das Stromlastprofil ist ein reales Lastprofil eines Beispiel-Betriebs, der an Werktagen

im 3-Schichtbetrieb (inkl. Nachtschichten) arbeitet. Der Wärmebedarf liegt bei 12 GWh/a. Das Verhältnis von Wärmebedarf zu Strombedarf von 2:1 entspricht dem Durchschnitt für die deutsche Industrie (vgl. UBA, 2016).²¹ Da anzunehmen ist, dass Erdgas in Gewerbe- und Industriebetrieben mit RLM-Erdgasverbrauchsmessung (ab einem Gasverbrauch von 1,5 GWh/a) vorrangig zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird, wird die durchschnittliche Erdgasverbrauchsstruktur von RLM-Kunden für die Jahre 2016 bis 2021 (temperaturbereinigt) gemäß Zeitreihen der ENTSO-G herangezogen, um ein geeignetes Wärmelastprofil abzuleiten.

Für die Aufteilung des Wärmebedarfs in kommerziell speicherbare Wärme bis 250 °C (fortan als „Niedertemperaturwärme“ definiert) und Hochtemperaturwärme von über 250 °C orientiert sich die Studie an der für die Industrie des Landes Nordrhein-Westfalen ermittelten, durchschnittlichen Aufteilung von in etwa 1:1 (IN4Climate.NRW, 2021).

Dem Beispiel-Betrieb steht eine Fläche zur Verfügung, auf der PV-Module mit einer Nennleistung von insgesamt 3,15 MWp installiert werden können. Optional berücksichtigt die Analyse eine wärmegeführte KWK-Anlage mit rund 0,5 MW Strom- und 0,7 MW Wärmeleistung. Der modellierte Strombezugspreis für diesen Anwendungsfall für das Jahr 2030 liegt bei 18,3 ct/kWh, darunter Steuern, Entgelte und Umlagen (ohne EEG-Umlage) von 6,64 ct/kWh²³ (aus (BDEW, 2022a), für Unternehmen mit 160.000 bis 20 Mio. kWh Stromverbrauch).

Für diesen Gewerbebetrieb kommen verschiedene Technologien und deren Kombination in Betracht, um Prosuming-Potentiale zu nutzen. Für die Stromversorgung ist das im Wesentlichen eine PV-Anlage. Für die Wärmeversorgung wird zwischen Hochtemperaturwärme und Niedertemperaturwärme unterschieden. Die Analyse beinhaltet Sensitivitäten zur Versorgung mit Niedertemperaturwärme sowohl mit, als auch ohne eigener KWK-Anlage, und zur Versorgung mit Hochtemperaturwärme sowohl mit fossilen Brennern, als auch elektrifiziert (vgl. Abbildung 5). Die KWK-Anlage stellt Niedertemperatur-Wärme und Strom bereit. Für das Laden der Elektrofahrzeuge wird die Errichtung von 22-kW-Ladestationen mit kostenfreiem Laden (wie bei „nicht-produzierendes Gewerbe“) angenommen.

²¹ Abhängig von der Branche kann der relative Wärmebedarf erheblich nach oben oder unten abweichen. Beispiele für Industriebranchen mit besonders hohem Prozesswärmebedarf sind die chemische Industrie, die Industrie für nicht-metallische Mineralien (z. B. Zement, Glas), sowie die Metallerzeugung und Metallbearbeitung (z. B. Eisen, Stahl, Aluminium).

²³ Im Vergleich zum nicht-produzierenden Gewerbe können produzierende Gewerbe mitunter teilweise von der Stromsteuer befreit werden.

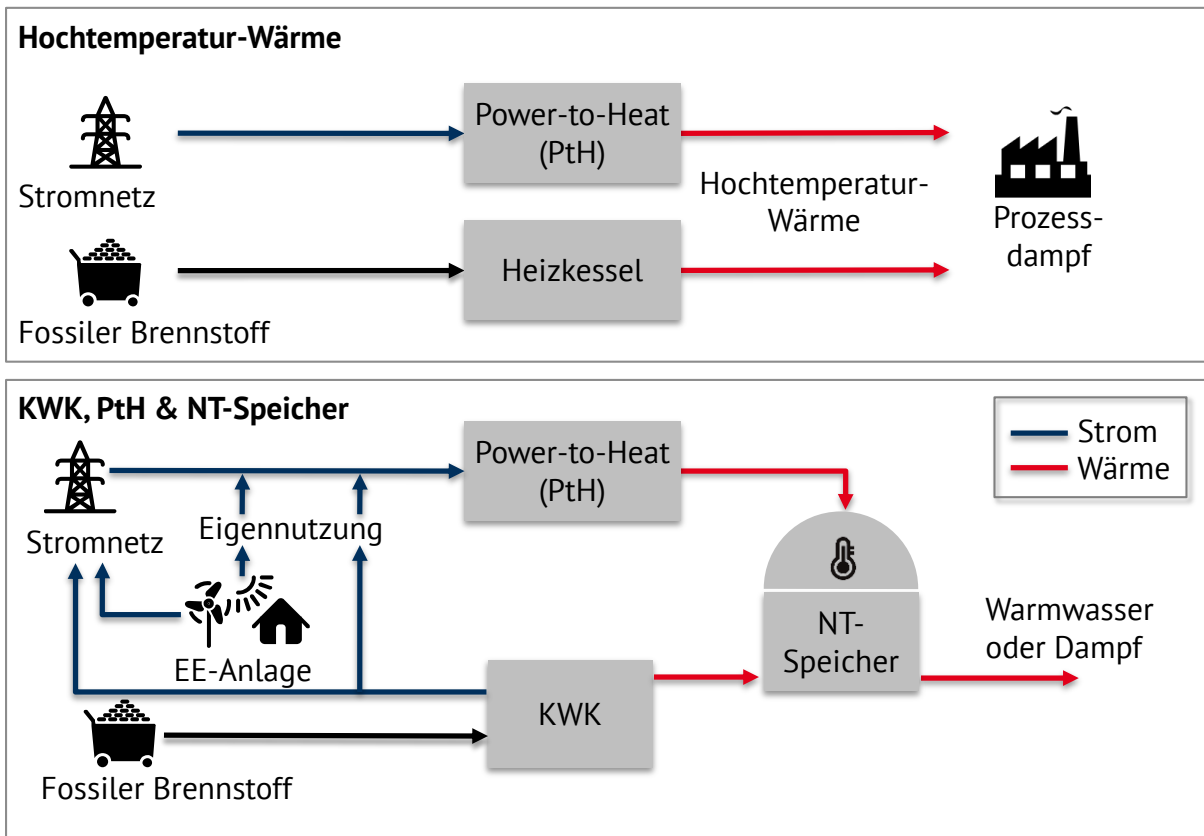


Abbildung 5: Schematische Skizze der in der Studie berücksichtigten, verfügbaren Optionen zur Elektrifizierung und Speicherung industrieller Wärmelasten, angelehnt an [Quelle: Eigene Darstellung nach EnergieAgentur.NRW (2020)]

Sensitivität: Großindustrie

Für produzierende Gewerbe wird außerdem über eine Sensitivitätsrechnung untersucht, inwiefern sich ein reduzierter Netzstromtarif (Arbeitspreis) für die energieintensive Großindustrie auf die Ergebnisse auswirkt. Aufgrund der höheren Netzanschlussebene und zahlreicher, regulatorisch bedingter Befreiungstatbestände von Steuern, Umlagen und Entgelten (teilweise auf Antrag bzw. rückerstattungsfähig) ergibt sich für diesen Fall ein Netzstromtarif von 9,1 ct/kWh im Jahr 2030, darunter Umlagen (ohne EEG-Umlage) von 0,69 ct/kWh (vgl. (BDEW, 2022a), Großverbraucher mit 70 bis 150 Mio. kWh/a Stromverbrauch).

2.4. ANWENDUNGSFÄLLE DER SEKTORENKOPPLUNG

Großelektrolyseur

In diesem Anwendungsfall wird ein Großelektrolyseur mit 5 MW elektrischer Leistung untersucht, dessen Betriebsmodell einzig die Umwandlung von Strom in Wasserstoff ist. Der Elektrolyseur ist vom Typ „Proton-Exchange-Membrane“ (PEM), dessen Betriebsweise sehr dynamisch

gestaltet werden kann (Laständerungen, An/Aus). Die Wasserstoffgestehungskosten hängen im Wesentlichen von den Strombezugskosten ab. Durch hohe Volllaststunden werden die Kapitalkosten des Elektrolyseurs grundsätzlich auf einen größeren Output verteilt und die Umsätze aus dem Wasserstoffverkauf steigen, allerdings können dadurch auch die Strombezugskosten ansteigen, da der Fokus des Strombezugs am Markt weniger stark auf wenige Stunden mit niedrigen Strompreisen ausgerichtet ist. Für das Beispieljahr 2030 mit 80 Prozent EE-Anteil im deutschen Strommix wird angenommen, dass der Elektrolyseur sein wirtschaftliches Optimum, zwischen 3.000 und 4.000 Volllaststunden im Jahr, erreicht.

Diese Studie vergleicht zwei Belieferungsansätze für den Großelektrolyseur: Einerseits 100 Prozent Strombezug aus dem Netz, andererseits eine Mischversorgung mit Strombezug von PV- und Windenergieanlagen per Direktleitung (Prosuming) sowie Reststrombelieferung aus dem Netz. Für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz sind die Regeln für die Stromnebenkosten wie folgt zu beachten. Es gilt nach § 118 Abs. 6 EnWG, dass Elektrolyseure für 20 Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit sind, sofern sie bis 2026 in Betrieb genommen wurden. Gemäß Satz 7 gilt für die Wasserstofferzeugung das Erfordernis aus Satz 3 nicht (nämlich, dass die entnommene Energie zu einem späteren Zeitpunkt in dasselbe Stromnetz zurückgespeist werden muss). So kann der Wasserstoff auch anderweitig verwendet werden. Zusätzlich sind Elektrolyseure von der Stromsteuer gemäß § 9a Nr. 1 StromStG befreit. Über die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) nach § 63f. EEG 2021 können stromkostenintensive Unternehmen sich von der EEG-Umlage, der Offshore-Netzumlage sowie der KWKG-Umlage befreien lassen. Nach § 64a EEG 2021 gilt dies unter bestimmten Rahmenbedingungen auch für Betreiber von Elektrolyseuren. Die EEG-Umlage fällt zukünftig ohnehin weg. In den Wirtschaftlichkeitsanalysen im Rahmen dieser Studie wird für diesen Anwendungsfall eine Stromnebenkostenbelastung von 2,5 ct/kWh angesetzt. Das arbeitspreisbezogene Einsparpotential durch Prosuming fällt entsprechend gering aus.

Für die Vermarktung des Wasserstoffs als „grüner“ oder „erneuerbarer“ Wasserstoff sind die Regeln für die gelieferte Stromqualität zu berücksichtigen. Hierbei gibt es u. a. seitens der EU Vorgaben für sogenannte „Renewable Fuels of Non-Biological Origin“ (RFNBO), also auch grünen Wasserstoff, gemäß des delegierten Rechtsakts der EU-Direktive RED-II, Artikel 27.

Für den Sub-Anwendungsfall 100 Prozent Netzbezug sind das im Einzelnen:

1) Wenn der Elektrolyseur in einer Gebotszone steht, in dem im Vorjahr der EE-Anteil im Strommix bei mind. 90 Prozent lag, dann gilt der produzierte Wasserstoff ohne weitere Bedingungen

als „erneuerbar“. Dies ist in der deutschen Gebotszone nicht zutreffend. 2) Alternativ zum vorigen Punkt muss der Elektrolyseur entweder zur Vermeidung von Abregelungen oder zur Erbringung von Redispatch-Maßnahmen eingesetzt werden oder aber seinen Strom über grüne Power Purchase Agreements marktlich von EE-Anlagen beziehen. Für 2) sind die weiteren Kriterien Zusätzlichkeit²⁵, Zeitliche²⁶ und Geographische Korrelation²⁷ zu berücksichtigen.

Für den Mischbetrieb aus Prosuming und Netzbezug gelten oben genannte Regeln entsprechend für den Netzstromanteil. Insbesondere das Kriterium der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch ist aber auch bei Direktlieferungen strikt einzuhalten.

Grundsätzlich kann durch den Mischansatz aus Netzbezug und Prosuming eine höhere Flexibilität des Elektrolyseurbetriebs gewährleistet werden. Liefert beispielsweise die per PPA kontrahierte EE-Anlage keinen Strom und ist der Strompreis über 20 EUR/MWh, kann Strom aus der Anlage genutzt werden, die per Direktleitung angeschlossen ist. Gleiches gilt umgekehrt bei Strompreisen unter 20 EUR/MWh und ohne EE-Erzeugung.

Seitens der deutschen Gesetzgebung gelten bisher zum Teil leicht abweichende Regeln in Bezug auf die Stromqualität für Elektrolyseure. Zu den Abweichungen zählt unter anderem, dass für den Netzbezug mindestens 80 Prozent des Stroms aus EE-Anlagen im gleichen Marktgebiet (Deutschland) und maximal 20 Prozent aus benachbarten Marktgebieten stammen müssen.

Auch die Zusätzlichkeit des EE-Stroms ist anders definiert, da ein Ausschluss von sogenannten „ausgeförderten“ Anlagen bisher nicht besteht. Es ist allerdings zu erwarten, dass die EU-Vorgaben des delegierten Rechtsakts als Blaupause für weitere regulatorische Rahmenwerke in Bezug auf Qualitätskriterien für „Green Fuels“ dienen und mit Blick auf grünen Wasserstoff in nationales Recht umgesetzt werden.

²⁵ Für Elektrolyseure mit Inbetriebnahmedatum ab dem 01.01.2027 gilt, dass die kontrahierte EE-Anlage nicht früher als 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen wurde und dass die EE-Anlage keine finanzielle Förderung bekommen hat oder noch bekommt. (vgl. Art. 8)

²⁶ Ab 2027 muss der Strom aus der EE-Anlage innerhalb derselben Stunde vom Elektrolyseur verbraucht werden. Diese Bedingung ist aufgehoben, wenn der Marktpreis für Strom in der Day-Ahead Auktion unter 20 EUR/MWh fällt oder in einem bestimmten Verhältnis zum CO₂-Preis steht.

²⁷ Der Elektrolyseur muss i. d. R. in der gleichen Gebotszone wie die EE-Anlage stehen.

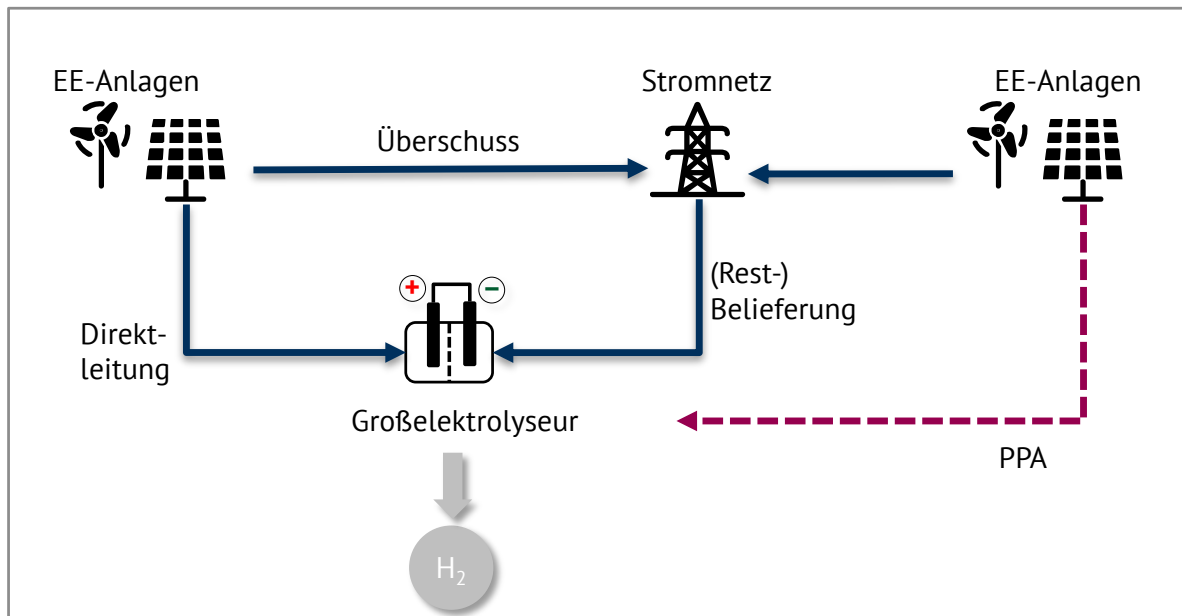


Abbildung 6: Schema des Großelektrolyseurs [Quelle: Energy Brainpool]

Windwärmespeicher

Der Anwendungsfall des Windwärmespeichers lehnt sich an ein reales Projekt der Firma ENERTRAG an, die in Nechlin (Brandenburg) eine solche Anlage im Rahmen des vom Bund geförderten SINTEG-Projekts „WindNODE“ realisiert hat (Enertrag, 2022). Demnach besteht ein Windwärmespeicher aus einem Windpark, der per Direktleitung an eine Power-to-Heat-Anlage (PtH), sowie an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist. Das Windfeld Nechlin umfasst 35 MW Nennleistung mit einem durchschnittlichen Jahresertrag von 70.000 MWh (Enertrag, 2022). Im Beispielfall besteht eine Direktleitung vom Windpark zu einer 2-MW-PtH-Anlage (Durchlauferhitzer) auf der gleichen Spannungsebene, sodass in diesem Fall keine Trafostation erforderlich sein dürfte.

In der PtH-Anlage wird Windstrom, der aufgrund von lokalen Netzengpässen oder wegen negativer Strompreise abgeregelt würde, in Niedertemperaturwärme umgewandelt und zunächst in einem Großwärmespeicher zwischengespeichert. Dieser Speicher hat ein Volumen von 1.000 m³ bzw. ein Wärmefassungsvermögen von 38.000 kWh bei einer Temperaturdifferenz von Vorlauf zu Rücklauf von 25 °C (rund 298 Kelvin). Sofern die von der PtH-Anlage erzeugte Wärme direkt an den Speicher übertragen wird, ergibt sich aus dem Verhältnis des energetischen Speichervolumens und der Leistung der Power-to-Heat-Anlage (Annahme: 99 Prozent Wirkungsgrad) eine maximale Einspeicherdauer von rund 19 Stunden. Die Ausspeicherleistung in das Nahwärme-

netz im angeschlossenen Dorf ist dagegen mit 300 kW deutlich niedriger, sodass die Wärmeabgabe über einen Zeitraum von bis zu 96 Stunden bzw. über 4 Tage gestreckt werden kann. Der Wärmebedarf der 35 angeschlossenen Haushalte liegt bei rund 720.000 kWh im Jahr, was etwa 1 Prozent der Energie aus der Windstromerzeugung entspricht. Abbildung 7 veranschaulicht den Aufbau des Windwärmespeichers schematisch.

Über dieses Pilotprojekt hinaus, in dem eigens für das Projekt ein Nahwärmenetz errichtet wurde, könnten sich Windwärmespeicher allerdings auch an bestehende Fernwärmenetze anschließen lassen. Beide Fälle werden in den Wirtschaftlichkeitsanalysen entsprechend berücksichtigt.

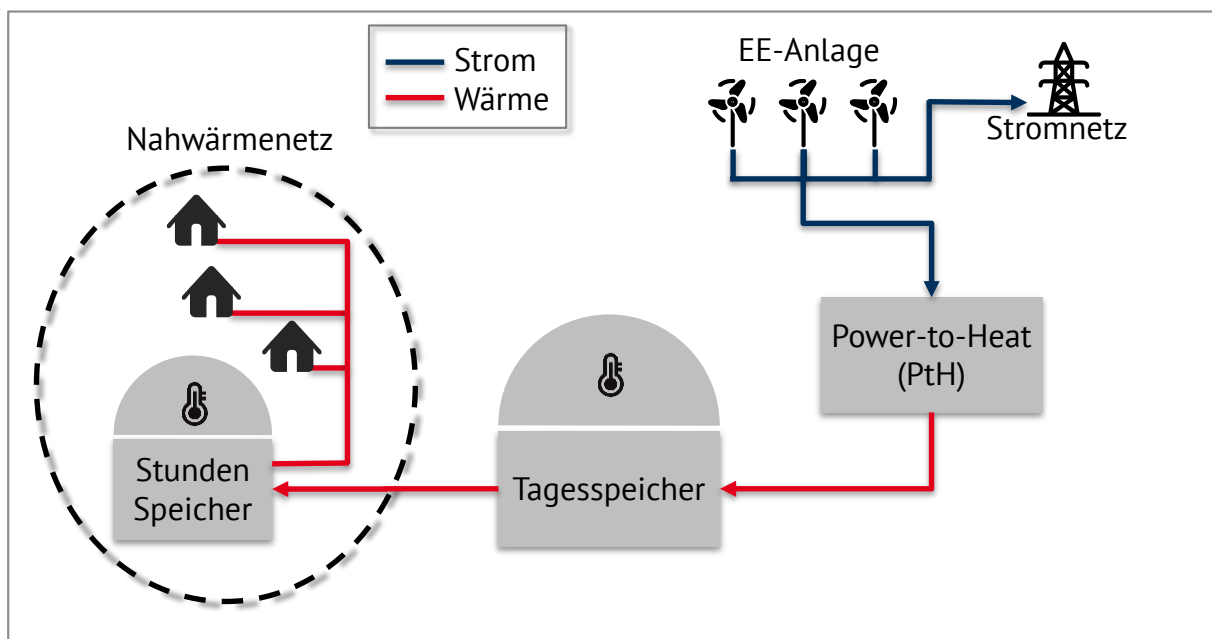


Abbildung 7: Schema des Windwärmespeichers gemäß ENERTRAG-Projekt [Quelle: Eigene Darstellung angelehnt an Enertrag (2022)]

Durch die Direktleitung vom Windpark zur PtH-Anlage werden für den Stromverbrauch kaum Stromnebenkosten fällig. Wenn Personenidentität zwischen EE-Anlagenbetreiber und PtH-Anlagenbetreiber besteht, gilt der Begriff des „räumlichen Zusammenhangs“ im Kontext des Eigenverbrauchs. In diesem Fall kann auch eigenverbraucher Strom aus Anlagen größer 2 MW von der Stromsteuer befreit werden. Wenn trotz Direktleitung keine Personenidentität zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht, dann gilt der Begriff der „räumlichen Nähe“ im Kontext der Direktvermarktung und Direktbelieferung, und eine Stromsteuerbefreiung ist nur für Strom aus Anlagen bis 2 MW möglich (Clearingstelle EEG, 2022).

In den Wirtschaftlichkeitsanalysen im Rahmen dieser Studie wurde vereinfacht eine Belastung des PtH-Stromverbrauchs von 2,05 ct/kWh (Stromsteuer) angenommen. Solange dieser Wert unter den Brennstoffkosten der in den Häusern Nechlins installierten Heizsysteme liegt, ist eine Verdrängung dieser Brennstoffe durch Wärme aus dem Windwärmespeicher grundsätzlich wirtschaftlich. Für die Brennstoffkosten wurde vereinfachend angenommen, dass es sich um Erdgasheizsysteme mit durchschnittlichem Wirkungsgrad von 90 Prozent handelt und die Stromnebenkostenbelastung knapp 5 ct/kWh beträgt (vgl. BDEW, 2022b). Der Großhandelspreisanteil für Erdgas beträgt im Szenario „Referenz“³¹ für 2030 2,2 ct/kWh oder 22 EUR/MWh, hierzu werden jedoch Sensitivitäten berechnet. Insgesamt ergeben sich als Ausgangssituation Brennstoffkosten von knapp 8 ct/kWh, die in ihrer Höhe deutlich über der Stromnebenkostenbelastung des Windwärmespeichers (2,05 ct/kWh) liegen. Je nach Höhe des Preisunterschieds entsteht somit Spielraum für eine Weitergabe der Kostenersparnis an die Haushalte über Heizkostensenkungen für diejenigen Wärmeverbräuche, die aus dem Nahwärmenetz bezogen werden.

Dabei gilt zu beachten, dass eine Einspeisung des Windstroms in das Wärmespeichersystem unter diesen Voraussetzungen nicht nur im Falle einer Abregelung, sondern auch in Stunden mit Strompreisen von unter 6 ct/kWh wirtschaftlich wäre. Dies könnte jedoch zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Minderauslastung des öffentlichen Stromnetzes führen (vgl. 1.2) und wird deswegen nicht näher betrachtet.

Ferner ist darauf hinzuweisen, dass EE-Anlagen bei Abregelung durch den Netzbetreiber im Rahmen von Einspeisemanagement- bzw. Redispatchmaßnahmen (u. a. § 14 EEG 2021, §§ 13, 13a EnWG) Entschädigungsanspruch auf entgangene Vermarktungserlöse haben. Dieser Anspruch erlischt bei der Alternativnutzung des Stroms über einen Windwärmespeicher, wodurch Opportunitätskosten für die Alternativnutzung entstehen. Die Höhe des Anspruchs hängt von der Häufigkeit der Abregelung ab, orientiert sich aber am entgangenen Stromverkaufspreis. Bereits bei einem Preisniveau von über 6 ct/kWh werden Windwärmespeicher unwirtschaftlich. Es ist davon auszugehen, dass dieser Wert für die amortisationsrelevanten Jahre nicht vorhersehbar unterschritten wird. Insofern wird im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalysen in Kapitel 4 eine Andersnutzung während negativer Strompreise (wirtschaftliche Abregelung) simuliert, denn in diesem Fall bestehen keine Opportunitätskosten entgangener Entschädigungsansprüche.

³¹vgl. Kap. 1.1

E-Ladestandort

Für den Anwendungsfall der Tankstellen für E-Mobilität werden zwei Fälle untersucht: E-Ladestandorte im städtischen Raum und große Autobahn-E-Tankstellen mit großen nahegelegenen Frei- sowie Parkplatzflächen.

Grundsätzlich werden alle E-Ladestandorte über einen Anschluss an das öffentliche Netz mit Strom versorgt. Zusätzlich können PV-Dachanlagen installiert werden, um einen Teil des Stroms dezentral selbst zu erzeugen (Prosuming). Sofern möglich, sind außerdem Parkplatz-PV-Module denkbar. Für das Lastprofil werden Sensitivitäten hinsichtlich der Auslastung und durchschnittlichen Ladeleistung der E-Ladestationen, sowie der untertätigen Verteilung des Strombedarfs berücksichtigt. Zur Optimierung des Eigenverbrauchs oder der Netzentgeltbelastung (Lastmanagement) wird zudem die Möglichkeit berücksichtigt, einen Batteriespeicher zu errichten.

Aufgrund der Lage der Autobahn-E-Ladestandort bietet sich hier zusätzliches Prosuming-Potential, indem nahegelegene Wind- und Solarparks per Direktleitung mit der Tankstelle verbunden werden. In diesem Fall werden Teile der EE-Erzeugung an die Tankstelle geliefert und der Rest ins öffentliche Netz eingespeist.

Die Stromnebenkostenstruktur der E-Ladestandorte orientiert sich weitestgehend an derjenigen für nicht-produzierende Gewerbe. Lediglich ÖPNV-Tankstellen könnten von der Stromsteuer befreit werden, dies ist jedoch nicht Untersuchungsgegenstand dieser Studie. Der Stromverkaufspreis wird mit 35 ct/kWh angenommen. Im Lichte aktuell vorherrschender Ladestrompreise ist dies ein eher niedriger Durchschnittswert (Auto Motor und Sport, 2022).

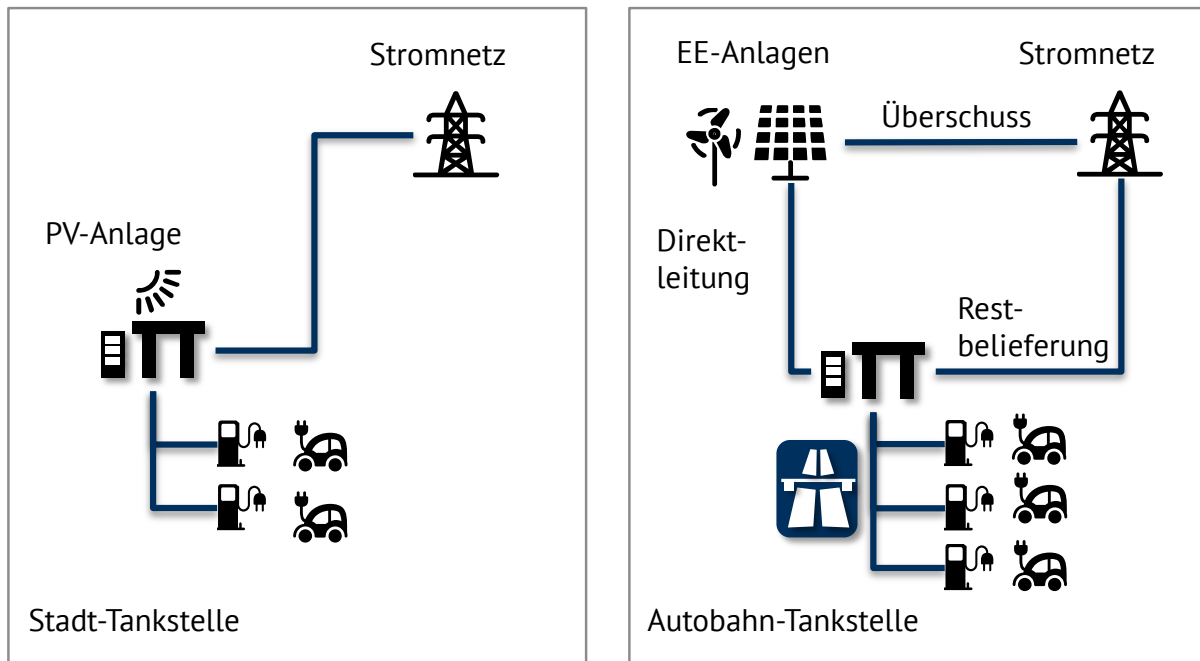


Abbildung 8: Schema der E-Ladestandorte [Quelle: Energy Brainpool]

3. POTENTIALE DES PROSUMING BIS 2030

3.1. DEFINITION POTENTIALBEGRIFF

Für diese Studie werden die Prosuming-Potentiale als Ausbaupotentiale von PV und Windkraftanlagen definiert, die in die Prosuming-Anwendungsfälle eingebunden werden könnten. Hierbei wird die installierte Leistung eines EE-Systems vollständig dem Prosuming-Potential zugeschrieben, auch wenn der erzeugte Strom nur anteilig zur Eigenversorgung genutzt wird.

3.2. TECHNISCHE AUSBAUPOTENTIALE DER PROSUMING-ANWENDUNGSFÄLLE

Das technische Prosuming-Potential ist definiert als das theoretische EE-Ausbaupotential abzüglich des Potentials, das unter technischen Gesichtspunkten nicht erschlossen werden kann. Als technische Restriktionen für das Ausbaupotential von PV-Anlagen werden in dieser Studie neben Dachaufbauten (wie z. B. Giebel oder technische Gebäudeausrüstung), Flächennutzungskonkurrenzen, Dachstatik und Denkmalschutz, die eine Nutzung der Potentialfläche grundsätzlich verhindern, auch Faktoren miteinbezogen, die den Stromertrag der Anlagen signifikant reduzieren und somit die Nutzung der Fläche unwirtschaftlich machen. Hierzu gehören ungünstige Dachausrichtungen (z. B. Norddächer) und die Verschattung der PV-Anlagen durch die Umgebung wie auch durch angrenzende PV-Anlagen. Auf Abschläge für solarthermische Anlagen wurde bei dieser Potentialbestimmung explizit verzichtet, da diese bisher nur einen sehr geringen Teil der verfügbaren Potentialflächen einnehmen³².

Die Ergebnisse der Potentialuntersuchung für die einzelnen Anwendungsfälle sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

³² Die Fläche von Solarkollektoren beläuft sich heute auf ca. 11,4 Mio. m² (Stand Februar 2022), während die Potentialflächen bei 1.600 Mio. m² (Hochgerechnet nach (Quaschnig, 2000)) liegen (0,7 %)

Tabelle 7: Übersicht der technischen Potentiale nach Prosuming-Anwendungsfällen

Bereich	Anwendungsfall	EE-Technologie	Technisches Potential [GWp]	Erzeugungspotential [TWh]
Wohngebäude	Einfamilienhaus	PV	134	130
	Mieterstrom	PV	53	51
	WEG	PV		
Nichtwohngebäude	GHD	PV	94	91
	Industrie			
Großtechnische Sektorenkopplung	Großelektrolyseur	PV/Wind	unbegrenzt	-
	Windwärmespeicher	Wind	undefiniert	3,8
	E-Ladestandort	PV/Wind	0,5 ⁽¹⁾	0,4

Bemerkung:

(1) nur PV-Potential dargestellt

Technisches PV-Ausbaupotential im Wohngebäudebereich

Das technische Potential von Einfamilienhäusern wurde folgendermaßen bestimmt. Aus der Tabula-Studie (IWU,2012), in der eine nationale Gebäudetypologie für Deutschland bestimmt wurde, wurden die für Einfamilienhäuser repräsentativen Typgebäude bzw. deren Dachflächen entnommen. Die durchschnittliche Dachfläche wurde um den durchschnittlichen Nutzungsgrad der Dachfläche reduziert (Fraunhofer ISE, 2020). Dieser pauschale Faktor bezieht die oben genannten technischen Restriktionen mit ein. Von der resultierenden durchschnittlich zur Verfügung stehenden Fläche wurden daraufhin weitere 10 Prozent abgezogen, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die Module aufgrund ihrer Geometrie meist nicht die gesamte verfügbare Fläche bedecken können. Für die Umrechnung der sich ergebenden Fläche in eine potentiell installierbare PV-Leistung wird mit einer Leistungsdichte von 6 m²/kWp gearbeitet. Hieraus ergibt sich für jeden Haustyp eine durchschnittlich technisch installierbare PV-Leistung. Multipliziert mit der Menge der Häuser, für die die Häusertypen repräsentativ sind, ergeben sich die Gesamtpotentiale. Für Einfamilienhäuser ergibt sich ein Gesamtpotential von 129 GWp. Da der Bestand an Wohngebäuden seit Umsetzung der Tabula-Studie um 3,8 Prozent angestiegen ist, wird das Potential entsprechend auf 2021 hochgerechnet. Eine Übersicht des Vorgehens und die sich ergebenden Werte sind in der folgenden Tabelle zu finden.

Tabelle 8: Bestimmung des technischen Potentials von Einfamilienhäusern in Deutschland

	Gebäudetyp I	Gebäudetyp II	Gebäudetyp III	Quelle
Durchschnittliche Dachfläche	105,2 m ²	109,6 m ²	89,2 m ²	[1]
Nutzungsgrad	54 %	54 %	54 %	[2]
Belegungsgrad	90 %	90 %	90 %	[2]
Leistungsdichte	6 m ² /kWp	6 m ² /kWp	6 m ² /kWp	Auf Basis [3]
Nutzbares spezifisches Potential	8,5 kWp	8,9 kWp	7,2 kWp	
Anzahl Gebäude	9.490.000	3.041.000	2.992.000	[1]
Verfügbare Dachfläche	485.197.128 m ²	161.980.690 m ²	129.706.790 m ²	berechnet
Gesamtpotential	81 GWp	27 GWp	22 GWp	berechnet
Gesamtpotential (2014)		129 GWp		berechnet
Gesamtpotential (2021)		134 GWp		berechnet
Erzeugungspotential (2021)		130 TWh		[4]

Quellen: [1] (IWU,2012), [2] (Fraunhofer ISE, 2020), [3] (Lödl et al, 2010), [4] 970 Jahresvolllaststunden für PV, eigene Berechnung Fraunhofer ISE für durchschnittliche Jahresvolllaststunden des PV-Bestands in Deutschland in 2021

Das Vorgehen zur Bestimmung des PV-Potentials von Mehrfamilienhäusern entspricht jenem für Einfamilienhäuser und ist in der untenstehenden Tabelle zusammengefasst. Es ergibt sich ein Potential von 51 GWp (2014) bzw. 53 GWp (2021).

Tabelle 9: Bestimmung des technischen Potentials von Mehrfamilienhäusern in Deutschland

	Gebäudetyp I	Gebäudetyp II	Gebäudetyp III	Quelle
Durchschnittliche Dachfläche	173 m ²	303,2 m ²	298,2 m ²	[1]
Nutzungsgrad	54 %	54 %	54 %	[2]
Belegungsgrad	90 %	90 %	90 %	[2]
Leistungsdichte	6 m ² /kWp	6 m ² /kWp	6 m ² /kWp	Auf Basis [3]
Nutzbares spezifisches Potential	14 kWp	24,6 kWp	24,2 kWp	
Anzahl Gebäude	2.432.000	407.000	296.000	[1]
Verfügbare Dachfläche	204.477.696 m ²	59.973.566 m ²	42.897.859 m ²	berechnet
Gesamtpotential	34 GWp	10 GWp	7 GWp	berechnet
Gesamtpotential (2014)		51 GWp		berechnet
Gesamtpotential (2021)		53 GWp		berechnet
Erzeugungspotential (2021)		51 TWh		[4]

Quellen: [1] (IWU,2012), [2] (Fraunhofer ISE, 2020), [3] (Lödl et al, 2010), [4] 970 Jahresvolllaststunden für PV, eigene Berechnung Fraunhofer ISE für durchschnittliche Jahresvolllaststunden des PV-Bestands in Deutschland in 2021

Ein- und Mehrfamilienhäuser zusammengenommen haben damit heute ein technisches PV-Potential von 187 GWp. Dieser Wert liegt über vergleichbaren Literaturwerten, die sich im Bereich 100 GWp (Quaschnig, 2000) bis 161 GWp (Lödl et al, 2010) bewegen. Die Abweichung ist auf eine andere Methodik bei der Bestimmung der verfügbaren Dachfläche und die Einberechnung

von Abschlagsfaktoren für Solarthermienutzung sowie einen zunehmenden Gebäudebestand zurückzuführen (Zunahme zwischen 1994 und 2021: 25 Prozent (Destatis, 2022)).

Technisches PV-Ausbaupotential in Gewerbe und Industrie

Für die Bestimmung der Potentiale von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und des Industriebereichs wird, aufgrund fehlender belastbarer Daten zum Bestand der Nichtwohngebäude (NWG) in Deutschland, auf bestehende Studien zurückgegriffen. In der bereits oben erwähnten Studie von Quaschnig (Quaschnig, 2000) wird für NWG ein nutzbares Dachflächenpotential von 600 Mio. m² errechnet. Die nutzbare Fläche beläuft sich laut Quaschnig auf ca. 60 Prozent der insgesamt verfügbaren Dachfläche. Dies ist ein plausibler Wert für NWG, da bei Gebäuden dieser Art weniger Dachfläche durch bauliche Restriktion verloren geht. Nimmt man für den NWG-Bereich das gleiche Gebäudewachstum an wie für Wohngebäude so läge das nutzbare Flächenpotential heute bei 749 Mio. m². Unter Annahme derselben Leistungsdichte wie für den Wohngebäudebereich ergibt sich ein aktuelles Potential von 125 GWp für den NWG-Bereich. Der Anteil der GHD- und Industriegebäude am Potential der NWG wird auf 75 Prozent geschätzt (Energy Brainpool, 2020). Daraus folgt ein Potential von 94 GWp. Unter Annahme von 970 Jahresvolllaststunden von PV (Quelle: eigene Berechnung Fraunhofer ISE für durchschnittliche Jahresvolllaststunden des PV-Bestands in Deutschland in 2021) ergibt sich eine PV-Erzeugung von 91 TWh.

Technisches EE-Ausbaupotential für die großtechnische Sektorenkopplung

Großelektrolyseur

Das technische Ausbaupotential für Elektrolyseure und mit ihnen verbundene EE-Anlagen ist technisch nicht begrenzt, da an jede EE-Anlage theoretisch ein Elektrolyseur angeschlossen werden könnte (und andersherum). Einschränkend für das Potential sind vor allem die Abnahmesituation für den produzierten Wasserstoff und darauf basierende wirtschaftliche Kriterien für den profitablen Betrieb der Elektrolyseure. Hinzu kommt die Nutzungskonkurrenz bei Grünstrom. Diese Themen werden auf marktpolitischer Ebene entschieden.

Windwärmespeicher

Windwärmespeicher wandeln Windstrom in Wärmeenergie um. Dieses Betriebsmodell ist aus energiewirtschaftlicher Perspektive besonders attraktiv, wenn hierfür jener Windstromanteil verwendet wird, der wegen eines Überangebots von Windstrom normalerweise abgeregelt werden würde. Windwärmespeicher könnten somit die Wirtschaftlichkeit von Windparks erhöhen,

das Netz entlasten und emissionsarm Wärme erzeugen. Von einem unmittelbaren Zubauanreiz für Windkraftanlagen durch Windwärmespeicher ist jedoch nicht auszugehen. Daher soll das technische Potential bei Windwärmespeichern, abweichend vom Vorgehen bei den restlichen Anwendungsfällen, über den zusätzlich genutzten Windstrom definiert werden, der durch die Nutzung in den Windwärmespeichern nicht mehr verloren geht.

Hierzu wird die in Deutschland anfallende Ausfallarbeit herangezogen, die sich im Jahr 2020 auf 6.146 GWh belief. Hiervon entfielen 4.145 GWh auf Windkraftanlagen an Land. 91 Prozent dieser Arbeit entfiel auf drei Bundesländer: Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg. Da sich Windwärmespeicher besonders in Gegenden mit viel Abregelung rentieren wird das Potential auf diese Bundesländer begrenzt. Es ergibt sich durch diese Einschränkung ein technisches Potential von 3.772 GWh.

E-Ladestandort

Das technische EE-Potential von E-Ladestandorten wird vereinfacht auf deren PV-Potential in Deutschland bezogen. Angesichts der Ergebnisse der in Kapitel 4.3.2 dargestellten Wirtschaftlichkeitsanalysen ist zwar ebenso denkbar, dass ein neuer Windpark in der Nähe einer großen Autobahn-E-Tankstelle durch den Stromverkauf über Direktleitung (Prosuming) eine signifikante Wirtschaftlichkeitssteigerung erfahren und deshalb zusätzlich errichtet würde. Allerdings überschreitet bereits die Stromerzeugung einer einzelnen Windkraftanlage die Lademengen von E-Ladestandorten bei Weitem, sodass dieser Sub-Anwendungsfall im Rahmen der hier vorgenommenen Potentialbewertung vernachlässigt wird.

Für die Bestimmung des PV-Potentials wird zwischen großen Autobahn-E-Ladestandorten (vormals Tankstellen) und den restlichen kleineren E-Ladestandorten/Tankstellen in Deutschland unterschieden. In Deutschland gibt es aktuell 358 Autobahn-Tankstellen ([Statista, 2022](#)). Bei durchschnittlich 8 Ladesäulen mit hohen Ladeleistungen von 150 kW ergibt sich eine maximale Ladeleistung der Tankstelle von 1.200 kW.³³ Unter Einbeziehung von Wirtschaftlichkeitskriterien (siehe hierzu Kapitel 4.3.2) ließe sich diese Leistung wirtschaftlich mit einer PV-Leistung von rund 270 kWp kombinieren (Eigenverbrauchsoptimierung excl. Batteriespeicher). Unter der Annahme, dass auf dem Tankstellendach und den umliegenden Parkplätzen oder ggf. angrenzenden Autobahnrandstreifen ausreichend Platz für eine solche Leistung zur Verfügung steht, ergäbe sich für alle Autobahn-E-Ladestandorte ein PV-Potential von 97 MWp.

³³ Aktuell liegt der Durchschnitt von Ladesäulen pro Autobahnraststätte noch bei 3,7 Ladesäulen ([Spiegel, 2022](#)).

Neben Autobahntankstellen gibt es eine deutlich größere Menge an Tankstellen abseits der Autobahnen. Ihre Zahl beläuft sich derzeit auf rund 14.500 (bft, 2022). Hier beschränkt sich der Platz zur Installation von PV-Anlagen in den meisten Fällen vermutlich auf die Dachfläche. Auf einem typischen Tankstellendach lassen sich ca. 25 kWp installieren. Bei Belegung aller Tankstellendächer ergibt sich hierdurch ein Potential von 363 MWp.

Zusammengenommen ergibt sich für alle E-Ladestandorte in Deutschland damit ein technisches PV-Potential von 459 MWp. Unter Annahme von 970 Jahresvolllaststunden von PV (Quelle: eigene Berechnung Fraunhofer ISE für durchschnittliche Jahresvolllaststunden des PV-Bestands in Deutschland in 2021) ergibt sich eine PV-Erzeugung von 0,4 TWh.

3.3. ABSCHÄTZUNG DES ZUBAUS BIS 2030 AUF BASIS DES POLITISCH ANGESTREBTEN ZUBAUS

Für die Abschätzung des Zubaus bis 2030 werden in den einzelnen Segmenten unterschiedliche Ansätze gewählt. Die Abschätzung des Zubaus im Wohngebäude- und Nichtwohngebäudebereich wird auf Basis der bisherigen Verteilung des PV-Ausbaus in den einzelnen Sektoren und unter Annahme der aktuellen politischen Zielsetzungen gemacht. Für den Bereich der Sektorkopplungstechnologien werden einzelne Abschätzungen mit jeweils unterschiedlichen Grundlagen durchgeführt.

3.3.1. ABSCHÄTZUNG DES PV-AUSBAUS BIS 2030 IM WOHN- SOWIE IM GEWERBE- UND INDUSTRIEBEREICH

Auf Basis des Marktstammdatenregisters ist es möglich den aktuellen Bestand der installierten Leistung von PV-Anlagen in Deutschland nach Sektoren auszuwerten. Ausgehend von der Verteilung des Bestands in 2021 werden die Werte für den Zubau in den einzelnen Sektoren entwickelt. Der Gesamtzubau orientiert sich dabei stets an den politisch gesetzten Ausbauzielen (BMWK, 2022) einer installierten PV-Kapazität von 215 GW in 2030. In Tabelle 10 sind die relativen Anteile am Zubau in den einzelnen Jahren bis 2030 sowie die daraus resultierenden installierten Leistungen zusammengefasst.

Tabelle 10: Abschätzung des PV-Ausbaus nach Sektoren bis 2030

PV-Leistungszubau nach Sektoren, relativ [-]											
Sektor	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Land- und Forstwirtschaft & Fischerei	19 %	18 %	16 %	15 %	13 %	11 %	10 %	8 %	7 %	5 %	
Energieerzeugung	30 %	32 %	34 %	36 %	38 %	40 %	42 %	44 %	46 %	48 %	
Industrie	4 %	5 %	5 %	6 %	7 %	7 %	8 %	9 %	9 %	10 %	
Verkehr	0 %	0 %	1 %	1 %	1 %	1 %	2 %	2 %	2 %	3 %	
GHD	17 %	16 %	16 %	16 %	16 %	16 %	16 %	15 %	15 %	15 %	
Haushalte	30 %	29 %	28 %	27 %	25 %	24 %	23 %	22 %	21 %	20 %	
Gesamt	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	
Kumulierte installierte PV-Leistung nach Sektoren, absolut [GW]											Differenz '21-'30
Land- und Forstwirtschaft & Fischerei	11,5	13,2	14,7	16,1	18,7	20,9	23,1	24,9	26,3	27,4	15,8
Energieerzeugung	18,2	21,2	24,4	27,7	35,3	43,3	52,5	62,1	71,9	82,1	64,0
Industrie	2,3	2,7	3,2	3,8	5,1	6,5	8,3	10,2	12,2	14,4	12,0
Verkehr	0,1	0,1	0,2	0,2	0,5	0,8	1,1	1,6	2,0	2,6	2,5
GHD	9,9	11,5	13,0	14,5	17,7	20,8	24,2	27,6	30,9	34,1	24,2
Haushalte	17,9	20,6	23,2	25,7	30,8	35,7	40,8	45,7	50,2	54,5	36,6
Gesamt	59,9	69,3	78,6	88,0	108,0	128,0	150,0	172,0	193,5	215,0	155,1
Leistungszubau	5,5	9,4	9,4	9,4	20,0	20,0	22,0	22,0	21,5	21,5	

Quelle: Eigene Berechnung Fraunhofer ISE auf Basis Marktstammdatenregister (Stand: 31.01.2022), (Bundesnetzagentur, 2021)

Für den Bereich Land- und Forstwirtschaft und Fischerei wird eine abnehmende Bedeutung am Zubau angenommen, da insbesondere im landwirtschaftlichen Bereich bereits viel Potential gehoben wurden. Im Energieerzeugungssektor wird die größte Steigerung des Anteils erwartet, da es politischer Wille ist, dass der Anteil von großen Freiflächenanlagen am Zubau wachsen soll (UBA, 2022), um hierdurch schneller große Kapazitäten an PV-Leistung aufzubauen. Dieses Anlagensegment wird typischerweise von Energieversorgungsunternehmen realisiert. Der Anteil der Industrie wird ebenfalls als zunehmend angenommen. Dies liegt darin begründet, dass die bisherige Potentialnutzung als sehr gering einzuschätzen ist, da oftmals eigene Erzeugungskapazitäten genutzt werden und Strom zu verhältnismäßig geringen Kosten eingekauft werden

kann. Aufgrund einer Vielzahl von Konzepten und Initiativen für Verkehrswege-PV, die allerdings mit erhöhten Kosten einhergehen, wird angenommen, dass der Anteil der Verkehrswege am PV-Zubau in moderatem Maße zunehmen wird. Im GHD-Bereich gibt es im Vergleich zu anderen Sektoren etwas weniger ungehobenes Potential (vergleiche hierzu auch Tabelle 7) vor. Zusammengenommen werden aktuell ca. 13 Prozent des Potentials von GHD- und Industriegebäuden genutzt. Im Vergleich dazu werden aktuell rund 10 Prozent des Potentials auf Wohngebäuden genutzt. Es ist davon auszugehen, dass die Potentialnutzung im GHD Bereich deutlich höher liegt als im Industriebereich, weswegen die Potentialnutzung hier weit über 13 Prozent liegt. Für den GHD-Bereich wird daher angenommen, dass der Zubau pro Jahr absolut gesehen zunimmt, jedoch nicht so stark wie in den anderen Bereichen, wodurch der relative Anteil leicht absinkt. Der jährliche PV-Zubau im Haushaltsbereich ist bereits auf einem recht hohen Niveau. Weitere Steigerungen sind zu erwarten, nichtsdestotrotz wird die Zunahme des jährlichen Zubaus in Bezug auf die bereits heute erreichten Zubaumengen nicht so stark sein, wie in den anderen Sektoren. Hierdurch fällt wie beim GHD-Sektor der relative Anteil am Zubau.

Aus der Abschätzung des sektoralen Zubaus ergibt sich ein Zubau von 36,6 GW im Haushaltsbereich bis 2030. Hieraus werden die Zubaupotentiale bis 2030 für Ein- und Mehrfamilienhäuser abgeleitet. Aus der Analyse der verfügbaren Dachflächen von Ein- und Mehrfamilienhäusern in Tabelle 8 und Tabelle 9 lässt sich ableiten, dass der Anteil von Einfamilienhäusern am PV-Potential des Wohngebäudebereiches bei rund 72 Prozent liegt, der von Mehrfamilienhäusern respektive bei 28 Prozent. Wird der Ausbau von 36,6 GW entsprechend dieser Anteile auf Ein- und Mehrfamilienhäuser verteilt, ergibt sich für Einfamilienhäuser ein Zubau von 26,2 GW und für Mehrfamilienhäuser von 10,4 GW. Der bisherige PV-Zubau im Bereich der Mehrfamilienhäuser, insbesondere im Rahmen des Mieterstrommodells, war aufgrund von regulatorischen und organisatorischen Hürden bisher recht gering. Daher ist davon auszugehen, dass bei Mehrfamilienhäusern nicht entsprechend dem vorhandenen PV-Potential ausgebaut wird. Für den Worst-Case wird eine Reduktion des Potentials bei Mehrfamilienhäusern um 75 Prozent angenommen. Unter diesen Bedingungen ergibt sich bei gleichem Zubau im Haushaltsbereich insgesamt ein Zubau von 33,2 GW im Bereich der Einfamilienhäuser und von 3,3 GW im Bereich der Mehrfamilienhäuser.

Tabelle 11: Abschätzung des PV-Zubaus bis 2030 im Wohngebäude- und Nichtwohngebäudebereich

Bereich	Anwendungsfall	EE-Technol- ogie	Abschätzung des Aus- baus bis	Abschätzung der Stromerzeugung durch Zubau
			2030 [GW]	2030 [TWh]*
Wohngebäude	Einfamilienhaus	PV	26 – 33	25 – 32
	Mieterstrom	PV	3 – 10	3 – 10
	WEG	PV		
Nichtwohngebäude	GHD	PV	22 – 26	21 – 25
	Industrie		10 – 14	10 – 14

*Annahme Jahresvolllaststunden PV 970 h/a, Quelle: eigene Berechnung Fraunhofer ISE für durchschnittliche Jahresvolllaststunden des PV-Bestands in Deutschland in 2021

3.3.2. ABSCHÄTZUNG DES EE-AUSBAUS BIS 2030 BEI SEKTORENKOPPLUNGSTECHNOLOGIEN

Großelektrolyseur

Die Abschätzung des Zubaus von EE-Anlagen durch Großelektrolyseure wird von den aktuellen politischen Ausbauzielen für Elektrolyseure abgeleitet. Hiernach soll die Elektrolyseleistung in Deutschland bis 2030 auf 10 GW ansteigen (BMWK, 2022). Nach eigenen Berechnungen ist es für den Betrieb eines Elektrolyseurs zur Erzeugung von grünem Wasserstoff wirtschaftlich am attraktivsten, zu gleichen Teilen PV- und Windkraft zu nutzen. Hierbei sollte die kombinierte Leistung dem 2,3-fachen der Leistung des Elektrolyseurs entsprechen. Ein 1 MW Elektrolyseur sollte also mit 1,2 MW Windkraft und 1,2 MW PV-Leistung kombiniert werden. Für den Ausbau von 10 GW Elektrolyseurleistung sind also 12 GW Windkraft und 12 GW PV-Leistung notwendig. Bei dieser Überbauung kommt die Elektrolyseurleistung auf eine Auslastung von 3811 h/Jahr. Damit werden 38,1 TWh Wind und Solarstrom für die Produktion von Wasserstoff gebraucht.

Windwärmespeicher

Für die Überlegungen zum Zubaupotential von Windwärmespeichern wird, wie beim technischen Potential, das Beispiel des ENERTRAG-Windwärmespeichers aus dem SINTEG-Projekt zugrunde gelegt.

Zur Bestimmung des Zubaupotentials wird folgendermaßen verfahren. Das Betriebsmodell des Windwärmespeichers beruht auf der vorwiegenden Nutzung von Überschussstrom aus Windkraftanlagen. Daher sollen für die folgende Berechnung nur Regionen mit einer großen Menge an Ausfallarbeit einbezogen werden. Die zweite Anforderung für die wirtschaftliche Umsetzung

von Windwärmespeichern, welche sich aus der Anwendung des Wärmespeichers in einem Nahwärmenetz ableitet, besteht im Vorhandensein von kleinen Gemeinden.

Vergleicht man die deutschen Bundesländer hinsichtlich dieser Anforderungen, so zeigt sich, dass diese besonders in Brandenburg, Niedersachsen, und Schleswig-Holstein erfüllt sind. Diese Bundesländer weisen die höchste Ausfallarbeit aller Bundesländer auf (Stand 2021) und haben gleichzeitig einen verhältnismäßig hohen Anteil von kleinen Gemeinden (< 1000 Wohnungen). Würden alle kleinen Gemeinden dieser Bundesländer mit einem 2 MW Windwärmespeicher ausgestattet, so ergäbe sich ein Zubaupotential von 3,1 GW. Dieser Wert stellt somit den maximal möglichen Zubau dar, wenn alle kleinen Gemeinden in der Nähe eines Windparks stünden oder stehen werden und bis 2030 einen Windwärmespeicher realisieren können. Dies ist sehr unwahrscheinlich. Gleichzeitig ist ein Windwärmespeicher mit 2 MW für eine Gemeinde von 35 Häusern adäquat, weshalb viele Speicherprojekte mit größeren Leistungen arbeiten würden. Für eine genauere Bestimmung des Zubaupotentials bis 2030 fehlen noch Erfahrungswerte und weitergehende Analysen der möglichen Anwendungsfälle.

Abschließend kann gesagt werden, dass die Realisierung von Windwärmespeichern im aktuellen regulatorischen Rahmen deutlich unter dem technischen Potential liegen wird.

E-Ladestandort

Um abzuschätzen wie viele E-Ladestandorte bis 2030 mit PV-Anlagen ausgestattet werden, wird der Ausbau der Elektromobilität zugrunde gelegt. Gemäß einer Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ des Fraunhofer ISE (Fraunhofer ISE, 2021) wird der Anteil von batteriebetriebenen Fahrzeugen (PKW und LKW) bis 2030 auf 33,6 Prozent ansteigen. Es wird angenommen, dass in gleichem Maße Tankstellen mit PV-Anlagen ausgestattet werden. Auf Basis des technischen Potentials von 459 MW ergäbe sich ein geschätzter Ausbau von 155 MW bis 2030. Unter Annahme von 970 Jahresvolllaststunden von PV (Quelle: eigene Berechnung Fraunhofer ISE für durchschnittliche Jahresvolllaststunden des PV-Bestands in Deutschland in 2021) ergibt sich eine PV-Erzeugung von 0,1 TWh.

4. WIRTSCHAFTLICHKEIT UND REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die grundlegenden Annahmen zu den Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind im Anhang aufgeführt. Grundsätzlich wurde für die Investitions- und Betriebskosten (Netto-Angaben) von den Kostenstrukturen im Jahr 2022 ausgegangen. Für die Erlösströme wurde hingegen das Beispieljahr 2030 analysiert, da es für die betrachteten Anwendungsfälle in etwa in der Mitte durchschnittlicher Amortisationszeiträume liegt. Großhandelspreise und -preisstrukturen basieren auf den in 1.1 präsentierten Szenariorechnungen.

4.1. WIRTSCHAFTLICHKEIT DES PROSUMING IM WOHNGEBÄUDEBEREICH

Die detaillierte Beschreibung der Anwendungsfälle im Wohngebäudebereich ist in Kapitel 2.2 zu finden. Weitere Annahmen sind in der folgenden Tabelle 12 aufgeführt. Um den unterschiedlichen örtlichen Gegebenheiten Rechnung zu tragen und möglichst viele unterschiedliche Fallkonstellationen abbilden zu können, werden für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen im Wohngebäudebereich Preisspannen für die PV- und Batteriekosten zugrunde gelegt. Außerdem werden unterschiedliche Jahresvolllaststunden angenommen, die sich ebenfalls stark auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Durch die Kombination der Preis- und Ertragsannahmen können minimale und maximale Stromgestehungskosten errechnet werden.

Tabelle 12: Inputs und Annahmen für Wirtschaftlichkeitsrechnungen im Wohngebäudebereich

Parameter	Einheit	EFH	Mieterstrom im MFH und Quartier	WEG Allgemein- strom/ Energy Sharing
PV-Systemkosten spezi- fisch (min/mittel/max)	EUR/kWp	1.000 1300 1.600	750 1075 1.200/1.400 (Quartier/MFH)	750 1075 1.400
Betriebskosten	EUR/kW/a	26	21,5	21,5
Jahresvolllaststunden (min/mittel/max)	h/a		900 950 1000	
PV-Anlagen-Größen	kWp	5 10 15	20 30 40 80	30 40
Stromeinkaufspreis/ Stromverkaufspreis (Mieterstrom)	EUR/kWh		25	
EEG-Einspeisevergü- tung (01.01.23)	EUR/kWh	0,082 / 0,071 (<10/10 – 40 kWp)	0,071 0,058 (10 – 40/40 – 100 kWp)	0,071
EEG-Volleinspeiserv- ergütung (01.01.23)		0,130 0,109	-	-
Mieterstromzuschlag (01.01.23)	EUR/kWh	-	0,025 0,017 (10 – 40/40 – 100 kWp)	-
WACC real	%	2,2	4,0	2,2
Batteriekosten spezi- fisch (min/mittel/max)	EUR/kWh	800 900 1.000	800 900 1.000	800 900 1.000
Vertriebs – und Abrechnungskosten	EUR/kWh	-	0,02	-

4.1.1. WIRTSCHAFTLICHKEIT DER PV-ANLAGE

EINFAMILIENHÄUSER

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf die Berechnungsergebnisse in Tabelle 13.

Tabelle 13: Für Wirtschaftlichkeit notwendige, beobachtete und simulierte Eigenverbrauchsquoten von PV-Projekten in Einfamilienhäusern

Parameter	Einheit	EFH PV	EFH PV + BAT
		LCOE: 9,1 11,6 14,3 ct/kWh	LCOE: 9,1 11,6 14,3 ct/kWh BAT: 800 900 1000 EUR/kWh
Min. Eigenverbrauch (NPV = 0 EUR)	%	5 - 10 kW: 7,2 % 28,0 % 51,2 % 15 kW: 14,8 % 33,8 % 55,3 %	10 kW/ 5 kWh : 32,4 % 58,6 % 87,7 % 10 kW/ 10 kWh : 57,4 % 88,2 % N.A. 15 kW / 5 kWh: 30,7 % 53,2 % 78,2%
Min. Stromverbrauch (100 % Autarkie)	kWh	5 kW: 358 1.332 2.306 10 kW: 716 2.664 4.613 15 kW: 2.220 4.824 7.469	10 kW/ 5 kWh: 3.245 5.574 7.901 10 kW/ 10 kWh : 5.748 8.390 N.A. 15 kW/ 5 kWh: 4.607 7.586 10.566
Empirische Eigenverbrauchsquoten < 10 kW 10 -20 kW	%	20 % – 30 % 22 % – 32 %	35 % – 45 % 30 % – 40 %
Beispielhafte Eigenverbrauchsquoten (simuliert)	%	1 Pers.: 4 – 11 % 4-Pers.: 11 % – 26 % PV: 15 kW, 4-Pers., EV + WP: 32 %	PV: 10–15 kW, Bat: 5–10 kWh, 1 Pers.: 9 % – 14 % PV: 10–15 kW, Bat: 5–10 kWh, 4 Pers. EV + WP: 44 % – 68 %

Wie hoch muss die Prosuming-Quote (Eigenverbrauchsquote) für einen wirtschaftlichen Betrieb sein?

Auf Basis der in Tabelle 12 gemachten Annahmen ergeben sich für PV-Anlagen auf EFH aktuell Stromgestehungskosten von 9,1 ct/kWh, 11,6 ct/kWh und 14,3 ct/kWh. Ein Vergleich mit den Einspeisevergütungen zeigt, dass die Einspeisevergütung mit 8,2 ct/kWh für Anlagen kleiner 10 kWp bzw. 7,1 ct/kWh für Anlagen zwischen 10 und 40 kWp deutlich unter den Stromgestehungskosten liegt. Das Einspeisen von PV-Strom im Prosuming-Betrieb (Teileinspeisung) bringt also Verluste und muss durch den Eigenverbrauch ausgeglichen werden, bei dem Einsparungen im Vergleich zum Netzbezug von 10,7 bis 15,9 ct/kWh möglich sind. Die Herausforderung für Anlagenbetreiber besteht darin, dass der Verbrauch in Wohngebäuden ohne große Stromverbraucher wie Wärmepumpen und Elektroautos wenig flexibel ist und somit die Eigenverbrauchsquoten schwer zu beeinflussen sind.

Im günstigsten Fall bei Stromgestehungskosten von 9,1 ct/kWh müssen bei Anlagen kleiner 10 kWp nur 7,2 Prozent des erzeugten Stromes selbst verbraucht werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb der PV-Anlage zu erreichen, im schlechtesten Fall bei Stromgestehungskosten von

14,3 ct/kWh müssen allerdings schon 51,2 Prozent des erzeugten Stromes selbst verbraucht werden. Dies liegt deutlich über den statistisch beobachteten durchschnittlichen Eigenverbrauchsquoten von PV-Anlagen kleiner 10 kWp. PV-Anlagenbetreiber erreichen aktuell im Mittel Eigenverbrauchsquoten von rund 20 – 30 Prozent (eigene Auswertung Fraunhofer ISE auf Basis EEG-Jahresabrechnung 2020, ([Netztransparenz,2022](#))). Bei 20 Prozent Eigenverbrauch dürfen die Stromgestehungskosten maximal 10,6 ct/kWh (Jahresvolllaststunden = 950 h/a und Investitionskosten 1157 EUR/kW) betragen, um Wirtschaftlichkeit herzustellen. Bei 30 Prozent Eigenverbrauch dürften sie maximal bei 11,8 ct/kWh liegen (Jahresvolllaststunden = 950 h/a und Investitionskosten 1335 EUR/kW). Bei durchschnittlichen Selbstverbrauchsquoten (20–30 Prozent) können PV-Anlagen also nur bei niedrigen bis mittleren Stromgestehungskosten wirtschaftlich sein. Um hohe Eigenverbrauchsquoten zu erreichen, müssen insbesondere bei größeren PV-Anlagen hohe Verbräuche im Wohngebäude vorliegen. Um beispielsweise bei einer 10 kWp PV-Anlage mit mittleren Stromgestehungskosten den notwendigen 28 Prozent Eigenverbrauch zu erreichen, müssen schon 2664 kWh PV-Strom im Haus verbraucht werden. Dieser Verbrauch entspricht teilweise bereits dem gesamten Strombedarf eines Einfamilienhauses. Es ist also der Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage zuträglich, wenn hohe Verbräuche (zu der richtigen Zeit) vorliegen. Dies kann besonders bei der Nutzung von Wärmepumpen und Elektroautos der Fall sein.

Können Batteriespeicher die Wirtschaftlichkeit verbessern?

Eine Möglichkeit der Inflexibilität des Verbrauchs und der Erzeugung zu begegnen ist die PV-Stromerzeugung in Batteriespeichern zwischenzuspeichern und durch den nachgelagerten Verbrauch die Eigenverbrauchsquote zu steigern. Es stellt sich die Frage, ob ein Batteriespeicher die Eigenverbrauchsquote ausreichend steigern kann, um die erhöhten Investitionskosten des PV-Batteriesystems zu amortisieren.

Aus statistischer Sicht haben PV-Anlagenbetreiber mit Batterien ca. 8 bis 15 Prozent höhere Eigenverbrauchsquoten (eigene Auswertung Fraunhofer ISE auf Basis EEG-Jahresabrechnung 2020, ([Netztransparenz,2022](#))). Sie erreichen im Mittel Selbstverbrauchsquoten von 30–45 Prozent. Um die Investition amortisieren zu können, müsste die Steigerung schon bei niedrigen Batteriekosten von 800 EUR/kWh je nach Dimensionierung des Batteriespeichers mindestens bei 16 Prozent (Verhältnis Batteriekapazität [kWh] zu PV-Leistung [kWp] 1:3) bzw. bei 36 Prozent liegen (Verhältnis Batteriekapazität [kWh] zu PV-Leistung [kWp] 1:1). Ausreichende Steigerungen der Eigenverbrauchsquoten können nur bei kleinen Speichern in Verbindung mit hohen

Verbräuchen erreicht werden. Hierbei wird die Wirtschaftlichkeit aber nicht wesentlich gesteigert, sondern nur die Kosten des Batteriespeichers amortisiert.

Unter welchen Bedingungen lohnen sich größere PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern?

Unter den aktuellen Marktbedingungen (steigende Systemkosten und Handwerker-mangel) können dachfüllende PV-Anlagen (größer 10 kWp) in Einfamilienhäusern nur unter günstigen Bedingungen wirtschaftlich sein. Damit sich diese Anlagen bei mittleren LCOE (11,6 ct/kWh) im Teileinspeisermodell sicher amortisieren, bedarf es deutlich höherer Verbräuche als in typischen 4-Personenhaushalten. Diese werden nur in Verbindung mit Elektrofahrzeugen und/oder Wärmepumpe beobachtet. In dieser Situation können mit deutlich größeren Anlagen (15 kW), auch in Kombination mit PV-Batteriesystemen, ähnliche Renditen erreicht werden wie bei typischen kleineren reinen PV-Systemen (10 kW) bei durchschnittlichen Strombedarfen.

Kann es wirtschaftlich attraktiver sein im Einfamilienhausbereich die Volleinspeiserförderung zu nutzen?

Der untenstehende Abschnitt bezieht sich auf die folgende Tabelle 14.

Tabelle 14: Vergleich der Rendite bei Teileinspeiser und Volleinspeisern in Einfamilienhäusern

Parameter	EFH PV Volleinspeiser LCOE: 9,1 11,6 14,3 ct/kWh	EFH PV Teileinspeiser LCOE: 9,1 11,6 14,3 ct/kWh SV-Quote: 20-30 %	EFH PV+BAT Teileinspeiser LCOE: 9,1 11,6 14,3 ct/kWh SV-Quote: 30-45 % BAT: 5 kWh 900 EUR/kWh
Rendite (IRR)			5 kW SV 35 %: < 0 < 0 < 0
		5-10 kW SV 20%: 4,6 % 1,0 % < WACC < 0	10 kW SV 35 %: 2,1 % < WACC < 0 < 0
	5-10 kW: 8,0 % 3,9 % 1,0% < WACC	5-10 kW SV 30 %: 6,3 % 2,48 % < 0	5 kW SV 45 %: 0,3 % < WACC
	15 kW: 5,1 % 1,4 % < WACC < 0	15 kW SV 20 %: 3,3 % < 0 < 0	10 kW SV 45 %: 3,4 % 0,7 % < WACC < 0
		15 kW SV 30 %: 5,2 % 1,5 % < WACC < 0	15 kW SV 30 %: 1,8 % < WACC
			15 kW SV 40 %: 3,4 % 0,5 % < WACC

Vergleicht man die Renditen von Teil- und Volleinspeiserprojekten so zeigt sich, dass bei der aktuellen Förderung von Volleinspeiseranlagen bei kleinen Anlagen (kleiner 10 kWp) das Volleinspeisermodell bei LCOE unter 13,0 EURct/kWh und durchschnittlichen Eigenverbrauchsquoten zwischen 20 und 30 Prozent einen leichten Vorteil gegenüber dem Teileinspeisermodell hat. Die Rendite liegt zwischen 1,4 und 3,4 Prozentpunkten höher bei Volleinspeiseranlagen. Werden mit großen Anlagen (15 kWp) hohe Eigenverbrauchsquoten von 30 Prozent erreicht so Es zeigt sich, dass das Teileinspeisermodell bei größeren Anlagen (größer 10 kWp) mit einer durchschnittlichen SV-Quote von 30 Prozent einen leichten Vorteil aufweist. Liegt die Eigenverbrauchsquoten über diesem Wert vergrößert sich der Vorteil. Dies kann allerdings nicht allein über Batterien erreicht werden, da diese bei durchschnittlichen Vergrößerungen der Eigenverbrauchsquote die Wirtschaftlichkeit schmälern. Die Steigerung kann sich sinnvollerweise nur aus der Nutzung von Wärmepumpen oder Elektroautos ergeben.

Wie müsste die hoch müsste die Einspeisevergütung sein, um die Wirtschaftlichkeit für Prosumer (Teileinspeiser) sicher zu stellen?

Um diese Frage zu beantworten, wird die Sensitivität der Wirtschaftlichkeit bezüglich der Einspeisevergütung für eine große (15 kWp) und eine kleine PV-Anlage (5 kWp) für den Worst-Case (LCOE: 14,3 ct/kWh) und den Best-Case (LCOE 9,1 ct/kWh) auf Basis von simulierten Eigenverbrauchsquoten berechnet. Die simulierten Eigenverbrauchsquoten beruhen auf der Annahme eines 4 Personen Einfamilienhauses mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.459 kWh. Hierfür ergibt sich eine Eigenverbrauchsquote von 11 Prozent für die 15 kWp-Anlage und eine Eigen-

verbrauchsquote von 26 Prozent für die 5 kWp-Anlagen. Die restlichen Inputparameter entsprechen den Angaben in Tabelle 12. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Kapitalwertes der genannten PV-Projekte in Abhängigkeit der Einspeisevergütung.

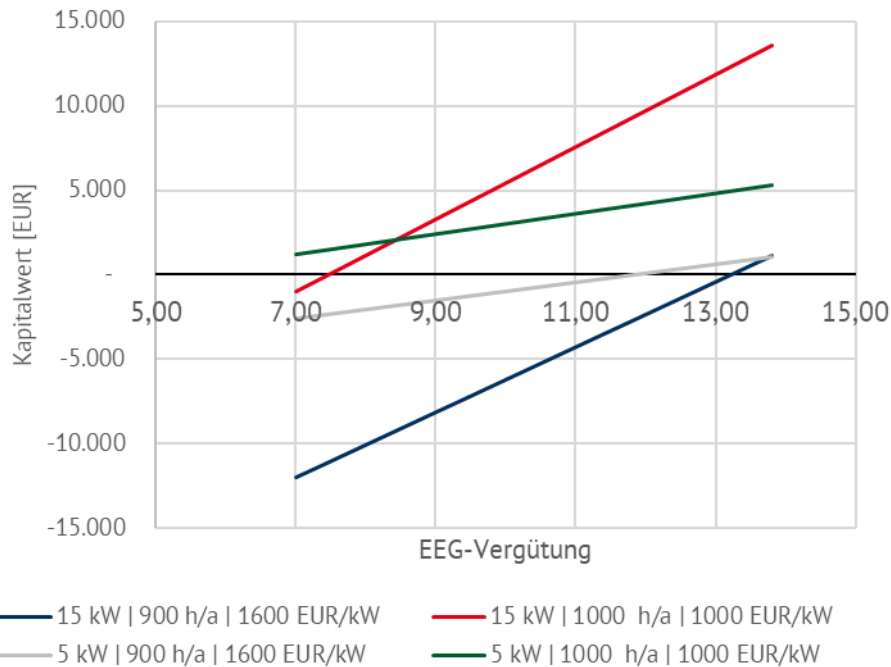


Abbildung 9: Sensitivitätsrechnung für die Einspeisevergütung von Prosumern in Einfamilienhäusern

Es zeigt sich, dass Prosumer in ungünstigen Fällen eine EEG-Einspeisevergütung mind. 13,4 ct/kWh benötigen, um bei einer hohen Belegung (15 kWp) ohne Wärmepumpe und/oder Elektroauto einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Auch in günstigen Fällen reicht die aktuelle EEG-Förderung von 7,1 EURct/kWh bei großen Anlagen (15 kW) nicht aus (mind. 7,5 ct/kWh notwendig). Klein dimensionierte Anlagen (5 kWp) benötigen in ungünstigen Fällen mindestens eine Förderung von 11,9 EURct/kWh.

MEHRFAMILIENHÄUSER - MIETERSTROM

Tabelle 15: Für Wirtschaftlichkeit notwendige und simulierte Eigenverbrauchsquoten von PV-Projekten in Mieterstromprojekten

Parameter	Einheit	Mieterstrom im MFH: PV	Mieterstrom im MFH/Quartier: PV + Bat
		LCOE (20–40 kW): 7,8 10,8 14,2 ct/kWh LCOE (80 kW): 7,8 10,8 12,5 ct/kWh	LCOE: 7,8 10,8 14,2 EURct/kWh LCOE (80 kW): 7,8 10,8 12,5 EURct/kWh BAT: 800 900 1000 EUR/kWh
Min. Eigenverbrauch (NPV = 0 EUR)	%	20 – 40 kW: 5,7 % 28,7 % 54,2 % 80 kW: 15,2 % 37,4 % 49,6 %	30 kW / 15 kWh 40 kW / 20 kWh: 31,3 % 58,8 % 89,4 % 30 kW / 20 kWh: 39,8 % 69,0 % N.A. 40 kW / 30 kWh: 44,1 % 74,0 % N.A. 80 kW / 15 kWh: 24,3 % 42,2 % 62,0 %
Min. Stromverbrauch (100 % Autarkie 100 % Teilnahmequote)	kWh	20 kW: 1.115 5.245 9.390 30 kW: 1.654 7.890 14.089 40 kW: 2.211 10.474 18.753 80 kW: 11.719 23.791 34.375	30 kW / 15 kWh: 9.405 16.789 24.179 30 kW / 20 kWh: 11.992 19.734 N.A. 40 kW / 20 kWh: 12.542 22.388 32.252 40 kW / 30 kWh: 17.670 28.240 N.A. 80 kW / 15 kWh: 19.534 32.118 44.704
Beispielhafte Eigenverbrauchsquote (simuliert)	%	PV 20 kW, 6 Teiln., 13 MWh: 20 % PV 20 kW, 8 Teiln., 17 MWh: 25 % PV 30 kW, 6 Teiln., 13 MWh: 14 % PV 40 kW, 6 Teiln., 13 MWh: 11 % PV 40 kW, 6 Teiln. + EVs, 30 MWh: 25 %	PV 30 kW, 6 Teiln., Bat 15 kWh, 13 MWh: 32 % PV 30kW, 6 Teiln.+EVs, Bat 15 kWh, 13MWh: 47% PV 30 kW, 6 Teiln., Bat 20 kWh, 13 MWh: 35 % PV 40 kW, 6 Teiln., Bat 20 kWh, 13 MWh: 27 % PV 40 kW, 6 Teiln., Bat 30 kWh, 13 MWh: 29 % PV 80kWp Quartier (MFH, Supermarkt), Bat 15 kWh, 464 MWh: 97 %

Wie hoch muss die Prosuming-Quote (Eigenverbrauchsquote) für einen wirtschaftlichen Betrieb sein?

Auf Basis der in Tabelle 12 gemachten Annahmen ergeben sich für PV-Anlagen in Mieterstromprojekten auf typischen Mehrfamilienhäusern Stromgestehungskosten von 7,8 ct/kWh, 10,8 ct/kWh und 14,2 ct/kWh für Anlagen zwischen 20 und 40 kWp. Für größere von 80 kW reduziert sich der Maximalwert auf 12,5 ct/kWh. Auch in diesem Bereich liegen die Einspeisevergütungen deutlich unten den günstigsten Stromgestehungskosten. Anlagen müssen sich somit über den Verkauf von Mieterstrom finanzieren. Die Volleinspeiservergütung liegt in diesem Bereich für Anlagen zwischen 10 und 80 kWp bei nur noch 10,9 ct/kWh. Ist nur eine geringe Abnahme von Mieterstrom zu erwarten können Anlagenbetreiber mit niedrigen bis mittleren Stromgestehungskosten auch die Volleinspeiservergütung anstatt des Mieterstrommodells nutzen, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage sicherzustellen.

Wird das Mieterstrommodell genutzt, müssen je nach Stromgestehungskosten 5,7 bis 54,2 Prozent des erzeugten PV-Stroms als Mieterstrom abgesetzt werden. Bei großen Anlagen sind es durch die niedrigeren Vergütungen sogar 14,7 bis 49,6 Prozent. Der Maximalwert liegt aufgrund

der niedrigen Investitionskosten tiefer. Bei hohen Eigenverbrauchsquoten rund 50 Prozent und mehr entspricht die Eigenverbrauchsmenge beispielsweise bei einer 40 kW-PV-Anlage bereits dem gesamten Stromverbrauch von 9 Wohnungen (2.124 kWh/Wohnungen). Da in diesem Anwendungsfall nur von einem Haus mit 8 Parteien ausgegangen wird (siehe Kapitel 2.2) liegt der benötigte Eigenverbrauch über dem gesamten Verbrauch des Hauses und kann somit nicht realisiert werden. Für Mehrfamilienhäuser mit 8-Parteien groß dimensionierte Anlagen (40 kW) können also bei höheren Stromgestehungskosten schon physikalisch keine Wirtschaftlichkeit im Mieterstrommodell erreichen.

Um zu verstehen, welche Eigenverbrauchsquoten in einem Mietshaus mit 8 Parteien und einer Teilnahmequote von 75 Prozent erreicht werden können wurden die Lastprofile der Erzeugung gegenübergestellt und die daraus resultierende mögliche Eigenverbrauchsquote bestimmt. Es zeigt sich, dass Betreiber von PV-Anlagen mit einer Leistung zwischen 20 und 40 kWp Eigenverbrauchsquote von 20 Prozent bzw. 11 Prozent erreichen können. In diesen Fällen dürfen die LCOE für einen wirtschaftlichen Betrieb maximal 8,4 bzw. 7,9 ct/kWh betragen. Um auch bei höheren LCOE einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten sind zusätzliche Stromabnehmer wie Elektroautos oder mehr Teilnehmer notwendig.

Können Batterien die Wirtschaftlichkeit in Mieterstromprojekten steigern?

Die simulierten Eigenverbrauchsquoten zeigen, dass sich durch den Einsatz von Batteriespeichern der Eigenverbrauch je nach Batteriespeichergroße (Verhältnis Batteriekapazität [kWh] zu PV-Leistung [kWp] 1:2, 2:3 und 3:4) um 16 bis 21 Prozent steigern lässt. Die gesteigerten Eigenverbrauchsquoten reichen jedoch bei mittlere Stromgestehungskosten nicht aus, um die gesteigerten Kosten zu amortisieren. Bei niedrigen Stromgestehungskosten und einem kleinen Speicher mit einem Verhältnis Batteriekapazität [kWh] zu PV-Leistung [kWp] von 1:2 können die notwendigen Quoten leicht überschritten werden. Die Wirtschaftlichkeit ist in diesen Fällen damit knapp gegeben. Allerdings liegt die Rendite bei rund 4 Prozent und unterschreitet bei weitem typische unternehmerische Renditeerwartungen.

Unter welchen Bedingungen lohnen sich größere PV-Anlagen in Mieterstromprojekten?

Unter aktuellen Marktbedingungen können große Anlagen (40 kW) auf kleinen Mietshäusern (8 Parteien) nur bei niedrigen bis mittleren LCOE (kleiner 10,9 ct/kWh) Wirtschaftlichkeit erreichen. Die Einbindung von Elektroladesäulen in Mieterstromkonzepte ermöglicht doppelt so

große Anlagen (40 kW) mit höherer Wirtschaftlichkeit als bei typischen PV-Systemgrößen (20 kW) und durchschnittlichen Verbräuchen.

Können dazu noch gewerbliche Abnehmer mit großen Stromverbräuchen wie Supermärkte in die Mieterstromkonzepte im Rahmen des Quartiersansatzes einbezogen werden, können die Eigenverbrauchsquoten und damit die Wirtschaftlichkeit massiv gesteigert werden.

Auch wenn die durch die Einbindung von Sektorkopplungstechnologien größere Projekte bei gleicher Wirtschaftlichkeit realisiert werden können, ist es voraussichtlich für den PV-Ausbau insgesamt wichtiger, dass die Kombination von Sektorenkopplungstechnologien mit PV-Anlagen immer lohnend ist und aufgrund dessen insgesamt mehr PV-Anlagen ausgebaut werden.

MEHRFAMILIENHÄUSER - WOHNUNGSEIGENTÜMERMGEINSCHAFTEN

Tabelle 16: Für Wirtschaftlichkeit notwendige und simulierte Eigenverbrauchsquoten von PV-Projekten in Wohnungseigentümergeinschaften

Parameter	Einheit	WEG PV + WP LCOE (20 – 40 kW): 7,8 10,8 14,2 ct/kWh	WEG Allgestrom PV + Bat + WP LCOE (20 – 40 kW): 7,8 10,8 14,2 ct/kWh BAT: 800 900 1000 EUR/kWh
		Min. Eigenverbrauch (NPV = 0 EUR)	%
Min. Stromverbrauch (100 % Autarkie 100 % Teilnahmequote)	kWh	30 kW: 2.035 9.652 17.275 40 kW: 2.722 12.889 23.018	30 kW / 15 kWh: 11.607 20.526 N.A. 40 kW / 20 kWh: 15.451 27.488 N.A.
Beispielhafte Eigenverbrauchsquote (simuliert)	%	PV 30 kW Allgestrom (WP) 37 MWh: 71 % PV 40 kW Energy Sharing (WP) 70 MWh: 78 %	PV 30 kW Bat 15 kWh Allgestrom (WP) 37 MWh: 72 % PV 40 kW Bat 20 kWh Energy Sharing (WP) 70 MWh: 83 %

Wie hoch muss die Prosuming-Quote (Eigenverbrauchsquote) für einen wirtschaftlichen Betrieb sein?

Die für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendigen Eigenverbrauchsquoten von 6,8 bis 63,9 Prozent können in den simulierten Beispielrechnungen bei weitem überschritten werden. Dies weist auf einen sehr wirtschaftlichen Betrieb hin. Die gute Wirtschaftlichkeit ist vor allem auf die Kombination der PV-Anlage mit einer Wärmepumpe zurückzuführen.

Können Batterien die Wirtschaftlichkeit in Mieterstromprojekten steigern?

Die notwendige Steigerung der Eigenverbrauchsquote beim Einsatz eines Batteriespeichers im Verhältnis (Verhältnis Batteriekapazität [kWh] zu PV-Leistung [kWp] 1:2) müsste bei 31,8 bis 38,4 Prozent. Diese Steigerungen können bei den Simulationen der Eigenverbrauchsquoten bei weitem nicht nachgewiesen werden. Vielmehr ergeben lediglich geringe Steigerungen von 1 bis 5 Prozent. Batteriespeicher können also in den betrachteten Anwendungsfällen die Wirtschaftlichkeit nicht steigern.

WIRTSCHAFTLICHKEIT IM VERGLEICH

In der folgenden Tabelle sind die Wirtschaftlichkeitsparameter der unterschiedlichen Anwendungsfälle in ihren wichtigsten technischen Ausprägungen aufgeführt. Die Renditen der derselben Anwendungsfälle sind zusätzlich in Abbildung 10 visualisiert.

Tabelle 17: Übersicht der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen zum Prosuming in Wohngebäuden

Parameter	Einheit	EFH PV	EFH PV + E-Mob + WP	EFH PV + Bat + E-Mob + WP	Mieterstrom PV	Mieterstrom PV	Mieterstrom PV + E-Mob	Mieterstrom Quartier: PV Supermarkt	WEG Allge-meinstrom PV + WP	WEG Energy-Sharing PV + E-Mob + WP
LCOE	ct/kWh	9,1 – 14,3	9,1 – 14,3	9,1 – 14,3	7,8 – 14,2	7,8 – 14,2	7,8 – 14,2	7,8 – 12,5	7,8 – 14,2	7,8 – 14,2
Stromverbrauch	kWh	3.459	21.348	21.348	12.741	12.741	29.593	464.162	37.442	70.498
PV-Anlagen-Größe	kWp	10	15	15	20	30	40	80	30	40
Batteriegröße	kWh	0	0	5	0	0	0	0	0	0
Beispielhafte Eigenverbrauchsquoten (simuliert)	%	15	32	44	20	14	25	97	71	78
Autarkie (simuliert)	%	42	21	28	36	38	32	16	56	42
Kapitalwert	EUR	4.670 – -3.317	10.659 – -1.687	10.619 – -3.333	11.799 – -5.235	14.986 – -10.046	28.062 – -6.648	195.114 – 125.521	61.156 – 32.000	88.633 – 49.050
Amortisationszeit	Jahre	14 – >20	12 – >20	13 – >20	12 – >20	13 – >20	11 – >20	5 – 9	6 – 12	6 – 11
Interner Zinsfuß	%	4,0 – -2,1	5,8 – -0,7	4,6 – -1,1	6,3 – -1,9	5,4 – -2,5	7,3 – -1,2	20,8 – 9,7	17,9 – 6,1	19,2 – 6,9

Es zeigt sich, dass die höchsten Renditen in den Anwendungsfällen der Wohnungseigentümergeinschaften und in gut ausgelasteten Mieterstromprojekten etwa durch die Einbeziehung von gewerblichen Stromabnehmern wie Supermärkten zu erzielen sind. Bei günstigen Stromgestehungskosten können Renditen bei 20 Prozent erzielt werden. Die Amortisationszeit liegt dann bei 5-6 Jahren. Die Rendite von PV-Projekten in Wohnungseigentümergeinschaften könnte bei gleichzeitiger Steigerung der PV-Kapazität weiter gesteigert werden, indem man die

Nutzung des PV-Strom in den einzelnen Wohnungen des Gebäudes ermöglicht. Trotz maximaler Ausnutzung der Dachfläche liegt die Rendite 0,8 bis 1,3 Prozentpunkte höher.

Die Rendite von gut ausgelasteten Mieterstromprojekten mit gewerblichen Stromabnehmern (oder einer deutlichen größeren Gruppe von Abnehmern im Gebäude) liegt mit 9,7 bis 20,8 Prozent in einem unternehmerisch attraktiven Bereich.

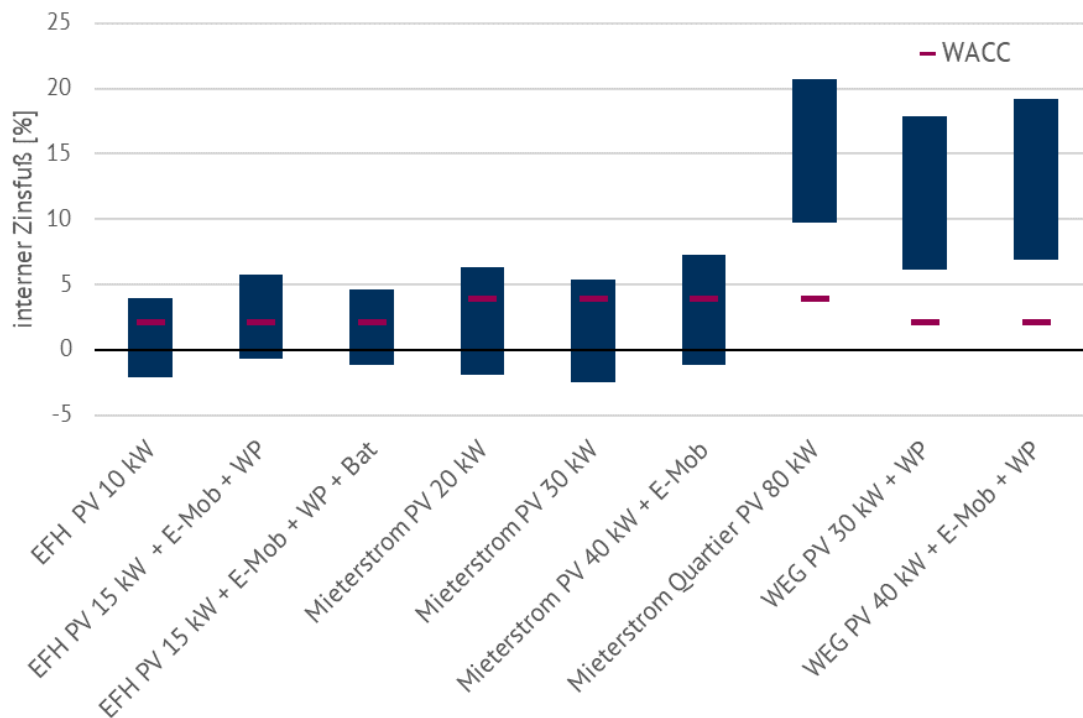


Abbildung 10: Vergleich der Rendite der unterschiedlichen Anwendungsfällen im Wohngebäudebereich
Bei kleinen Mieterstromprojekten können unternehmerisch akzeptable Renditen (7,3 Prozent) allerdings nur bei günstigen LCOE (7,8 ct/kWh) und bei Einbeziehung von Elektrofahrzeugen erreicht werden. In diesem Fall sind allerdings auch größer dimensionierte PV-Anlagen realisierbar. Ohne Elektrofahrzeuge können nur halb so große (20 statt 40 kW) Anlagen mit ähnlicher Wirtschaftlichkeit realisiert werden.

Im Einfamilienhausbereich liegt die Wirtschaftlichkeit am niedrigsten. Steigerung der PV-Kapazität bei gleichzeitiger Steigerung der Wirtschaftlichkeit sind insbesondere über die Integration von Sektorenkopplungstechnologien möglich. Durch die Nutzung von Stromspeichern kann, in diesen Fällen ohne einen starken Verlust der Wirtschaftlichkeit eine Steigerung der Autarkie erreicht werden.

Zusammengefasst lässt sich, wie bereits oben analysiert, feststellen, dass die Höhe des Selbstverbrauchs und damit des Prosumings maßgeblich die Wirtschaftlichkeit steigert. Lässt sich in einer Anwendung der Selbstverbrauch und damit des Prosumings erhöhen (z. B. auch durch eine

Änderung der Regulatorik, siehe Personenidentität), dann erhöht sich die Attraktivität des Geschäftsmodells.

4.1.2. POTENTIELLE STEIGERUNG DES AUSBAUS DURCH SEKTORENKOPPLUNG

Wie die vorangehenden Berechnungen gezeigt haben, liegt das größte Potential zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen im Wohngebäudebereich in deren Kombination mit Sektorenkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektroautos. Der Ausbau der Nutzung von Wärmepumpen und Elektroautos wird einen besonders starken Pull-Effekt auf den Ausbau von Photovoltaik haben. Auch umgekehrt gilt, wer eine PV-Anlage besitzt, für den ist der Betrieb eines strombasierten Heiz- oder Transportmittels deutlich günstiger. Dies wird dazu führen, dass sich deutlich mehr Hausbesitzer dazu entscheiden, in eine PV-Anlage zu investieren. Gleichzeitig können die PV-Anlagen bei ausreichendem Flächenpotential auch größer dimensioniert werden, ohne die Wirtschaftlichkeit zu beeinträchtigen. Dieser Effekt ist in der Prognose des Ausbaus von PV-Anlagen im Wohngebäudebereich noch nicht erfasst.

Im Folgenden soll daher eine Abschätzung des möglichen Zubaus von PV-Anlagen im Wohngebäudebereich gemacht werden, die enger dem erwarteten Ausbau von Wärmepumpen und Elektroautos folgt. In Tabelle 18 sind die Berechnungsschritte zur Bestimmung des PV-Zubaus aufgeführt.

Tabelle 18: Berechnung der möglichen Steigerung des PV-Ausbaus in Wohngebäudebereich durch Prosuming in Verbindung mit Sektorenkopplungstechnologien

Parameter	Einheit	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anzahl Wohngebäude ⁽¹⁾	[k]	19.377	19.481	19.585	19.689	19.793	19.897	20.000	20.104	20.208	20.312
Zubau Wohngebäude ⁽²⁾	[k]	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
PV-Leistungszubau im Haushaltsbereich ⁽³⁾	[MW]	2.005	2.015	2.768	3.722	4.333	4.878	4.892	4.883	4.641	4.400
Kumulierte PV-Leistung	[MW]	19.687	19.919	22.687	26.409	30.742	35.620	40.512	45.395	50.037	54.437
Durchschnittliche PV-Anlagengröße im Zubau ⁽⁴⁾	[kW]	-	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Anlagenzubau auf Basis durchschnittlicher PV-Anlagengröße	[k]	-	161	221	298	347	390	391	391	371	352
Installierte PV-Anlagen in Wohngebäuden gesamt	[k]	1.144	1.305	1.527	1.825	2.171	2.562	2.953	3.344	3.715	4.067
Anteil Wohngebäude (nur) mit PV-Anlage ⁽⁵⁾	[-]	6%	7%	8%	9%	11%	13%	15%	17%	18%	20%
Roll-Out E-Mobilität ⁽⁶⁾	[-]	4%	8%	11%	15%	19%	23%	27%	30%	34%	38%
Roll-Out Wärmepumpe ⁽⁶⁾	[-]	5%	7%	9%	11%	13%	15%	17%	19%	20%	22%

Mittelwert Roll-Out E-Mob und Wärmepumpen [-]	5%	7%	10%	13%	16%	19%	22%	24%	27%	30%
Erhöhter Anlagenzubau auf Basis von Sektorkopplung [k]	-	311	563	569	575	581	587	592	598	604
Erhöhter PV-Leistungszubau durch Sektorkopplung [MW]	-	3.887	7.037	7.111	7.185	7.258	7.332	7.405	7.479	7.553
Erhöhte kumulierte installierte Leistung durch Sektorkopplung [MW]	-	21.791	28.828	35.939	43.124	50.382	57.714	65.119	72.598	80.151

Anmerkungen:

(1) Auf Basis (Destatis, 2021)

(2) Trendfortsetzung des historischen Wachstums

(3) Berechnung gemäß 3.3.1

(4) Steigerung von rund 10 kW auf 12,5 kW (für Anlagen kleiner 30 kW)

(5) Verhältnis aus „Installierte PV-Anlagen in Wohngebäuden gesamt“ und „Anzahl Wohngebäude“

(6) Auf Basis (Fraunhofer ISE, 2021)

Zunächst wird berechnet wie sich der Anteil von Wohngebäuden mit PV-Anlagen auf Basis der Abschätzung in Kapitel 3.3.1 entwickeln wird. Hierzu wird zunächst die Entwicklung des Wohngebäudebestands bis 2030 abgeschätzt. Die Annahme ist hierbei, dass sich der Bestand linear genauso weiterentwickelt wie in den letzten 10 Jahren. Die Abschätzung des PV-Ausbaus im Haushaltsbereich bildet die Grundlage für die Berechnung der Anzahl von PV-Anlagen. Für die durchschnittliche Größe der PV-Anlagen im Haushaltsbereich wird der bisherige maximale Durchschnittswert für die PV-Anlagengröße im Bereich des Zubaus von Anlagen kleiner 30 kW angenommen. Der aktuelle Durchschnittswert liegt bei rund 10 kW. Aufgrund der jüngst beschlossenen Erleichterungen für Anlagenbetreiber mit Anlagen größer 10 kW, ist von einem verstärkten Zubau in den größeren Anlagensegmenten auszugehen. Außerdem ermöglicht die Kombination von PV-Anlagen mit Sektorenkopplungstechnologien größere PV-Anlage bei gleicher Wirtschaftlichkeit. Der bisherige Maximalwert lag bei rund 12,5 kW und wurde im Jahr 2010 erreicht, als viele der nun aufgehobenen Regelungen nicht galten. Über die durchschnittliche Anlagengröße lässt sich aus dem Leistungszubau die jährlich zugebaute Anzahl von PV-Anlagen im Wohngebäudebereich bestimmen. Die kumulierte Anzahl von PV-Anlagen auf Wohngebäude ins Verhältnis gesetzt zum Wohngebäudebestand ergibt den Anteil der Wohngebäude mit PV-Anlagen.

Vergleicht man diesen Anteil mit dem Anteil, den Wärmepumpen an den Heizungstechnologien und Elektroautos am PKW-Bestand bei einer zielkonformen Energiewende haben werden, so zeigt sich, dass der Anteil der Sektorkopplungstechnologien schneller ansteigen könnte als der Anteil von Wohngebäuden mit PV-Anlagen. Dieser Pull-Faktor könnte zum beschleunigten Ausbau von PV-Anlagen führen. Es wird daher berechnet, wieviel mehr PV-Leistung installiert werden würde, wenn der PV-Ausbau im Wohngebäudebereich dem Durchschnitt aus dem Roll-Out

von Elektroautos und Wärmepumpen folgen würde. Hierbei wird angenommen, dass sich die Roll-Out-Quoten direkt auf den Wohngebäudebestand übertragen lassen und die durchschnittliche PV-Anlagengröße konstant bleibt. Hierüber ergibt sich ein maximaler Zubau an Leistung von 80,2 GW bis 2030. Statt 20 Prozent wären 30 Prozent der Wohngebäude mit einer PV-Anlage ausgestattet. Da bereits das Erreichen einer installierten Leistung im Wohngebäudebereich von 54,4 GW bis 2030 unter den aktuellen regulatorischen Bedingungen als sehr ambitioniert angesehen werden muss, kann dieser Wert nur als Indikation des Potentials genutzt werden.

4.1.3. REGULATORISCHE HANDLUNGSFELDER ZUR SYSTEMDIENLICHEN VERBESSERUNG DER WIRTSCHAFTLICHKEIT

Für die Diskussion der regulatorischen Handlungsfelder ist nach den Anwendungsfällen zu unterscheiden. Ein allgemeines regulatorisches Hemmnis betrifft jedoch alle Anwendungsfälle. Die Wirtschaftlichkeit des Prosumings im Wohngebäudebereich wird vorrangig über die Eigenverbrauchsquote bestimmt. Diese ist bei Wohngebäuden ohne Sektorenkopplungstechnologien durch vergleichsweise niedrige und wenig flexible Lastverläufe nur sehr eingeschränkt zu beeinflussen. In der folgenden Abbildung 11 wird aufgezeigt wie erheblich die Wirtschaftlichkeit (=Attraktivität der Investition) gesteigert werden kann, wenn sich die Eigenverbrauchsquote bei EFH oder MFH erhöhen würde. Entsprechende Steigerungen sind auch für Anwendungen im Gewerbe und Industrie möglich, wenn dort bisher niedrige Eigenverbrauchsquote erzielt werden.

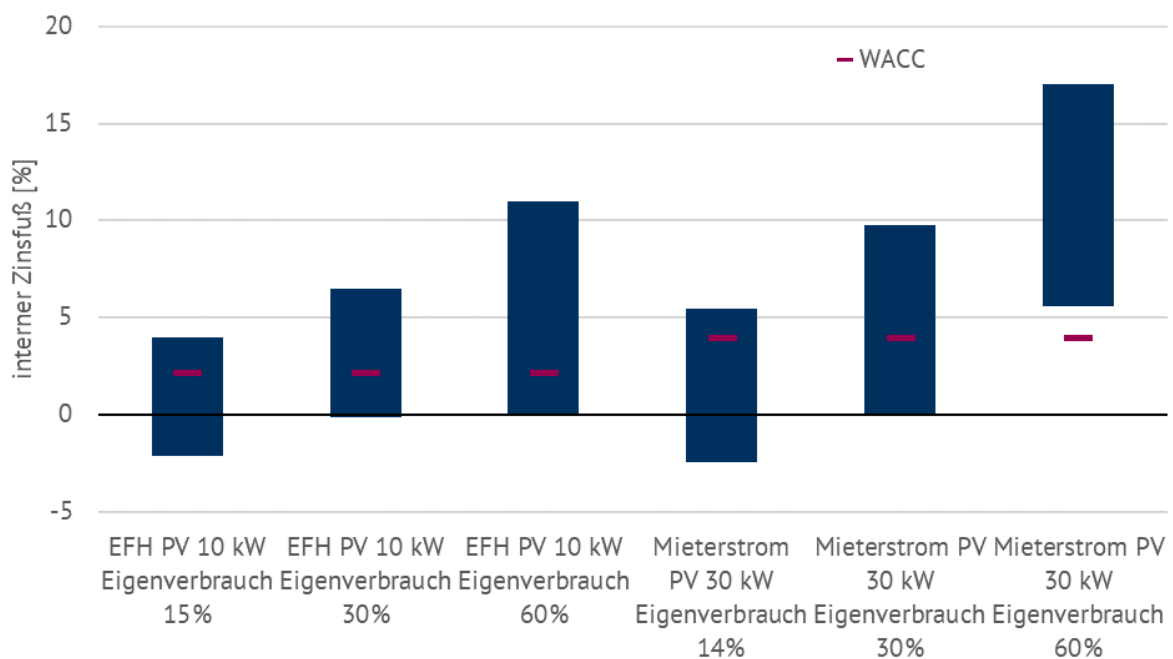


Abbildung 11: Beispielhafte Entwicklung der Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Eigenverbrauchsquote

Generell lässt sich hieraus schließen, dass ein hohes bzw. höheres Prosumingverhalten wirtschaftlich förderlich ist, bei gleichzeitigem Vorort-Verbrauch aus der jeweiligen Stromerzeugungseinheit mit entsprechender netzentlastenden Wirkung. Es müssen also Wege gefunden werden, wie auch Prosumern ohne Sektorenkopplungstechnologien höhere Eigenverbrauchsquoten ermöglicht werden.

Durch die strikte Definition des Eigenverbrauchs über die Personenidentität wird es erschwert, den Stromabnehmerkreis einer PV-Anlage zu erweitern, da andere Stromabnehmer als der Betreiber selbst, sofern sie nicht denselben Netzanschlusspunkt nutzen, alle mit der Netznutzung verbundenen Abgaben auf den verbrauchten Strom entrichten müssen. Dies reduziert stark die Wirtschaftlichkeit der Abnahme von Strom aus einer benachbarten PV-Anlage. Für den Betreiber der PV-Anlage wird dadurch eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote und damit der Wirtschaftlichkeit auf diesem Wege verhindert. Diese Regelung begrenzt nicht nur die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anwendungsfälle, sondern auch von weiteren innovativen Geschäftsmodellen, wie beispielsweise Community-Speichern, Renewable Energy Communities oder Energy Sharing. Um dieses Hemmnis abzubauen, wäre es denkbar die Anforderung an die Personenidentität abzuschaffen und stattdessen durch das bereits gebräuchliche Konzept der „räumlichen Nähe“ zu ersetzen, wobei hierbei darauf zu achten ist, dass explizit nur über kurze Strecken das Netz der öffentlichen Versorgung in das Prosuming-Konzept einbezogen werden darf. Damit würde die Regelung über das hinaus gehen, was aktuell im Mieterstrommodell im Rahmen des Quartiersansatzes, welcher auf der gemeinsamen Nutzung einer Kundenanlage³⁴ abstellt, möglich ist. Bei diesem Ansatz muss beachtet werden, dass es zu keiner Entsolidarisierung bei der Begleichung der Kosten des Netzes der öffentlichen Versorgung kommt. Die Nutzung des Konzepts der „räumlichen Nähe“ müsste auch mit einem angemessenen Beitrag zu den Netzkosten einhergehen. Mit dieser Umstellung würde eine längst überfällige Vorgabe der Erneuerbare Energien Richtliche der EU, in der diese Öffnung über das Vehikel der Erneuerbare Energien Gemeinschaften gefordert wird, in deutsches Recht umgesetzt.

³⁴ Definition Kundenanlage in § 3 Nr. 24a EnWG

Einfamilienhäuser

Im Einfamilienhausbereich bestehen regulatorische Handlungsbedarfe aktuell vorrangig im Bereich der Förderung und in der Nutzbarmachung von Flexibilitätspotentialen.

Hinsichtlich der Förderung haben die Anpassungen im Rahmen des EEG 2023 einige Verbesserungen mit sich gebracht. Die Steigerung der Vergütungssätze hat verhindert, dass der Zubau von neuen PV-Anlagen in vielen Fällen wirtschaftlich unrentabel geworden wäre. Angesichts aktuell weiter steigender Systempreise sind allerdings die Vergütungssätze schon heute in vielen Fällen nicht mehr ausreichend, um auch in optimierten Anlagenkonfigurationen einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen. Im anstehenden EEG-Herbstpaket sollten daher die Vergütungssätze überprüft und mit aktuellen Marktpreisen abgeglichen werden. Die durch das EEG 2023 eingeführte eigene Vergütungskategorie für Volleinspeiser mit verbesserten Vergütungssätzen schafft ein gutes Konzept für Anlagenbetreiber mit niedrigen Selbstverbrauchsquoten, einen wirtschaftlichen Betrieb der PV-Anlage sicherzustellen. Auch hier sollten allerdings die Vergütungssätze stetig überprüft und angepasst werden. Ein weiteres neu eingeführtes Modell im EEG 2023 ist die Möglichkeit der gleichzeitigen Inbetriebnahme einer Teil- und Volleinspeiseranlagen auf einem Dach sowie der nachträglichen Änderungsmöglichkeit des Vergütungsmechanismus. Diese neue Option ermöglicht es einen Teil des Hausdaches mit einer eigenverbrauchsoptimierten und damit sehr wirtschaftlichen Teileinspeiseranlage zu belegen und den Rest des Daches mit einer Volleinspeiseranlage zu füllen. Hierdurch werden eine vollständige Potentialnutzung und ein wirtschaftlicher Betrieb der PV-Anlage vereinbar. Ein Hindernis bei der Regelung ergibt sich aus der Anforderung der getrennten Messung und Abrechnungen der beiden Anlagen. Die dadurch gesteigerten Kosten und Aufwände könnten private PV-Anlagenbetreiber abschrecken und damit zu einer verringerten Nutzung dieser Option führen. Ein deutlich einfacherer Ansatz wäre die generelle Anhebung der Einspeisetarife oder ein variabler Einspeisetarif in Abhängigkeit der Höhe des Eigenverbrauchs.

Mehrfamilienhäuser

Im Bereich der Mehrfamilienhäuser bestehen neben den für Einfamilienhäuser genannten Handlungsfelder noch weitere spezifische Problemstellungen. Im Bereich von Mieterstromprojekte besteht der größte Handlungsbedarf. Obwohl der Mietgebäudebestand in Deutschland ein großes Potential birgt, gibt es bisher nur sehr wenige realisierte Mieterstromprojekte. Dies ist vorrangig auf die für gewerbliche Ansprüche geringe Wirtschaftlichkeit und hohe administrativen

Anforderungen zurückzuführen, die mit der Umsetzung von Mieterstromprojekten einhergehen. Die hohen Anforderungen an die Mieterstromabrechnung, die Freiheit der Mieter sich dem Mieterstromprojekt zu entziehen und die damit verbundene finanzielle Unsicherheit machen Mieterstromprojekte bei Vermietern wenig beliebt. Das Mieterstrommodell bedarf daher einer grundlegenden Überarbeitung. Vorbild hierfür kann das schweizerische Modell für den Mieterstrom sein. Der schweizerische „Zusammenschluss zum Eigenverbrauch“ bringt viele Vereinfachung bei der Abrechnung und der messtechnischen Erfassung mit sich. Hierdurch würde eine Abrechnung des Selbstverbrauchs über die Nebenkosten möglich werden, was auch die Nutzung des PV-Stroms für Gebäudetechnik ermöglicht. Insbesondere beim Einsatz von elektrischen Heizungstechnologien könnten hierdurch attraktive Prosuming-Geschäftsmodelle geschaffen werden.

Auch für WEG wäre die Einführung des „Schweizer Modells“ vorteilhaft, da hierdurch die Nutzung des PV-Stroms in den einzelnen Wohnungen ermöglicht wird und somit die Eigenverbrauchsquoten im Vergleich zur ausschließlichen Nutzung für Alltagsstrom deutlich gesteigert werden würden. Wie die Abrechnung der Stromverbräuche in den einzelnen Wohnungen erfolgt, kann von Wohnungseigentümergeinschaft bestimmt werden.

Durch dieses erweiterte Eigenverbrauchskonzept, was die Notwendigkeit der Personenidentität für Eigenverbrauch aufhebt und die steuerlichen Vorteile auf eine Gruppe von Nutzern erweitert, würde die Wirtschaftlichkeit von Prosuming in Mehrfamilienhäusern deutlich gesteigert.

Die Einführung des Schweizer Modells würde aber nur einen Zwischenschritt zu der am Anfang des Kapitels vorgeschlagenen Reformierung des Eigenverbrauchsmodells darstellen, welches auch Stromabnehmer in benachbarten Gebäuden miteinbeziehen würde, somit noch höhere Nutzungsgrade der PV-Stromerzeugung ermöglichen würde.

Flexibilitätspotentiale

Hinsichtlich der Nutzbarmachung des Flexibilitätspotentials im Wohngebäudebereich gibt es aktuell noch große Hürden. Die größten nutzbaren Flexibilitätspotentiale ergeben sich PV-Batteriesysteme, E-Fahrzeuge und elektrische Heiztechnologien wie Wärmepumpen und Heizstäbe mit Warmwasserspeichern. Zur Nutzung dieser Flexibilitäten stehen zwei Wege zur Verfügung: Entweder die Anlagenbetreiber reagieren auf marktbasierete Anreize, was die Erfassung der Verbräuche und der Erzeugung mit Smart-Metern voraussetzt oder die Anlagenbetreiber ermöglichen die Ansteuerung ihrer Anlagen durch die Netzbetreiber. Während die erste Option durch

die verpflichtende Einführung von dynamischen Stromtarifen für Haushaltskunden in Verbindung mit dem Smart-Meter-Rollout aktuell zum Teil umsetzbar wird, fehlen für die zweite Option noch die rechtlichen Grundlagen. Der zentral gesteuerte Einsatz von Batteriespeichern aus Elektroautos und PV-Heimspeichern könnte große Chancen für die Netzunterstützung eröffnen. Sinnvoll wäre zunächst ein Anreizsystem für die freiwillige Verfügbarmachung. Bei PV-Heimspeichern und Elektroautos im speziellen fehlen aktuell noch rechtliche Regelungen für einen wirtschaftlich attraktiven Einsatz als Heim- und Netzspeicher.

4.2. WIRTSCHAFTLICHKEIT DES PROSUMING IN GEWERBE UND INDUSTRIE

Eine detaillierte Beschreibung der Anwendungsfälle und der hierzu getroffenen Annahmen ist in Kapitel 2.3 zu finden.

4.2.1. NICHT-PRODUZIERENDES GEWERBE

Tabelle 19: Annahmenset zum Bürogebäude als Anwendungsfall des nicht-produzierenden Gewerbes

	Büro (nicht-produz. Gewerbe)
Mitarbeiterzahl	<50
Bedarf Strom	170 MWh/a
-Max. Last (exkl E-Mob/Wärme)	77 kW
-Laststruktur	Tageslastgang, Werkzeuge
Bedarf Wärme	160 MWh/a
-davon Hochtemperatur (>250°C)	-
-Max. Last (inflexibel)	164 kW
-Laststruktur	tages- und winterlastig (Raumwärme, Warmwasser)
Bedarf E-Mobilität	5-20 Fahrzeuge
PV-Potential	167 kWp
KWK-Anlage	nein
Strombezugspreis 2030	19,3 ct/kWh
-davon Großhandelspreis (RLM)	6,3 ct/kWh
-davon NNE-Leistungspreis	55 EUR/kW (Mittelspannung)

WIRTSCHAFTLICHKEIT DER PV-ANLAGE

Ist eine PV-Anlagen im nicht-produzierenden Gewerbe wirtschaftlich? Wird die Dachfläche bei wirtschaftlicher Optimierung der Anlagengröße voll ausgenutzt?

Im betrachteten Anwendungsfall führt der Eigenverbrauch bzw. das Prosuming des dezentral erzeugten Stroms zu einer Ersparnis von 19,3 ct/kWh gegenüber dem Netzstrombezug. Demgegenüber wird die Netzeinspeisung entweder mit dem Marktwert Solar 2030 (gemäß Szenario „Referenz“³⁵) oder mit dem durchschnittlichen Vergütungssatz der Bundesnetzagentur für 2022 (für Anlagenleistungen zw. 100 und 750 kWp) vergütet. In beiden Fällen beläuft sich die Vergütung auf rund 5 ct/kWh.

Wird die Dimensionierung einer neu zu installierenden PV-Dachanlage auf dieser Basis wirtschaftlich optimiert, so fällt die optimale Anlagengröße im Ergebnis stets deutlich kleiner aus als die maximale Leistung, die auf der betreffenden Dachfläche möglich wäre (hier: 167 kWp). Tabelle 20 gibt zudem zu erkennen, dass es dabei eine bedeutende Rolle spielt, auf welche Amortisationszeit die PV-Anlageninvestition ausgelegt wird. Bei langfristiger Gewinnausrichtung des Investors auf bspw. 20 Jahre können im betrachteten Beispiel 82 Prozent (138 kWp) des PV-Dachanlagenpotentials ausgeschöpft werden, eine Optimierung des Nettobarwerts auf maximal 10 Jahre führt hingegen zu einer Ausschöpfung von nur 44 Prozent (73 kWp). Rechnerisch gesehen liegt der Grund hierfür in der Verteilung der Kapitalkosten auf eine geringere Anzahl an Amortisationsjahren. Bei längerfristiger Ausrichtung des Investments liegt der Fokus stärker auf der jährlichen Stromkostensparnis über den Zeitpunkt der Amortisation hinaus, da PV-Anlagen typischerweise eine Lebenszeit von 25 bis 30 Jahren aufweisen und damit langfristig für reduzierte Netzbezugskosten sorgen können.

Tabelle 20: PV-Leistung, die im betrachteten Anwendungsfall bei Eigenverbrauchsoptimierung auf einem Bürogebäudedach installiert würde, in Abhängigkeit der Investorenpräferenz für kürzere Amortisationszeiten (NBW-Optimierung auf max. 10Jahre) oder für längerfristige Stromkostensparnisse (NBW-Optimierung auf 20Jahre) [Quelle: Eigene Berechnungen EnergyBrainpools]

	Nettobarwert (NBW) optimiert auf	
	20 Jahre	10 Jahre
PV-Leistung [kW]	138	73
Potentialausschöpfung	82 %	44 %

³⁵ Vgl. Szenariobeschreibung in Kapitel 1.1

Dies zeigt, dass sich die Installation einer PV-Anlage im vorliegenden Fall bereits im aktuellen regulatorischen Rahmen wirtschaftlich lohnt, eine vollständige Ausschöpfung wird voraussichtlich jedoch nicht erreicht. Angesichts der im Gewerbe- und Industriebereich oftmals erforderlichen Amortisationszeiten von fünf Jahren oder weniger erscheint eine Umsetzung jedoch nur erreichbar, wenn hierfür vor allem Contracting-Modelle eingesetzt werden. In diesem Modell werden die Investitionskosten und die Gewinne aus jährlichen Stromkostensparnissen auf „Contractor“ und Gewerbedachbesitzer aufgeteilt. Contracting-Modelle können aus Sicht eines Gewerbedachbesitzers grundsätzlich immer dann für kürzere Amortisationszeiten sorgen, wenn die Projektfinanzierung so ausgestaltet ist, dass der Contractor die Mehrheit der Investitionskosten tragen und längere Amortisationszeiten in Kauf nehmen kann, um seinen Kunden stärker an den Gewinnen der ersten Betriebsjahre partizipieren zu lassen.

Wenngleich die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung aufgrund der Heterogenität der Lastprofile im Gewebesektor nicht eins zu eins auf andere Anwendungsfälle übertragbar sind, so dürfte das Erfordernis von Contracting-Modellen auf die meisten anderen Gewerbe zutreffen. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit könnte das Ergebnis für Gewerbe ähnlicher Größenordnung und Dachverfügbarkeit mit tageslastigem Stromverbrauchsprofil (z. B. Non-Food Einzelhandel, Café) entsprechend ähnlich ausfallen. Aufgrund ihres Lastprofils erscheinen diese Gewerbe verhältnismäßig prädestiniert für eine Solareigenerzeugung. Demgegenüber kann die Wirtschaftlichkeit einer PV-Dachanlage bei nicht-produzierenden Gewerben mit stärkerem nächtlichen Stromverbrauch, bspw. Supermärkte mit durchgehender Kühlung oder Logistikzentren, geringer ausfallen.

Inwiefern kann das PV-Dachpotential durch die Installation von E-Ladesäulen oder die Elektrifizierung des Wärmebedarfs besser ausgeschöpft werden?

Wird der lokale Stromverbrauch vor dem Netzanschlusspunkt durch das Laden von E-Fahrzeugen auf dem Gewerbeparkplatz oder durch die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung mithilfe eines Elektrodenheizkessels erhöht, so steigt ebenso das Potential zur lokalen Stromerzeugung, bspw. durch eine PV-Anlage. Dabei wird angenommen, dass sich das Ladeverhalten der E-Ladesäulen mithilfe eines Lademanagementsystems so gut wie möglich an der Solarstromerzeugung

orientiert. Für die Wärmelast gilt diese Flexibilität nur dann, wenn zusätzlich ein optionaler Gewerbewärmespeicher installiert wird.

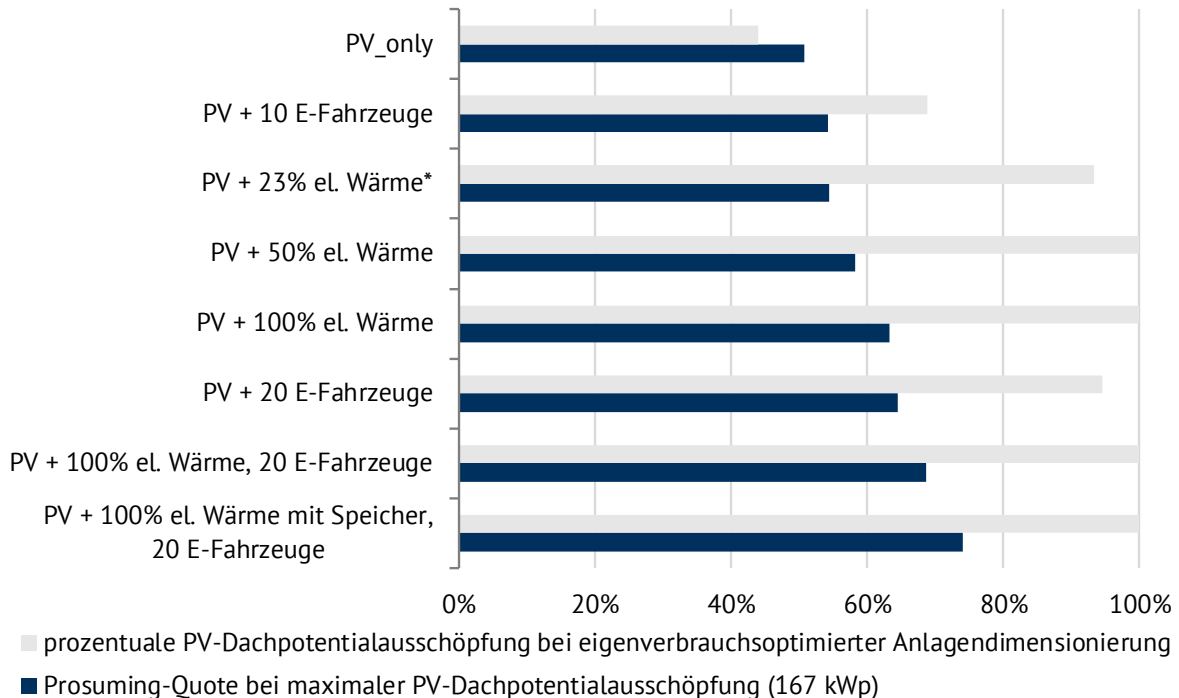
Abbildung 12 zeigt auf, wie sich der Prosuming-Anteil am lokal erzeugten Solarstrom bei vollständiger PV-Dachpotentialausschöpfung erhöht, wenn Fahrzeugflotte und/oder Wärmebedarf Schritt für Schritt elektrifiziert werden (blaue Balken). Sind diese Bereiche elektrifiziert, erhöht sich in der Folge die Wirtschaftlichkeit größerer PV-Anlagen. Die grauen Balken zeigen deshalb an, wieviel des Dachpotentials je Technologiekombination ausgeschöpft wird, wenn die PV-Anlage hinsichtlich des Nettobarwert über 10 Jahre optimiert wird (d. h. Ausrichtung auf möglichst kurze Amortisationszeit).

Dabei zeigt sich, dass die Integration von Ladesäulen für 10 E-Fahrzeuge die wirtschaftlich optimale PV-Leistung bereits um 25 Prozentpunkte steigert. Jedoch wird selbst bei einer Steigerung auf 20 E-Fahrzeuge noch keine maximale PV-Potentialausschöpfung erreicht (sondern nur zu 95 Prozent). Ist hingegen der Wärmebedarf zu 50 Prozent elektrifiziert, so führt dies in der wirtschaftlichen Optimierung der PV-Anlagendimensionierung bereits zu einer vollständigen Dachflächenauslastung. Der Grund liegt vorrangig im i. d. R. mengenmäßig höheren Energiebedarf für Wärme. Wird stattdessen derselbe Jahresstrombedarf an Wärme elektrifiziert, den das werktägliche Laden von 20 E-Fahrzeugen hervorruft (in diesem Fall: 23 Prozent des Wärmebedarfs), so führt die Integration der E-Mobilität aufgrund einer deutlich höheren Prosuming-Quote zu einer leicht besseren Potentialausschöpfung. Die höhere Prosuming-Quote ergibt sich aus der deutlich höheren Lastflexibilität der E-Ladesäulen, die über den Arbeitstag besonders PV-orientiert laden können, während der Wärmebedarf in den sonnenarmen Wintermonaten besonders stark ausgeprägt ist.

Wenn das PV-Dachpotential vollständig ausgeschöpft ist, lässt sich die Prosuming-Quote durch weitere Elektrifizierung sowie durch eine Flexibilisierung der Wärmelasten mittels Speicher weiter verbessern. So werden Prosuming-Quoten von bis zu 74 Prozent erreicht.

Auffällig ist, dass die Elektrifizierung von Wärme zu 50 oder 100 Prozent im Vergleich zur Integration von 20 E-Fahrzeugen zu einer vollständigen PV-Potentialauslastung führt, obwohl die Prosuming-Quote im Falle der E-Fahrzeuge deutlich höher ausfällt. Das ist darauf zurückzuführen, dass sich durch die Integration der E-Fahrzeuge vorrangig die arbeitspreisbezogene Stromkostensparnis (ausgedrückt durch die Prosuming-Quote) stärker erhöht. Demgegenüber trägt

die PV-Stromerzeugung im Falle der weitestgehend elektrifizierten Wärme gleichzeitig viel stärker dazu bei, wärmebedingt neu entstehende Lastspitzen abzufedern und den Anstieg der Leistungspreiskomponente in den Stromkosten damit geringer zu halten.



*entspricht demselben Jahresstrombedarf wie 20 E-Fahrzeuge, die am Arbeitsplatz laden

Abbildung 12: Prosuming-Anteil bei max. PV-Dachpotentialausschöpfung (blau) verglichen mit der PV-Dachpotential-ausschöpfung bei eigenverbrauchsoptimierter Anlagendimensionierung (optimiert auf NBW10 Jahre) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

Insgesamt zeigt sich, dass Prosuming-Geschäftsmodelle, die die Versorgung neuer Stromverbraucher wie E-Ladesäulen oder Elektrodenheizkessel vor dem Netzanschlusspunkt vorsehen, im Bereich des nicht-produzierenden Gewerbes dafür sorgen können, die Auslastung ansonsten ungenutzter PV-Dachpotentiale erheblich zu steigern.

WIRTSCHAFTLICHKEIT EINER FLEXIBILISIERUNG MIT/OHNE PV-PROSUMING

Lohnt sich flexibles Lastverhalten auch ohne PV-Prosuming?

Der Einfluss des Ladeverhaltens von E-Fahrzeugen im Gewerbebereich auf die hierfür anfallenden Netzstrombezugskosten sind in Tabelle 21 dargestellt. Es wird ersichtlich, dass durch die Lastverschiebung hin zu Zeiträumen mit niedrigen Strompreisen zwar ein niedrigerer Großhandelspreis für dieses Lastprofil generiert würde. Allerdings fällt diese Verbesserung (-9 Prozent) mit Blick auf den Gesamttarif (inklusive lastprofilunabhängiger Abgaben und Umlagen) kaum ins

Gewicht (-3 Prozent). In Bezug auf die Gesamtstromkosten des betrachteten Gewerbes verschwindet der arbeitspreissenkende Effekt sogar vollständig. Stattdessen führt der Strombedarf der Ladesäulen bei einer zunehmenden Anzahl von zu ladenden E-Fahrzeugen sogar zu neuen Lastspitzen, die sich in erhöhten Leistungspreisen (in EUR/kW) und letztendlich sogar erhöhten Stromkosten äußern (hier: +3 Prozent bei 20 Fahrzeugen).

Tabelle 21: Strombezugskosten für ein Bürogebäude in Abhängigkeit der Flexibilität des Ladeverhaltens von auf dem unternehmenseigenen Parkplatz geladenen E-Fahrzeugen [Quelle: Eigene Berechnungen EnergyBrainpools]

	Ladeverhalten bedarfsgerecht, ohne PV-Prosuming	Ladeverhalten strompreisorientiert, ohne PV-Prosuming	Delta in %
Strombezugspreis E-Mob, Großhandelspreis* [ct/kWh]	6,7	6,1	-9%
Strombezugspreis E-Mob, Ge- samttarif [ct/kWh]	19,7	19,1	-3%
Strombezugskosten Gesamt [EUR/a], 5 Fahrzeuge	39.099	39.122	0%
Strombezugskosten Gesamt [EUR/a], 20 Fahrzeuge	44.684	46.115	3%

* Für die Berechnung wurde eine stundenscharfe Strommarktmodellierung für das Jahr 2030 durch Energy Brainpool vorgenommen (Strommarktszenario „Referenz“, vgl. Kapitel 1.1)

Bei einer Elektrifizierung des Wärmebedarfs verschärft sich dieses Bild angesichts der i. d. R. deutlich größeren, benötigten Energiemengen noch einmal. Eine Beispielrechnung für den betrachteten Anwendungsfall des Bürogebäudes ist Tabelle 22 zu entnehmen. Obwohl der Leistungspreisanteil an den gesamten Strombezugskosten hier absolut gesehen deutlich kleiner ausfällt als der Arbeitspreisanteil, führt die deutliche Erhöhung der Lastspitzen (+160 Prozent) zu insgesamt höheren Strombezugskosten (+20 Prozent).

Tabelle 22: Strombezugskosten für ein Bürogebäude in Abhängigkeit der Flexibilität des Lastverhaltens eines Elektrodenheizkessels bei 100 % elektrischer Wärmebereitstellung (in etwa gleiches Verhältnis Wärme- zu Strombedarf, vgl. 2.3) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

	Lastverhalten bedarfsgerecht, ohne PV-Prosuming	Lastverhalten strompreisorientiert (mit Speicher), ohne PV-Prosuming	Delta in %
Strombezugskosten Gesamt, Leistungspreisanteil [EUR/a]	10.186	26.437	160%
Strombezugskosten, Arbeitspreisanteil [EUR/a]	19,7	19,1	-3%
Strombezugskosten Gesamt [EUR/a]	66.118	64.810	-2%

Demnach besteht ohne Prosuming kein Anreiz, den Strombezug von E-Ladesäulen und Elektrodenheizkesseln hinsichtlich einer (Day-Ahead-) marktdienlichen Fahrweise zu flexibilisieren. Stattdessen könnte eine weitestgehende Flexibilisierung neue Lastspitzen hervorrufen und zu höheren Netzentgelten führen. Eine Vermarktung der Flexibilität dieser Anlagen am Regelenenergie- oder Intraday-Markt könnte die Rentabilität einer Flexibilisierung zwar verbessern, da hierdurch zusätzliche Potentiale für weitere Bezugskostensenkungen bzw. Zusatzerlöse abgerufen werden können. Allerdings ist das Pooling von kleinen Verbrauchsanlagen analog zu Batterien im aktuellen regulatorischen Rahmen kaum bzw. oftmals gar nicht möglich (KIT,2021). Außerdem würden durch die Erbringung negativer Regelleistung entstehende, neue Lastspitzen zu höheren Netzentgelten führen. Insofern besteht hier vorrangig durch Prosuming-Geschäftsmodelle die Chance, das Flexibilitätspotential dieser Verbrauchsanlagen für Strommarkt und -netz nutzbar zu machen.

Wie verbessert sich die Wirtschaftlichkeit flexiblen Lastverhaltens durch PV-Prosuming?

Dieser Frage wird am Beispiel des Ladeverhaltens von E-Fahrzeugen nachgegangen. Tabelle 23 zeigt, dass sich die Netzbezugskosten durch den Prosuming-bedingten Verbrauch des vor Ort erzeugten PV-Stroms deutlich verringern (vgl. Strombezugskosten ohne Prosuming in Tabelle 22). Außerdem wird deutlich, dass sich die Strombezugskosten durch flexibles Ladeverhalten dennoch weiter senken lassen (-13 bzw. 17 Prozent). Allerdings fällt der Unterschied zwischen strompreisorientiertem und PV-orientiertem Ladeverhalten marginal aus (4 Prozentpunkte). Dies ist mitunter auf den hohen Strompreiseinfluss der PV-Erzeugung in 2030 zurückzuführen. Durch

den Merit-Order-Effekt der Solareinspeisung (Erklärung hierzu s. Kapitel 1.1) führt die Orientierung an Strompreisen ebenso zu einer Lastverschiebung in die sonnenreichen Mittagsstunden und zu einer Erhöhung des PV-Prosuming-Anteils.

Tabelle 23: Strombezugskosten inklusive der Kosten für das Laden von E-Fahrzeugen für ein Bürogebäude mit PV-Prosuming, in Abhängigkeit der Flexibilität des Ladeverhaltens [Quelle: Eigene Modellrechnungen]

	Ladeverhalten bedarfsgerecht	Ladeverhalten strompreisorientiert	Ladeverhalten orientiert an PV-Erzeugung
Strombezugskosten Gesamt [EUR/a], 20 Fahrzeuge	13.625	11.885	11.261
Delta in %		-13%	-17%

Insofern entstehen durch PV-Prosuming im betrachteten Anwendungsfall signifikante Anreize für eine vollständige Flexibilisierung des E-Ladeverhaltens.

Auch im Falle eines bereits elektrifizierten Wärmeverbrauchs führt das Vorhandensein einer PV-Anlage zu erhöhten Anreizen für eine Flexibilisierung, welche durch die Installation eines entsprechenden Gewerbewärmespeichers bewerkstelligt wird. Aufgrund des hohen Wärmebedarfs v. a. in den Wintermonaten, in denen die Solarstromproduktion vergleichsweise niedrig ausfällt, liegt der optimale Flexibilisierungsgrad im betrachteten Anwendungsfall hier jedoch deutlich unter 100 Prozent. Stattdessen würde der Wärmespeicher im Sinne einer Kapitalwertoptimierung lediglich auf rund 12 Prozent der höchsten täglichen Wärmelast ausgelegt werden, um PV-Erzeugungsspitzen zur elektrischen Wärmeerzeugung wirtschaftlich optimiert nutzbar zu machen.

Neue Lastspitzen durch E-Mobilität und Wärmeelektrifizierung: Können Batteriespeicher hier helfen?

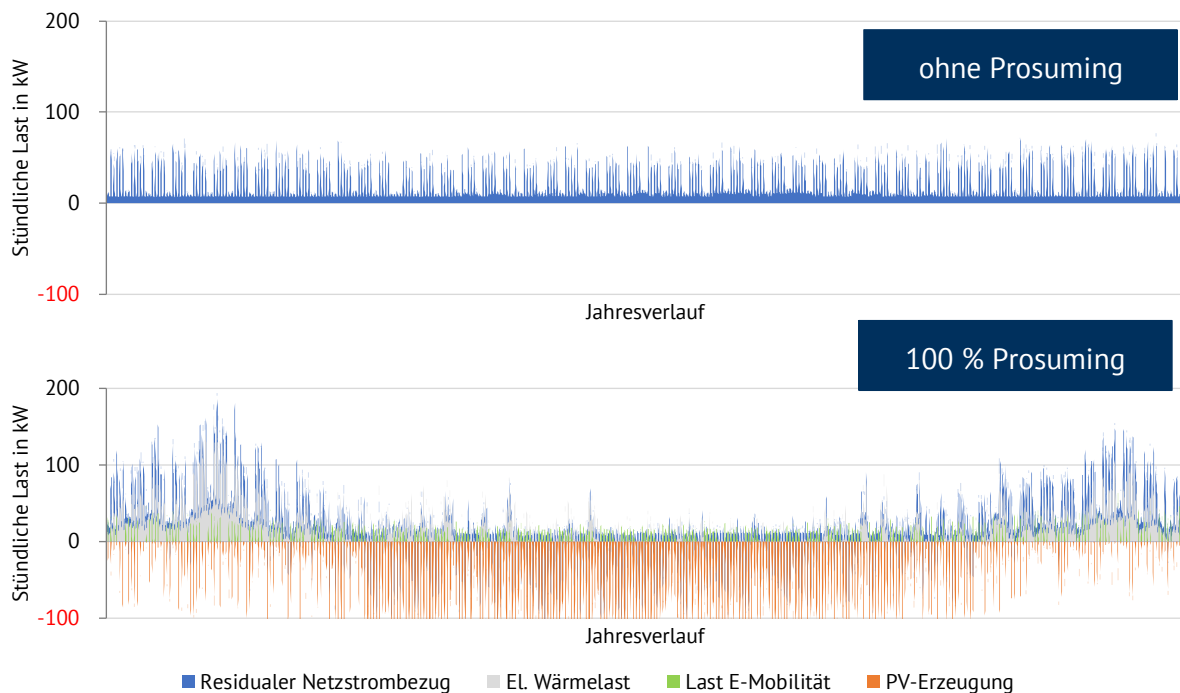


Abbildung 13: Stundenscharfe Jahreslastkurve des Bürogebäudes mit (unten) und ohne Prosuming (oben); Annahmen untere Grafik: PV-Leistung 167 kWp; 20 E-Ladesäulen à 22 kW und 100-prozentig elektrifizierte Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

Aufgrund des zunehmenden Strombedarfs der E-Mobilität und Wärme und den damit verbundenen, erhöhten Lastspitzen (vgl. Abbildung 13) stellt sich die Frage, inwiefern Batteriespeicher hier zur Spitzenlastkappung³⁶ eingesetzt werden können, um den Leistungspreis der Netzentgelte und damit die Stromkosten zu entlasten. Für den betrachteten Anwendungsfall wurde hierfür angenommen, dass das PV-Dachpotential von 167 kWp vollständig ausgeschöpft wurde, bis zu 20 E-Fahrzeuge auf dem Parkplatz geladen werden und der Wärmebedarf zu 100 Prozent elektrifiziert wurde. Im Vergleich zum Ausgangsfall ohne jegliche Prosuming-Aktivität (keine PV-Anlage, elektrische Wärme oder E-Ladesäulen) steigen die Lastspitzen bzw. der Leistungspreisanteil (LP-Anteil) der Stromkosten um den Faktor 2,3 an. Durch Prosuming können jedoch 69 Prozent des dezentral erzeugten Solarstroms direkt vor Ort verbraucht werden, sodass die

³⁶ Neben der Spitzenlastkappung bestehen weitere Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern zur Netzentgeltreduktion, bspw. die atypische Netznutzung oder die 7.000 h-Regel (vgl. § 19 StromNEV). Während der betrachtete Anwendungsfall für letztere aufgrund seiner Laststruktur nicht infrage kommt, wird auf eine Bewertung der Kostenreduktionspotentiale bei atypischer Netznutzung bewusst verzichtet. Grund hierfür ist die hohe Heterogenität bei der Anzahl, Dauer und Zeitstruktur der Hochlastzeitfenster in deutschen Verteilnetzbereichen, die einer repräsentativen Bewertung im Wege steht. In Einzelfällen können diese Optionen zur Netzentgeltreduktion die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern oder anderen Lastmanagementtechnologien jedoch erheblich verbessern.

Kosten für den Netzbezug aufgrund des niedrigeren Arbeitspreisanteils (AP-Anteil) insgesamt zurückgehen (vgl. Tabelle 24).

Darüber hinaus zeigt Tabelle 24, dass ein Batteriespeicher in dieser Situation bei optimaler Dimensionierung die Leistungsspitzen um rund 11 Prozent senken kann. Die Investitionskosten des modellierten Speichers amortisieren sich durch diese jährliche Ersparnis jedoch erst in 24 Jahren. Es bleibt daher fraglich, ob Prosuming im betrachteten Anwendungsfall für die Installation zusätzlicher Flexibilität durch Batteriespeicher sorgt.

Tabelle 24: Stromkosten im Anwendungsfall nicht-produzierendes Gewerbe mit/ohne Prosuming und Einfluss hierauf durch die Installation eines auf Spitzenlastkappung ausgelegten [30 kW, 60 kWh]-Batteriespeichers (rechte Spalte) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

	Ohne PV, El. Wärme, E-Mob	Mit PV + El. Wärme / E-Mob ohne Batteriespeicher	Mit PV + El. Wärme / E-Mob mit Batteriespeicher
Stromkosten gesamt [EUR/a]	37.267	32.510	31.403
Davon LP-Anteil [EUR/a]	4.266	10.066	8.958
Davon AP-Anteil [EUR/a]	33.001	22.444	22.445
Prosuming-Quote [%]	0 %	69 %	69 %
Amortisationszeit Speicher [Jahre]	-	-	24

REGULATORISCHE HANDLUNGSFELDER ZUR SYSTEMDIENLICHEN VERBESSERUNG DER WIRTSCHAFTLICHKEIT

Für das nicht-produzierende Gewerbe ergibt sich angesichts des hohen Potentials und der mangelnden Wirtschaftlichkeit einer vollständigen Potentialausschöpfung erheblicher regulatorischer Handlungsbedarf. Trotz der Heterogenität in diesem Sektor dürfte den meisten Anwendungsfällen gemein sein, dass Vereinfachungen für Contracting-Lösungen mit dem Ziel, niedrigere Amortisationszeiten für Betriebe zu generieren, zu den wichtigsten Handlungsfeldern zählen. Die Gleichstellung der Eigenversorgung mit der Drittbeflieferung ist im EEG-Referentenentwurf 2022 zum Großteil bereits erfolgt und könnte uneingeschränkt auch auf andere elektrifizierte Bereiche ausgeweitet werden (z. B. Stromsteuerbefreiung für Laden von E-Fahrzeugen Dritter auf gemeinsamen Parkplätzen).

Um den Markthochlauf der dezentralen Sektorenkopplung zu beschleunigen und die hohe kritische Masse flexibler Verbrauchsanlagen zu erreichen, die eine vollständige Auslastung der PV-Potentiale auf Gewerbedächern erlaubt, eignen sich eine Vielzahl an Maßnahmen. Beispiele hierfür sind Anreize zum E-Laden am Arbeitsplatz (bspw. die bestehende Lohnsteuerbefreiung) bzw. zum Aufbau von E-Ladesäulen auf Gewerbeparkplätzen sowie Vereinfachungen für das Pooling kleiner Verbrauchsanlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen (Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen, E-Ladesäulen).³⁷

4.2.2. PRODUZIERENDES GEWERBE

Tabelle 25: Annahmenset zum Anwendungsfall des produzierenden Gewerbes

Produzierendes Gewerbe	
Mitarbeiterzahl	215
Bedarf Strom	6 GWh/a
Max. Last (exkl. E-Mob/Wärme)	1.300 kW
Laststruktur	Werktage inkl. Nachtschicht
Bedarf Wärme	12 GWh/a
davon Hochtemperatur (> 250 °C)	50 %
Max. Last (inflexibel)	3.100 kW
Laststruktur	Gleichmäßig (Prozesswärme)
Bedarf E-Mobilität	50-200 Fahrzeuge
PV Potential	3,15 MWp
KWK-Anlage	0,5 MW
Strombezugspreis 2030	18,3 ct/kWh
davon Großhandelspreis (RLM)	6,6 ct/kWh
davon NNE-Leistungspreis	55 EUR/kW (Mittelspannung)

³⁷ Dies kann auch dafür von besonderer Bedeutung sein, um den Nutzungsgrad der bisherigen EE-Infrastruktur weiter zu erhöhen. So sind insbesondere für negative Regelleistungsprodukte bisher auch Wind- und Solaranlagen präqualifiziert, um im Rahmen der Regelleistungserbringung EE-Strom in Überschussituationen abzuregeln. Der Markthochlauf der E-Mobilität und elektrischer Wärmeanwendungen bietet hier die Chance, EE-Anlagen aus der negativen Regelleistungsmärkten zu verdrängen.

WIRTSCHAFTLICHKEIT DER PV-ANLAGE

Ist eine PV-Anlage im produzierenden Gewerbe wirtschaftlich? Wird die Dachfläche bei wirtschaftlicher Optimierung der Anlagengröße voll ausgenutzt?

Im betrachteten Anwendungsfall führt der Eigenverbrauch des dezentral erzeugten Stroms zu einer Ersparnis von 18,3 ct/kWh gegenüber dem Netzstrombezug, die Vergütung der Netzeinspeisung erfolgt mit dem Marktwert Solar (rund 5 ct/kWh gemäß Szenario „Referenz“³⁸). Wird die Dimensionierung einer neu zu installierenden PV-Dachanlage auf dieser Basis wirtschaftlich optimiert, so fällt die optimale Anlagengröße im Ergebnis in den meisten Fällen deutlich kleiner aus als die maximale Leistung, die auf der betreffenden Dachfläche möglich wäre (hier: 3,15 MWp). Tabelle 26 gibt zu erkennen, dass lediglich im Falle des Nichtvorhandenseins einer KWK-Anlage und einer langfristigen Optimierung des Nettobarwerts (NBW) auf 20 Jahre eine vollständige Potentialausschöpfung möglich wäre. Werden kürzere Amortisationszeiten von maximal 10 Jahren präferiert, so werden höchstens 50 Prozent der verfügbaren Fläche ausgenutzt. Wie bereits in Kapitel 1.1 beschrieben, erscheint der Einsatz von Contracting-Lösungen auch hier als besonders wichtig.

Außerdem schränkt die Stromerzeugung einer KWK-Bestandsanlage den Hebel für hohe PV-Eigenverbräuche stark ein, sodass im betrachteten Anwendungsfall in der wirtschaftlichen Optimierung lediglich rund ein Viertel (NBW-Optimierung auf 10 Jahre) bzw. die Hälfte (20 Jahre) des Potentials ausgeschöpft wird. Inwiefern der einschränkende Effekt der KWK-Anlagen reduziert werden kann, ist dem nachfolgenden Abschnitt „Wirtschaftlichkeit einer Flexibilisierung mit/ohne PV-Prosuming“ zu entnehmen.

Tabelle 26: PV-Leistung, die im betrachteten Anwendungsfall bei Eigenverbrauchsoptimierung auf einem Dach des produzierenden Gewerbes installiert würde, in Abhängigkeit von a) dem Vorhandensein einer KWK-Anlage und b) der Investorenpräferenz für kürzere Amortisationszeiten (NBW-Optimierung auf max. 10 Jahre) oder für längerfristige Stromkostensparnisse (NBW-Optimierung auf 20 Jahre) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

	NBW optimiert auf PV-Leistung [kW]	... Potentialausschöpfung
ohne KWK	20 Jahre	3150	100 %
	10 Jahre	1622	51 %
mit KWK (509 kW)	20 Jahre	1753	56 %
	10 Jahre	721	23 %

³⁸ Vgl. Szenariobeschreibung in Kapitel 1.1

Inwiefern kann das PV-Dachpotential durch die Installation von E-Ladesäulen oder die Elektrifizierung des Wärmebedarfs besser ausgeschöpft werden?

Der Einfluss einer zunehmenden Elektrifizierung von Verkehr und Wärme auf die Wirtschaftlichkeit einer PV-Dachanlage für den Fall, dass bereits eine KWK-Anlage besteht, ist in nachfolgender Tabelle 27 dargestellt. Für die E-Mobilität wurde dabei ein PV-orientiertes Ladeverhalten angenommen, die elektrifizierte Wärmelast wird erst durch die Installation eines Großwärmespeichers flexibilisiert.

Tabelle 27: PV-Leistung, die im betrachteten Anwendungsfall mit vorhandener KWK-Anlage (509 kW) bei Eigenverbrauchsoptimierung auf dem Werksgelände eines produzierenden Gewerbes installiert würde, in Abhängigkeit vom Elektrifizierungsgrad der Energiebedarfe in Verkehr/Wärme [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

	PV-Leistung [kW]	Potentialausschöpfung
200 E-Fahrzeuge	874	28 %
6 % eL. NT Wärme*, 0 % davon flexibel	853	27 %
50 % eL. NT Wärme, 0 % davon flexibel	1850	59 %
50 % eL. NT Wärme, 100 % davon flexibel	3036	96 %
80 % eL. NT Wärme, 100 % davon flexibel	3150	100 %

* entspricht demselben Jahresstrombedarf, wie 200 E-Fahrzeuge, die am Arbeitsplatz laden

Im Vergleich zur optimalen PV-Leistung von 721 kW bzw. 23 Prozent Potentialausschöpfung im Fall ohne zusätzlich elektrifizierte Energieverbraucher (vgl. Tabelle 26) steigen die Werte hier je nach Technologiemit deutlich an. Vergleicht man den Einfluss einer Elektrifizierung der Wärme mit der E-Mobilität bei gleichem Jahresstrombedarf zeigt sich hier wie im Falle des nicht-produzierenden Gewerbes, dass die Laststruktur der flexiblen E-Ladesäulen besser zur Solarstromproduktion passt. Dennoch führt das Vorhandensein entsprechender Infrastruktur nur zu einer um wenige Prozentpunkte erhöhten PV-Potentialauslastung. Angesichts der weitaus größeren Energiebedarfe im Wärmebereich ist der Hebel der Elektrifizierung dieses Bereichs für eine stärkere PV-Potentialauslastung deutlich größer. Gleichzeitig böten sich hierdurch Chancen, die Fahrweise der KWK-Anlage zu flexibilisieren. In diesem Zusammenhang führt insbesondere die Flexibilisierung des elektrischen Wärmebedarfs durch einen Tagesspeicher zu einer deutlich größeren bzw. ab einem Wärmeelektrifizierungsgrad von 80 Prozent zu einer vollständigen PV-Potentialauslastung.

Welche Auswirkungen hat der vorherrschende Technologiemix auf die Amortisationszeiten einer PV-Anlage?

Abbildung 14 gibt zu erkennen, dass der insbesondere die Elektrifizierung der Wärme und das Nicht-Vorhandensein einer wärmegeführten KWK-Anlage die größten Treiber für niedrige Amortisationszeiten sind. So verlängert sich die Amortisationszeit einer eigenverbrauchsoptimiert dimensionierten PV-Anlage bei Vorhandensein der KWK-Anlage im betrachteten Anwendungsfall um über 40 Prozent (von 10 auf 14 Jahre). Während das PV-orientierte Laden von bis zu 200 E-Fahrzeugen auf dem Firmenparkplatz kaum einen Einfluss hat, lässt sich die Amortisationszeit im Falle eines bereits vollständig elektrifizierten Niedertemperaturwärmebedarfs um über 60 Prozent auf unter 5 Jahre verkürzen. Abbildung 15 zeigt, dass sich die Amortisationszeit der PV-Anlage durch die zusätzliche Tagesspeicherung der Niedertemperaturwärme und die Elektrifizierung des Hochtemperatur-Wärmebedarfs lediglich um weitere 10 Prozentpunkte verkürzen lässt.

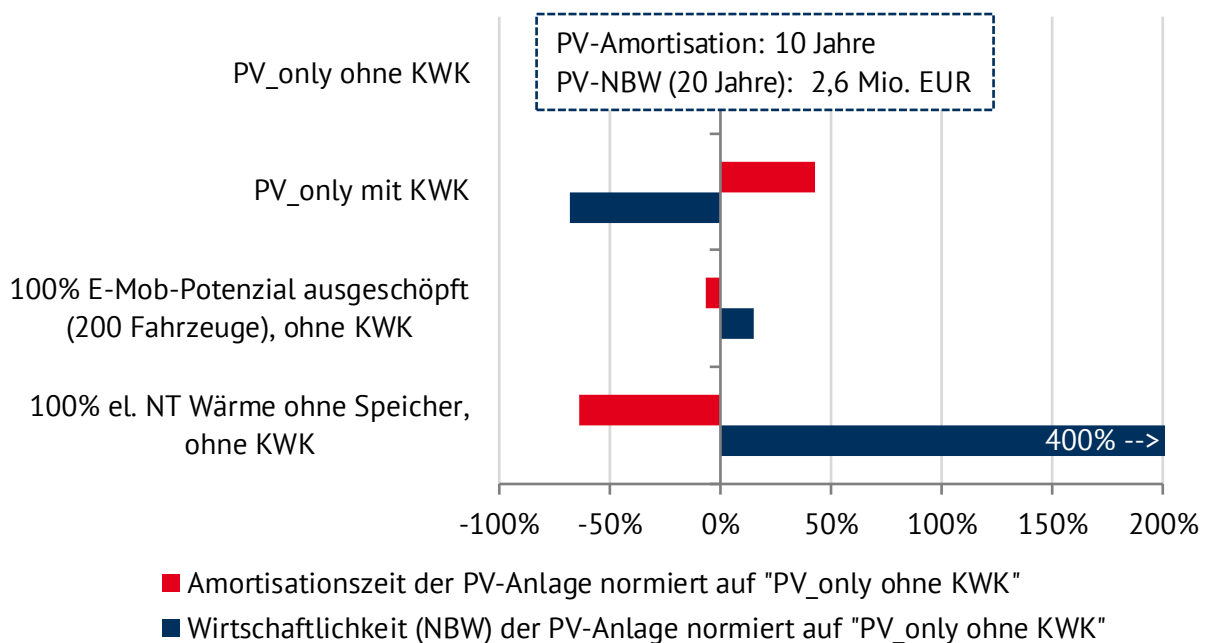


Abbildung 14: Einfluss verschiedener Technologiemiixe auf Wirtschaftlichkeit/Nettoarwert und Amortisationszeit einer PV-Anlage bei jeweils eigenverbrauchsoptimierter Anlagenauslegung [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

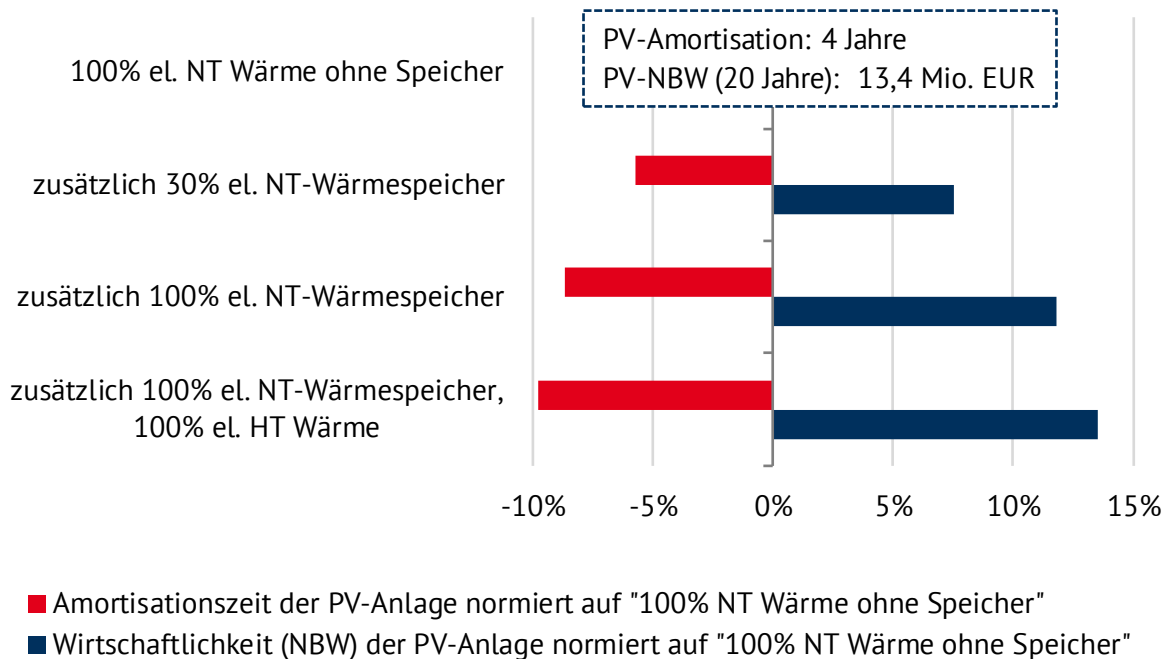


Abbildung 15: Einfluss verschiedener Technologiemiixe auf Wirtschaftlichkeit/Nettoanwert und Amortisationszeit einer PV-Anlage bei jeweils eigenverbrauchsoptimierter Anlagenauslegung und vollständig elektrifiziertem Niedertemperatur-Wärmebedarf (ohne KWK-Anlage) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

Zusammenfassend lässt sich festhalten: In produzierenden Gewerben mit vergleichbarer PV-Flächenverfügbarkeit und Laststruktur, in denen der Niedertemperatur-Wärmebedarf bereits weitestgehend elektrisch bereitgestellt wird und/oder über ein Tag hinweg gespeichert werden kann, erscheint eine vollständige Auslastung des PV-Potentials deshalb bereits ohne weitere regulatorische Eingriffe wirtschaftlich optimal und bei Amortisationszeiten von unter 5 Jahren umsetzbar.

In Betrieben, in denen Niedertemperatur-Wärme größtenteils durch eine KWK-Anlage bereitgestellt wird oder zumindest nicht weitestgehend elektrifiziert ist, dürfte die PV-Anlagendimensionierung bei einer Investition hingegen deutlich geringer ausfallen. Die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Elektrifizierungsmaßnahmen wurden im Rahmen dieser Studie zwar nicht untersucht. Unabhängig davon erscheint eine Beschleunigung der Wärmewende in jedem Fall entscheidend dafür, um das EE-Ausbau auf Flächen produzierender Gewerbe- und Industriebetriebe möglichst ausschöpfen zu können.

WIRTSCHAFTLICHKEIT EINER FLEXIBILISIERUNG MIT/OHNE PV-PROSUMING

Aus Stromsystemsicht stellt sich zudem die Frage, inwiefern a) wirtschaftlich Anreize für eine Flexibilisierung wärmegeführter KWK-Eigenerzeugung in produzierenden Gewerbebetrieben bestehen und b) ob Prosuming dabei helfen kann, die als Ersatz für die KWK-Wärme installierten Power-to-Heat-Anlagen ebenfalls über die Ergänzung eines Großwärmespeichers zu flexibilisieren.

Exkurs zur Flexibilisierung wärmegeführter KWK-Anlagen

Für die Analysen im Rahmen dieser Studie wurde angenommen, dass industrielle KWK-Anlagen vorrangig wärmegeführt betrieben werden. In den betrachteten Anwendungsfällen wurden die Anlagen hierfür auf rund 5.000 Volllaststunden ausgelegt. Dadurch lässt sich der Großteil des Niedertemperaturbedarfs in Betrieben decken (Raum- und Prozesswärme, Warmwasser), der Rest des Wärmebedarfs wird als Spitzenlast über andere fossile Brenner oder Heizkessel bereitgestellt. Dies hat zur Folge, dass sich die KWK-Stromproduktion in diesen Fällen in ihrer zeitlichen Struktur vorrangig nach dem lokalen Wärmebedarf richtet. Je besser dieser mit dem lokalen Strombedarf korreliert, desto höher fällt demnach die Eigenverbrauchsquote für den KWK-Strom aus.

Am Strommarkt kann dieses Lastverhalten der Marktintegration erneuerbarer Energien allerdings entgegenwirken und zu negativen Strompreisen beitragen. Schließlich führt eine wärmegeführte Fahrweise nahezu zwangsweise dazu, dass die KWK-Anlage mitunter auch zu Zeiten hoher EE-Stromerzeugung und niedriger Strompreise Strom produziert und dem Strommarkt damit Gewerbestromnachfrage entzieht, anstatt ihre Stromproduktion in Zeiträume mit niedrigem EE-Anteil und hohen Strompreisen zu verschieben.³⁹ Auch auf die Dimensionierung einer Prosuming-PV-Anlage wirkt sich wärmegeführtes Lastverhalten einer KWK-Anlage hemmend aus, wenn die KWK-Anlage den lokalen Strombedarf zu sonnigen Zeiten bereits über weite Teile deckt und der potentielle Eigenverbrauchs- bzw. Prosumingvorteil somit erheblich geschmälert wird. Es wäre also für alle EE-Anlagen vorteilhaft, würde die KWK-Anlage ihre Stromproduktion zeitlich verlagern. Aufgrund des in Deutschland geplanten, ambitionierten PV-Zubaus und einer damit vermutlich einhergehenden, zunehmenden Antikorrelation zwischen PV-Einspeisung und

³⁹ Dieses Lastverhalten lässt sich beispielsweise an den Erzeugungszeitreihen der ENTSO-E Transparency gut erkennen, z. B. wenn mehrere GW an Gaskraftwerken trotz technischer Flexibilität während negativer Strompreise in den Sommermonaten Strom erzeugen.

Strompreis dürften sich die positiven Effekte einer Orientierung der KWK-Erzeugung an Strompreissignalen auf die Wirtschaftlichkeit von Prosuming-PV-Anlagen außerdem zunehmend verstärken.

Technisch gesehen ließe sich eine wärmegeführte KWK-Anlage grundsätzlich flexibilisieren, indem Teile des Wärmebedarfs flexibel über andere Quellen gedeckt würden (z. B. Power-to-Heat-Anlage) und/oder indem ein Großwärmespeicher installiert würde, wodurch die von der KWK-Anlage erzeugte Wärme über mehrere Stunden speicherbar werden würde. Für die Refinanzierung solcher Investitionen stellt sich jedoch wiederum die Frage, inwiefern überhaupt finanzielle Anreize für eine stromsystemdienliche Flexibilisierung der Fahrweise als Alternative zur dann stromseitigen Eigenversorgungsoptimierung bestehen.

Der KWK-Zuschlag für hocheffiziente KWK-Anlagen (vgl. § 7 KWKG 2020) liefert beispielsweise einen regulatorischen Anreiz für mehr Netzeinspeisung und Orientierung an Strompreissignalen. Der Zuschlag kann zwar sowohl für Eigenerzeugung als auch für die Einspeisung ins öffentliche Netz ausgezahlt werden, jedoch liegen die Werte für eine Netzeinspeisung i. d. R. wesentlich höher, wodurch diese im Vergleich zum Eigenverbrauch attraktiver wird.

Da zeitliche Verschiebungen der KWK-Stromproduktion darüber hinaus auch für die (Verteil-)Netzstabilität eine Rolle spielen, wurde in Deutschland mitunter mit der atypischen Netznutzung (vgl. § 19 StromNEV) ein Anreiz geschaffen, die Netzbezugslast in Hochlastzeitfenstern (HLZ) zu senken (bspw. über erhöhte KWK-Eigenproduktion in diesem Zeitraum). Bei signifikanter und vorhersehbarer Lastverschiebung können reduzierte, individuelle Netzentgelte angesetzt werden. Wird dabei sogar netto Strom eingespeist, haben steuerbare Erzeugungsanlagen mit Inbetriebnahme vor 2023 nach § 18 StromNEV u. U. zusätzlichen Anspruch auf die Zahlung vermiedener Netzentgelte.

Zusammen mit dem Stromverkauf bestehen grundsätzlich also bereits im Jahr 2022 Erlösmöglichkeiten, um die Flexibilisierung von Industrie-KWK-Anlagen zu finanzieren. Allerdings dürften diese sehr stark einzelfallabhängig bleiben und für mehrere Jahre im Voraus in vielen Fällen kaum verlässlich kalkulierbar sein, um damit eine Flexibilisierung der KWK zu refinanzieren, da insbesondere die StromNEV-bedingten Erlösströme stark von der eigenen Laststruktur und jährlich durch die Verteilnetzbetreiber neu festgelegten, starren Hochlastzeitfenstern abhängen. Insofern erscheinen die Anreize bisher begrenzt.

Wenn industrielle Wärme zunehmend durch Power-to-Heat-Anlagen bereitgestellt würde - inwiefern können Prosuming-Anwendungen zur ihrer Flexibilisierung beitragen?

Wie bereits in Kapitel 1.1 für nicht-produzierende Gewerbe erläutert, führt eine Flexibilisierung elektrifizierter Niedertemperatur-Wärmelasten durch die Installation eines Tagesspeichers i. d. R. zu neuen Lastspitzen und erhöhten Stromkosten, wenn keine dezentrale Stromerzeugungsanlage installiert wird. Dieser Zusammenhang ist auch im vorliegenden Anwendungsfall für produzierende Gewerbe gegeben, entsprechend wird nachfolgend das Flexibilisierungspotential im Falle des PV-Prosuming untersucht.

Für die vorliegenden Laststrukturen des hier betrachteten Anwendungsfalls ergibt sich bei optimaler PV-Anlagendimensionierung und unabhängig davon, wieviel Prozent des Wärmebedarfs elektrifiziert ist, den Berechnungen zufolge ein optimaler Flexibilisierungsgrad für elektrische Wärme von 30 Prozent. Dies ist in Abbildung 16 am Beispiel eines 50-prozentig elektrifizierten Niedertemperatur-Wärmebedarfs dargestellt (optimale PV-Anlagengröße: 1,85 MWp). Dabei fällt auf, dass der Leistungspreisanteil an den jährlichen Strombezugskosten mit zunehmendem Flexibilisierungsgrad zunimmt, während der Arbeitspreisanteil aufgrund der erhöhten Prosuming-Quote abnimmt. Das Optimum aus beiden Entwicklungen fällt auf den Wert von 30 Prozent, d. h. das Wärmespeichervolumen würde wirtschaftlich optimiert auf 30 Prozent des tagesdurchschnittlichen Wärmebedarfs ausgelegt. An diesem Punkt ist bereits eine Prosuming-Quote von 100 Prozent erreicht, anschließend führt die weitere (folglich strommarktorientierte) Flexibilisierung lediglich zu erhöhten Lastspitzen und Leistungspreiskosten. Da die Amortisationszeit des Wärmespeichers dabei lediglich 5 Jahre beträgt, könnte diese Investition folglich auch ohne Contracting-Lösungen darstellbar sein.

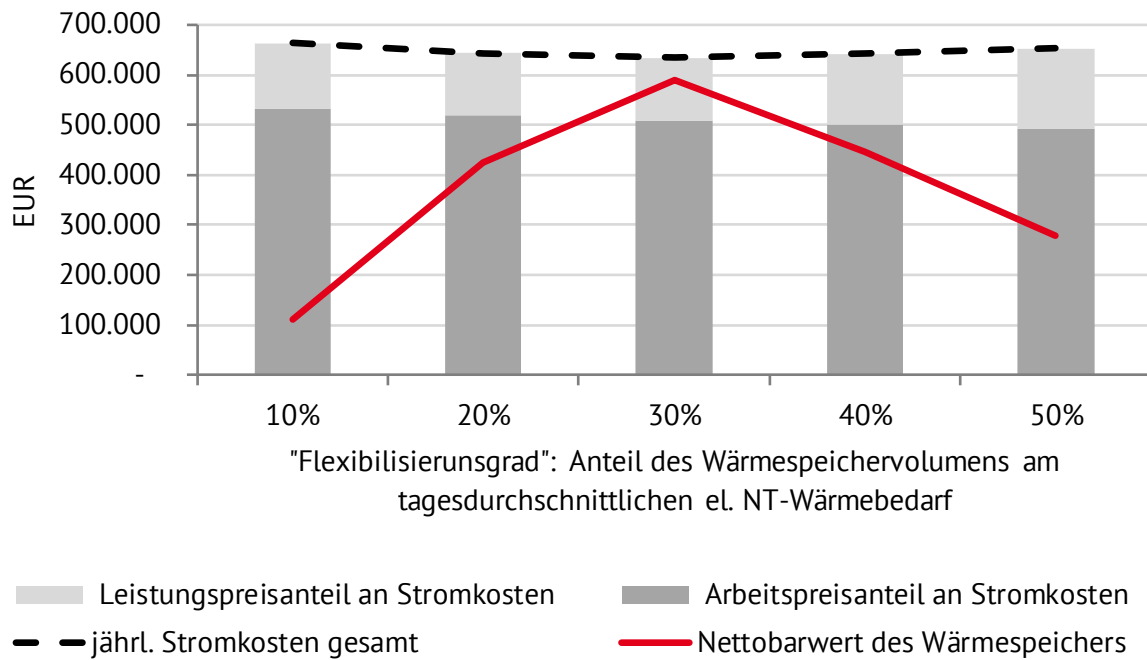


Abbildung 16: Jährliche Stromkosten und Nettoarwert eines Wärmespeichers bei vorhandener PV-Anlage (1.850 kWp) in Abhängigkeit der Auslegung des Speichervolumens, für den hier betrachteten Anwendungsfall des produzierenden Gewerbes [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

Daraus lassen sich Rückschlüsse auf den Beitrag von PV-Prosuming für die Flexibilisierung von Power-to-Heat-Anlagen in Betrieben des produzierenden Gewerbes ziehen: So kann PV-Prosuming in Betrieben mit ähnlich gering ausgeprägten saisonalen Schwankungen des (Prozess-) Wärmebedarfs trotz der Konzentration der Stromerzeugung in den Sommermonaten Anreize zu einer Flexibilisierung beitragen. Allerdings ist dieser Anreiz in seinem Umfang begrenzt auf das maximale PV-Potential bzw. bis sich eine Prosuming-Quote von 100 Prozent für den PV-Strom einstellt. Darüber hinaus wird eine weitere Flexibilisierung durch neue Lastspitzen und höhere Netzentgeltkosten erschwert. Insgesamt wird also ein gewisses Maß an Lastverschiebung hin zu sonnigen bzw. EE-intensiven Stunden angereizt, ohne den Netzausbaubedarf im entsprechenden Verteilnetz durch neue Lastspitzen zu stark zu erhöhen.

SENSITIVITÄT „GROßINDUSTRIE“: WIE WIRKEN SICH UMFANGREICHE STROMNEBENKOSTENBEFREIUNGEN AUF DIE ERGEBNISSE AUS?

Im Vergleich zum bisher betrachteten Anwendungsfall des produzierenden Gewerbes sind insbesondere energieintensive Unternehmen mit jährlichen Stromverbräuchen von 70 bis 150 GWh/a von weiteren Stromnebenkosten befreit. Als Durchschnittswert für diese Akteursgruppe wird in dieser Sensitivitätsanalyse der Wert von 9,1 ct/kWh herangezogen (statt 18,3 ct/kWh für nicht-befreite, produzierende Gewerbe; vgl. Kapitel 2.3).

Während sich hinsichtlich des optimalen Flexibilisierungsgrades für elektrifizierte Niedertemperatur-Wärme kaum Unterschiede ergeben, so beeinflussen die niedrigen Stromnebenkosten insbesondere die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in PV-Anlagen und der Einspeisung von KWK-Anlagen. So führt ein niedrigerer Strombezugstarif dazu, dass die Netzeinspeisung für KWK-Anlagen rentabler wird, und damit perspektivisch auch eine stärkere Ausrichtung ihrer Fahrweise an den Strompreissignalen des Großhandelsmarktes. Im hier betrachteten Beispiel liegt führen dazu, dass KWK-Einspeisung schneller lohnt.

Angesichts des niedrigeren Eigenverbrauchsvorteils (9,1 ct/kWh) lohnt sich eine Investition in eine PV-Anlage im Fall ohne KWK-Anlage im betrachteten Anwendungsfall allerdings erst nach über 25 Jahren, im Fall mit KWK-Anlage betrüge die Amortisationszeit deutlich über 30 Jahre. Erst wenn der Hoch- oder Niedertemperaturwärmebedarf vollständig elektrifiziert sind (auch bei weiterhin bestehender KWK-Anlage), so sinkt die Amortisationszeit einer PV-Anlage auf Werte von deutlich unter 20 Jahren. Die Prosuming-Quote beträgt in diesen Fällen 60 bis 95 Prozent. Insofern erweisen sich die Stromnebenkostenbefreiungen für die Großindustrie zwar als Bremse für einfaches PV-Prosuming, jedoch gilt dies nicht zwangsläufig auch für komplexe Prosuming-Modellen mit Power-to-Heat-Anlagen oder direktelektrifizierten Wärmeprozessen.

REGULATORISCHE HANDLUNGSFELDER ZUR SYSTEMDIENLICHEN VERBESSERUNG DER WIRTSCHAFTLICHKEIT

Im Bereich des produzierenden Gewerbes und der Großindustrie liegt das größte Potential für systemdienliches Prosuming in der Dekarbonisierung und Flexibilisierung des Wärmeverbrauchs. Nachfolgend werden hierzu einige relevante Handlungsfelder diskutiert.

Beispielsweise wird der Ersatz von fossilen Brennern, Heizkesseln oder KWK-Anlagen durch elektrische Wärme für Unternehmen, die am Emissionshandel teilnehmen, zum Teil auch durch den damit verbundenen Wegfall kostenfreier CO₂-Emissionszertifikate unattraktiv. Regulatorische Anpassungen könnten hier zumindest auf eine Gleichstellung beider Optionen hinwirken oder die freie Zuteilung von Zertifikaten stärker als bisher an anderen Kriterien ausrichten.

Außerdem könnte die Ermöglichung einer aktiven Teilnahme elektrifizierter, industrieller Verbrauchsanlagen am Regelleistungsmarkt neue Erlösquellen für die Wärmewende ermöglicht werden. Aktuell sind Verbrauchsanlagen bei der Erbringung negativer Regelleistung gegenüber Erzeugungsanlagen z. B. dahingehend im Nachteil, dass hierdurch entstehende Lastspitzen bei der Netzentgeltberechnung nicht herausgerechnet werden.

Darüber hinaus zählt auch eine Beschleunigung der Genehmigungsprozesse für die mit einer Wärmeelektrifizierung oftmals einhergehende, notwendige Erweiterung der Stromanschlüsse zu bedeutsamen Handlungsfeldern, die eine Wärmewende und damit Prosuming im Bereich des produzierenden Gewerbes erleichtern würden.

4.3. WIRTSCHAFTLICHKEIT DES PROSUMING IN DER SEKTORENKOPPLUNG

4.3.1. GROßELEKTROLYSEUR

WIRTSCHAFTLICHKEIT DES PROSUMING MIT PV- ODER WINDENERGIEANLAGE

Ausgangssituation: Strombezugskosten bei einfachem Netzbezug

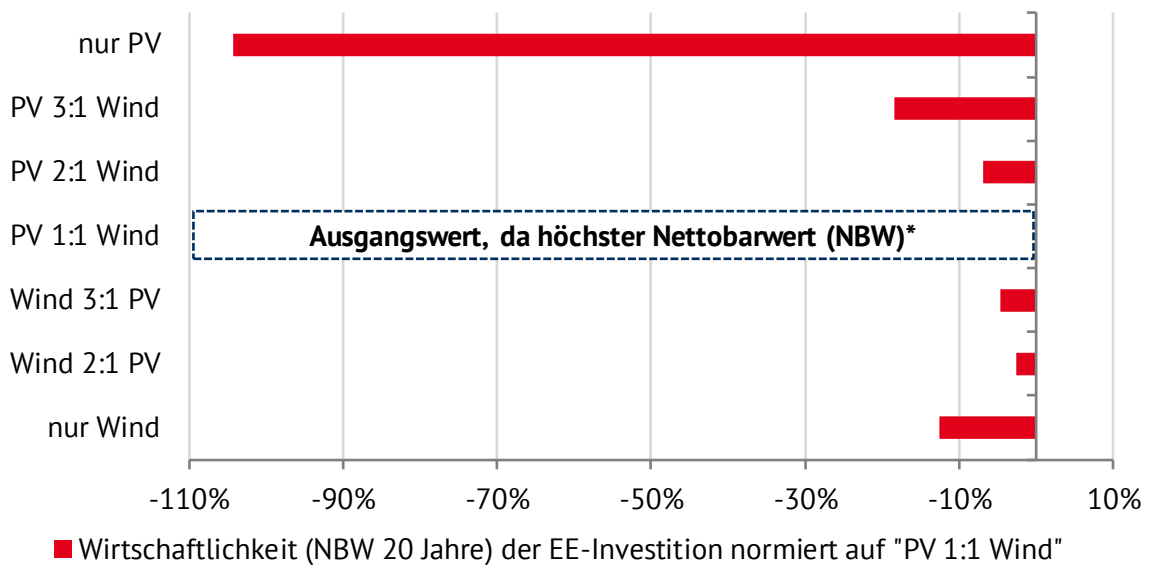
Im Ausgangsfall bezieht der hier betrachtete 5-MW-Elektrolyseur mit über 3.000 Volllaststunden im Jahr Strom aus dem öffentlichen Netz. Da die Netzentgelte entfallen, entspricht der Arbeitspreisanteil mit rund 940.000 EUR/a bereits den vollen Stromkosten. Durch die flexible Fahrweise konzentriert sich die Strombeschaffung auf preisgünstige Stunden am Strommarkt, der profilgewichtete Beschaffungspreis liegt mit 3,7 ct/kWh deutlich unter dem Basepreisniveau von 6,4 ct/kWh (über 40 Prozent darunter).

Wirtschaftlichkeit des Zubaus einer PV- oder Windenergieanlage für Prosuming

Wird eine EE-Stromerzeugungsanlage zur zusätzlichen Stromversorgung des Elektrolyseurs über eine Direktleitung errichtet, so hat die Wahl der Erzeugungstechnologie sowie die Dimensionierung der EE-Anlage bzw. der Grad der Überbauung der Elektrolyseleistung in MW erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Denkbar ist eine Auslegung auf eine 100-prozentige Prosuming-Quote oder auf eine niedrigere Prosuming-Quote mit geringfügiger Überschusseinspeisung ins Netz. Hinsichtlich der Technologien kann aus PV- oder Onshore-Windenergieanlagen sowie hybriden Konzepten (Mix aus PV- und Windenergieanlagen) gewählt werden.

Der Einfluss der Technologiewahl auf die Wirtschaftlichkeit ist in Abbildung 17 dargestellt. Demnach bietet ein Mischverhältnis der Anlagenleistung aus 50 Prozent Windkraftanlagen und 50 Prozent PV-Anlagen die beste Wirtschaftlichkeit. Aufgrund der nahezu doppelt so hohen Volllaststunden von Windenergieanlagen führt die Ergänzung einer PV- um eine Windkraftanlage grundsätzlich zu einer erheblich verbesserten Wirtschaftlichkeit. Aufgrund zeitlicher Durchmischungseffekte bei der Erzeugung und der damit verbundenen, höheren erzielbaren Prosuming-Quoten des Elektrolyseurs ist ein gleichmäßiges Verhältnis der beiden Technologien einer reinen Windparkprojektierung dennoch vorzuziehen. Wenngleich diese Beobachtung auf Basis

durchschnittlicher, deutscher Wind- und Solarenergielastprofile grundsätzlich auf andere Untersuchungen übertragbar ist, so kann das optimale Mischverhältnis in Einzelfällen trotzdem etwas davon abweichen. Neben den vor Ort möglichen Erzeugungsprofilen bzw. Volllaststunden spielt hier insbesondere das Verhältnis der Kostenstruktur der beiden Vergleichstechnologien eine Rolle (vgl. Annahmen zu CAPEX und OPEX im Anhang A)).



**die absolute Höhe des NBW ist stark vom Überbauungsgrad der Elektrolyseleistung abhängig*

Abbildung 17: Einfluss des Technologiemies auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in EE-Prosuming-Anlagen zur direktleitungsgebundenen Versorgung eines Großelektrolyseurs, bei eigenversorgungsmaximierender Überbauung (100 % Eigenversorgung, 0 % Überschusseinspeisung) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

Des Weiteren deuten die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen daraufhin, dass eine reine Anlagenauslegung auf 100-prozentigen Vor-Ort-Verbrauch nicht wirtschaftlich ist, da der Elektrolyseur in diesem Fall zusätzlich Strom in weniger EE-intensiven Stunden teuer am Strommarkt nachkaufen muss, um auf dasselbe Volllaststundenniveau wie in der Ausgangssituation des reinen Netzbezugs zu erreichen. Für eine solche Auslegung müsste die kumulierte installierte Wind- und Solarenergieleistung (Verhältnis 1:1) rund 1,2-Mal der Elektrolyseleistung entsprechen (da beide EE-Anlagentypen entsprechend der verwendeten Lastgänge zu keinem Zeitpunkt beide gleichzeitig unter Volllast laufen). Erst durch eine Überbauung der Elektrolyseleis-

tung darüber hinaus können Investitionen eine Wirtschaftlichkeit innerhalb von 20 Jahren erreichen.⁴⁰ Für den betrachteten Anwendungsfall und die hier getroffenen Annahmen zu Strompreisniveau, -struktur und Investitionskosten liegt das Optimum bei einem Überbauungsfaktor von 2,3. In diesem Fall werden 4 Prozent der Erzeugungsmenge als Überschuss am Strommarkt verkauft. Eine solche Situation tritt in insgesamt 743 Stunden des simulierten Jahres auf. Insofern Elektrolyseure wegen regulatorischen Vorgaben, staatlichen Förderungen, speziellen Abnehmeranforderungen oder stark abweichenden Kostenstrukturen eine höhere Volllaststundenanzahl anvisieren, so dürfte der optimale Überbauungsfaktor höher liegen.

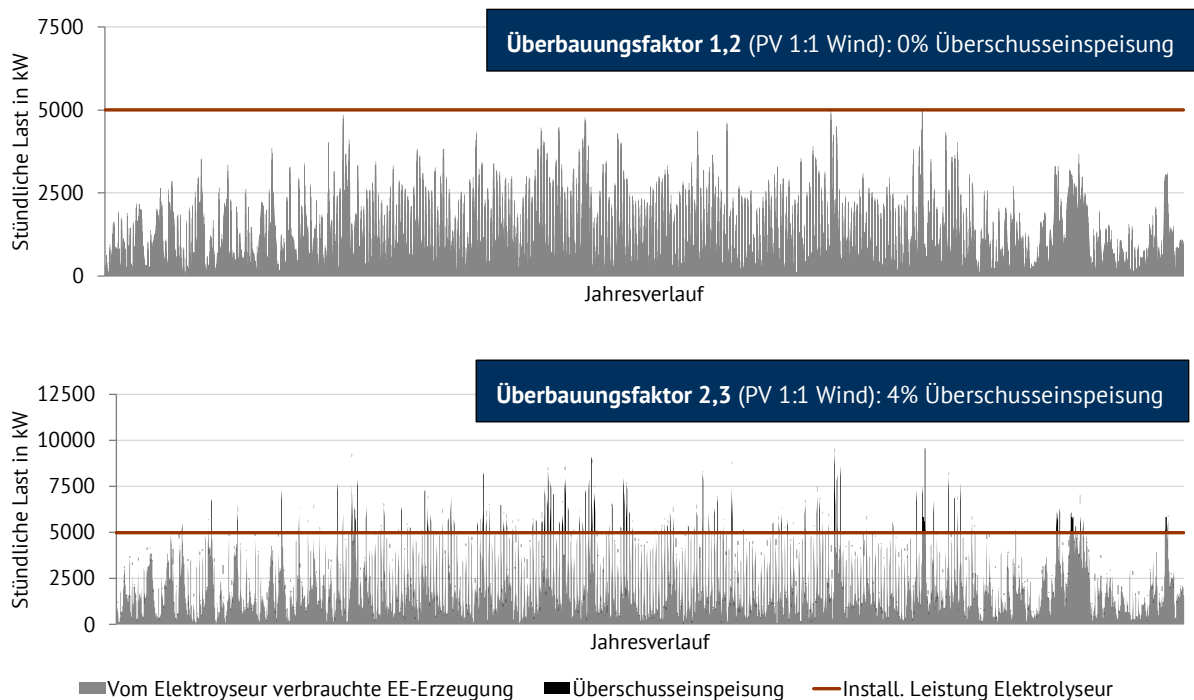


Abbildung 18: Stundenscharfe Jahreslastkurve der EE-Stromerzeugung sowie des Anteils des Elektrolysestromverbrauchs und der Überschusseinspeisung für unterschiedliche Überbauungsfaktoren der Elektrolyse- mit EE-Erzeugungsleistung in MW (Beispiel bezogen auf den hier betrachteten Anwendungsfall) [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

AUSWIRKUNG DES PROSUMING AUF DIE FLEXIBILISIERUNG UND REGULATORISCHE HANDLUNGSFELDER

Da im Rahmen dieser Untersuchungen lastflexible PEM-Elektrolyseure herangezogen werden, ist die technische Flexibilität im betrachteten Anwendungsfall bereits gegeben. Durch Prosuming wird jedoch grundsätzlich angereizt, dass der Stromverbrauch des Elektrolyseurs mit der

⁴⁰ Diese Amortisationszeit erscheint mit Blick auf die in der großtechnischen Solar- und Windparkprojektion gängigen Amortisationszeiten für Investoren akzeptabel.

Stromerzeugung der vor Ort installierten EE-Anlagen synchronisiert wird. Insbesondere im Falle einer Durchmischung von Wind- und Solaranlagen dürfte die lokale EE-Erzeugung zu einem signifikanten Anteil mit der nationalen EE-Stromproduktion korrelieren, sodass eine entsprechende Lastverschiebung des Elektrolyseurs bis zu einem gewissen Grad auch den Marktwerten der am Strommarkt vermarkteten EE-Anlagen zu Gute kommt und der Marktwertkannibalisierung bei zunehmenden EE-Marktanteilen entgegenwirkt. Ein solches Lastverhalten wird auch über Vorgaben des betreffenden delegierten Rechtsakts der EU zur RED II zum Netzbezug von Elektrolyseuren bereits angereizt, bspw. über eine Regelungen zur Gleichzeitigkeit des Verbrauchs mit der Erzeugung einer über Power Purchase Agreements zu kontrahierenden Anlage (vgl. Kapitel 2.4).

Aus Sicht der Marktintegration erneuerbarer Energien wäre es grundsätzlich am vorteilhaftesten, wenn der Elektrolyseur seinen Stromverbrauch stets auf die Preissignale des Strommarkts ausrichtet und in preisgünstigen Stunden Strom verbraucht (entweder durch Netzbezug oder, bei lokaler EE-Stromproduktion, durch Prosuming). Denn aufgrund des Merit-Order-Effekts erneuerbarer Energien gilt am Strommarkt: je niedriger der Strompreis in einer gegebenen Stunde, desto höher der EE-Anteil.

EE-Prosuming im Zusammenhang mit Großelektrolyseuren könnte hier zu Ineffizienzen führen, falls die Stromnebenkostensparnis des Prosumings („Prosuming-Vorteil“) den Stromverbrauch vor dem Einspeisepunkt *übermäßig* anreizt – also potentielle Stromverkaufserlöse selbst in den Stunden noch überkompensiert, in denen der Strom im öffentlichen Netz einen hohen Wert hat. Das kann dazu führen, dass Elektrolyseure CO₂-Emissionen des Gesamtsystems erhöhen, wenn sie sich zu stark am Erzeugungsprofil der ihr zugeordneten lokalen EE-Anlage orientieren, obwohl im Gesamtsystem bereits eine hohe Residuallast (hohe Strompreise) herrscht. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 19 für die Rampenstunden der PV-Erzeugung eines Beispieltags exemplarisch dargestellt.

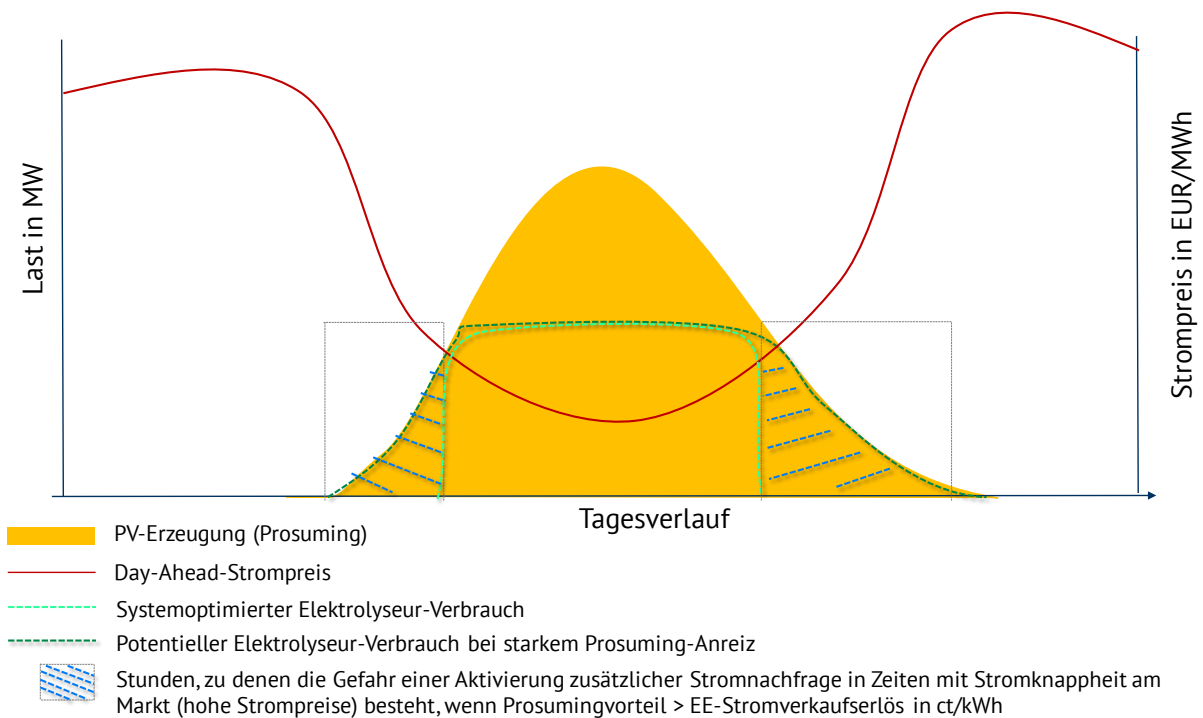


Abbildung 19: Beispielskizze der untertägigen Optimierung der Stromvermarktung bzw. des Strombezugs eines Prosuming-Elektrolyseurs in Kombination mit einer über Direktleitung verbundenen PV-Anlage

Zwei Ansätze für regulatorische Gegenmaßnahmen, die diese Ineffizienz begrenzen oder vermeiden, sind: (A) EE-Einzelanlagen gezielt zusätzlich zum Elektrolyseur errichten und (B) die Stromnebenkostensparnis begrenzen. Doch auch eine Gleichsetzung von Prosuming und Netzstrombezug führt zu Ineffizienz, da zusätzlicher Stromtransport und -verteilung die Systemkosten erhöht. In Summe ist bei (A) und (B) daher darauf zu achten, dass durch sie ein ausgewogenes Gleichgewicht zwischen einerseits dem Anreiz, Strom bei hoher Residuallast ins Netz einzuspeisen und nicht zusätzlichen Verbrauch anzuregen, und andererseits der angemessenen Berücksichtigung des Einflusses der Entfernung von Stromerzeugung und Stromnachfrage auf Systemeffizienz und Netzkosten. Der Strommarkt und die starre Nebenkostensystematik bietet in der heutigen Form keine Möglichkeit, Systemkosten durch Stromtransport und -verteilung präzise und zeitlich aufgelöst zu adressieren.

Aus Strommarktsicht ist es folgerichtig, dass sowohl auf Bundes- als auch EU-Ebene zusätzlich Anreize für einen strommarktorientierten Netzbezug von Elektrolyseuren in ausgewählten, EE-intensiven Marktgebieten geschaffen wurden, bspw. über Vorgaben zu maximalen stündlichen Strombezugspreisen oder eine regulatorische Limitierung der Volllaststunden.

Aus Netzsicht bestehen aktuell kaum Anreize für eine Standortwahl in Verteilnetzen mit regelmäßigen EE-Abregelungen oder zumindest hohen EE-Anteilen.⁴¹ In Deutschland können Elektrolyseure schließlich sogar von Netzentgelten befreit werden. Prosuming-Anwendungen setzen für eine EE-nahe und damit potentiell netzdienliche Standortwahl zwar grundsätzlich einen Anreiz, da sich die Investitionskosten in eine Direktleitung durch die Minimierung der geographischen Distanz zwischen EE-Anlage und Elektrolyseur senken lassen. Allerdings könnten derlei Anreize auch über regulatorische Vorgaben auch für Elektrolyseure mit reinem Netzbezug gesetzt werden. Die Einführung bzw. Ausweitung entsprechender Anreize stellt deshalb ein wichtigstes regulatorisches Handlungsfeld dar, um das Netzdienstleistungspotential von Elektrolyseuren auszuschöpfen. In jedem Fall sollte es Elektrolyseuren dabei ermöglicht werden, Systemdienstleistungen zu erbringen. Beides ist im betreffenden delegierten Rechtsakt der EU zur RED II beispielsweise vorgesehen (vgl. Kapitel 2.4).

4.3.2. E-LADESTANDORT

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON EE-ANLAGEN MIT/OHNE BATTERIESPEICHER

Wirtschaftlichkeit von PV-Dachanlagen

Tabelle 28 zeigt, dass PV-Anlagen bei eigenverbrauchsoptimierter Auslegung das durchschnittliche Dachpotential von E-Ladestandorten bereits bei niedriger Auslastung und E-Ladesäulenleistung vollständig ausschöpfen. Die optimale PV-Leistung verhält sich dabei proportional zur Anzahl und Leistung der Ladesäulen, eine hohe Auslastung in den sonnigen Tagesstunden wirkt sich ebenfalls steigernd auf die optimale PV-Anlagengröße aus. Die Amortisationszeiten der Anlagen liegen allesamt im Bereich von ein bis zwei Jahren, es werden Prosuming-Quoten von durchschnittlich 96 Prozent erreicht. Bei höheren Auslastungen oder Ladeleistungen erscheint es daher sinnvoll, zusätzlich auf innovative PV-Konzepte wie bspw. Parkplatz-PV zu setzen, um mehr Flächen zur Deckung des dezentralen Strombedarfs zu Verfügung zu haben. Trotz erhöhter Stromgestehungskosten dieser Anlagen⁴² erscheinen solche Investitionen angesichts der hohen Stromverkaufspreise an Tankstellen (Annahme hier: 35 ct/kWh) im Gegensatz zur geringen

⁴¹ Stattdessen kann eine solche Standortwahl sogar zu wirtschaftlichen Nachteilen führen, bspw. wenn sich dadurch der Transportweg für den Wasserstoff zu Abnehmern verlängert.

⁴² Vgl. Anhang A): CAPEX +35 Prozent, OPEX +21 Prozent

Belastung des Verbrauchs vor Netzanschluss (Annahme hier: Stromsteuer 2,05 ct/kWh) wirtschaftlich.

Tabelle 28: Optimale Dimensionierung der PV-Anlage bei Eigenverbrauchsoptimierung für das Prosuming von E-Ladestandorten mit unterschiedlicher durchschnittlicher Ladeleistung je Ladesäule und unterschiedlicher Auslastung; Annahmen: durchschnittlich 8 E-Ladesäulen je Tankstelle; durchschnittliches Dachpotential für 25 kWp [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

Auslastung	Ladeleistung je Ladesäule	Eigenverbrauchsoptimierte PV-Leistung [kWp]	Dachpotential-ausschöpfung
niedrig: 30 % tagsüber, 15 % nachts	50 kW	30	120 %
	100 kW	60	240 %
	150 kW	90	360 %
hoch: 90 % tagsüber, 45 % nachts	50 kW	89	358 %
	100 kW	179	716 %
	150 kW	268	1074 %
gleichmäßig: 50 % tagsüber, 50 % nachts	50 kW	50	199 %
	100 kW	99	398 %
	150 kW	149	596 %

Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Kombinationen

Grundsätzlich ist anzunehmen, dass die Installation von Batteriespeichern an E-Ladestandorten abhängig von den lokalen Gegebenheiten (Lastspitzen, Höhe lokaler Netzentgelte) auch ohne PV-Anlage wirtschaftlich sein kann, wenn Netzentgelte durch eine Spitzenlastkappung signifikant gesenkt werden können. Im vorliegenden Anwendungsfall reicht eine solche Fahrweise der Batterie jedoch nicht zur alleinstehenden Wirtschaftlichkeit. Stattdessen werden Batteriespeicher an E-Ladestandorten werden im untersuchten Anwendungsfall erst ab einer gewissen PV-Anlagengröße rentabel, sobald ausreichend Überschusseinspeisung zur Einspeicherung in die Batterie verfügbar ist. Über die Eigenverbrauchsoptimierung lassen sich hier die größten Effekte erzielen. Nachfolgende Abbildung zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Kombinationen im Beispielfall einer E-Ladestandort mit hoher Auslastung und 8 Ladesäulen mit durchschnittlich 100 kW Ladeleistung für verschiedene Dimensionierungen gegeben ist. Grundsätzlich gilt, je größer der Batteriespeicher gewählt wird, desto größer kann auch die PV-Anlage gebaut werden. In der Umsetzung könnte eine Kombination mit Batteriespeichern also nicht nur

für mehr Lastflexibilität am E-Ladestandort sorgen, sondern zugleich zu einer besseren Auslastung des lokalen PV-Potentials führen (z. B. auf Parkplätzen).

Die Amortisationszeiten liegen dabei mit 1 bis 6 Jahren in einem für die meisten Unternehmen vermutlich akzeptablen Bereich. Durch die Batteriespeicher lassen sich die Prosuming-Quoten stets auf 100 Prozent steigern. Dabei nimmt der Grenznutzen dieses Effekts ab einer gewissen Batteriegröße bei gleichbleibenden E-Lademengen ab, sodass die Amortisationszeiten anschließend stärker steigen.

Über den Zeitpunkt der Amortisation hinaus können dabei weitere Erlöse eingefahren werden. Bei neuen PV-Anlagen ist von einer Lebenszeit von bis zu 25 oder gar 30 Jahren auszugehen, bei Batteriespeichern dürften rund 10 Jahre Lebenszeit ein realistischer Wert sein (ohne Second-Life-Anwendungen).

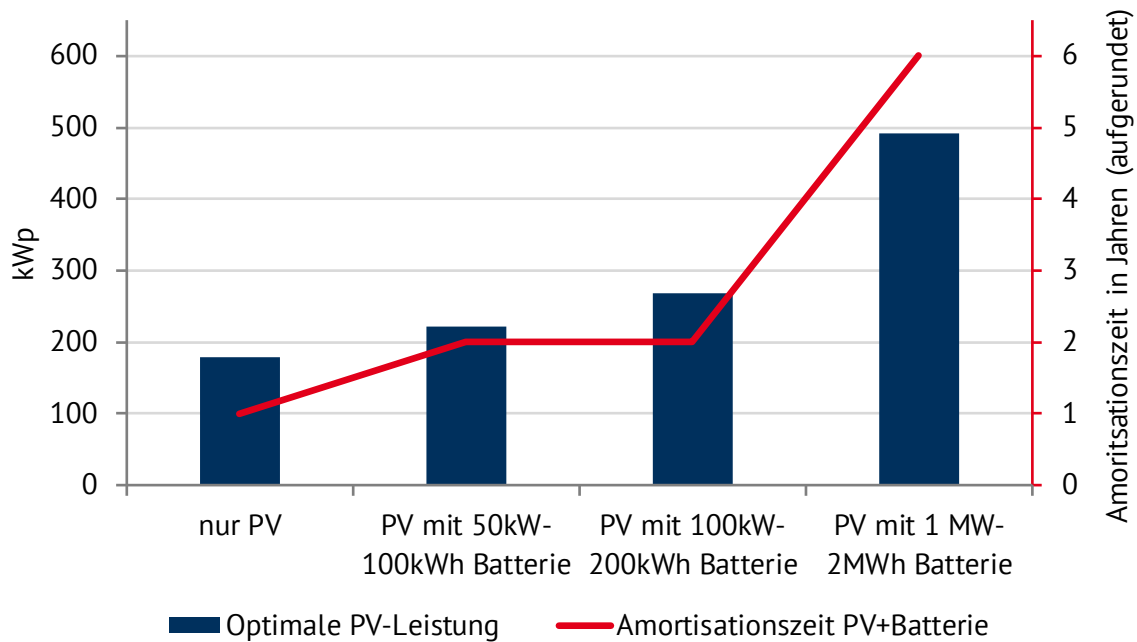


Abbildung 20: Amortisationszeit und optimale Dimensionierung von PV-Anlage(n) im Falle einer Eigenverbrauchsoptimierung und Co-Investition mit unterschiedlich großen Batteriespeichern an E-Ladestandorten [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

Wirtschaftlichkeit der Investition in große Solar- und Windparks mit Anschluss an Autobahn-E-Ladestandorten

Angesichts der vermutlich hohen Auslastung und siedlungsfremden Lage von Autobahn-E-Ladestandorten und einer verglichen hierzu relativ niedrigen Dachflächenverfügbarkeit stellt sich die

Frage, inwiefern auf nahegelegenen Flächen Solar- oder Windparks errichtet und per Direktleitung angeschlossen werden können, um einen Teil ihrer Erzeugungsmenge der Tankstelle zur Verfügung zu stellen (der Restanteil wird dennoch in das öffentliche Netz eingespeist). Abhängig von den Kostenannahmen für Transformatoren (Trafo) und Direktleitungen (vgl. Anhang A)) erscheinen solche Investitionen im vorliegenden Anwendungsfall rentabel. So liegen die Amortisationszeiten aller in Abbildung 21 dargestellten Technologiekombinationen unter 10 Jahren, selbst bei Errichtung eines eigens hierfür installierten Transformators sowie einer 10-km-Direktleitung. Aufgrund der umfangreichen Erzeugungsmengen liegen die Prosuming-Quoten für Solaranlagen ohne Großbatterie bei 2 bis 3 Prozent, und mit Großbatterie bei 5 Prozent. Für Windenergieanlagen derselben Größe liegen die Quoten in allen Fällen aufgrund der höheren Volllaststunden und damit Netzeinspeisemengen bei rund 3 Prozent.

Grundsätzlich ist an dieser Stelle jedoch anzumerken, dass insbesondere schwer planbare Transaktionskosten bei der Errichtung langer Direktleitungen in dieser Analyse nicht berücksichtigt wurden. Hierzu zählen bspw. langwierige Verhandlungen mit Landbesitzern oder aufwendige Genehmigungsprozesse, die die Kapitalkosten solcher Investments erheblich erhöhen können.

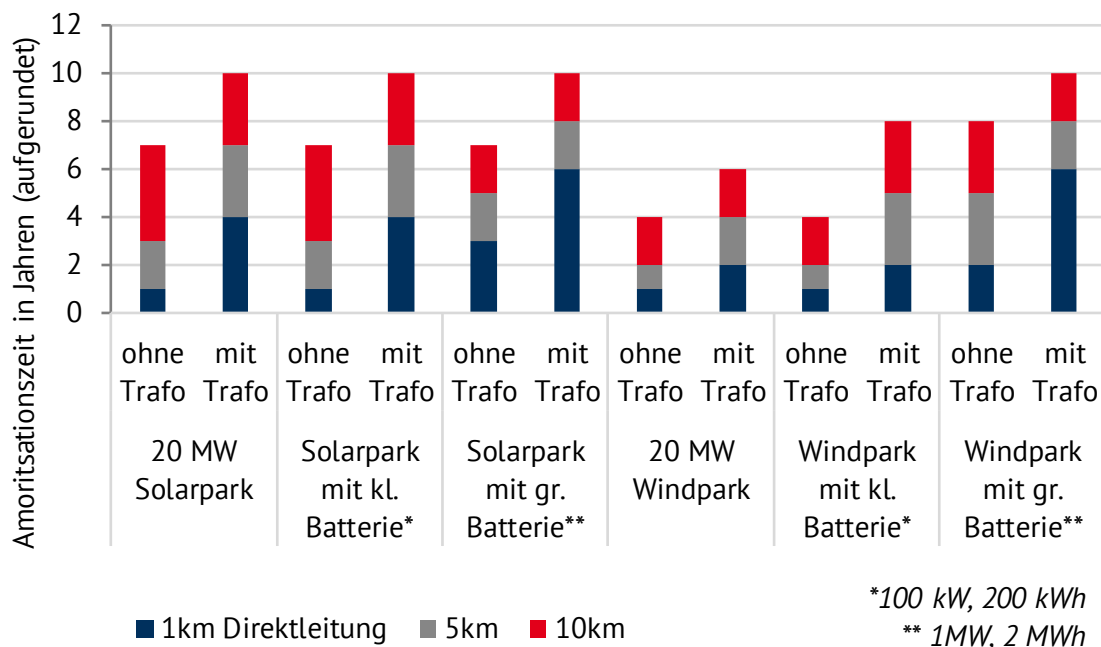


Abbildung 21: Amortisationszeiten einer Investition in Solar- oder Windparks mit/ohne Batteriespeicher bei gleichzeitiger Errichtung einer Direktleitung zur Verbindung eines nahegelegenen Autobahn-E-Ladestandorts und ggf. eines hierfür eingesetzten Transformators [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

REGULATORISCHE HANDLUNGSFELDER

Aufgrund der weitestgehend gegebenen Wirtschaftlichkeit erscheinen für den Anwendungsfall der E-Ladestandorte insbesondere regulatorische Handlungsfelder von Bedeutung, die die Systemdienlichkeit der E-Ladestandorte verbessern ohne adverse volkswirtschaftlichen Effekte hervorzurufen.

Das Potential eines E-Ladestandorts, für unerwartet hohe Lastspitzen zu sorgen, ist im Vergleich zu anderen Anwendungsfällen in den ersten Jahren des Markthochlaufs mangels historischer Lastgänge verhältnismäßig hoch. Prosuming-EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung schaffen hier nur bedingt Abhilfe. Erst mit der Installation einer steuerbaren Anlage wie bspw. einem Batteriespeicher entsteht großes Potential zur systemdienlichen Lastverschiebung. So kann die Flexibilität der Batterie nicht nur zur Stromnebenkostenreduktion und Glättung lokaler Netzbezugslasten eingesetzt werden, sondern auch zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Da sich EE-Anlagen gemäß den Wirtschaftlichkeitsanalysen alleinstehend i.d.R. schneller amortisieren als in Kombination mit Batteriespeichern, besteht das Risiko, dass diese im Falle einer Präferenz des Investors für kurze Amortisationszeiten trotz wirtschaftlicher Kombi-Investitionen nicht errichtet werden. An dieser Stelle könnten sowohl Contracting-Lösungen als auch regulatorische Anreize für Kombi-Investitionen einen Beitrag leisten, um ein gewisses Maß an Steuerbarkeit an Deutschlands E-Ladestandorten sicherzustellen.

Da die Erweiterung der Flächenkulisse auf Parkplatz-PV-Anlagen oder autobahnahe Wind- und Solarparks Investitionen in Batteriespeicher begünstigt, sollten auch solche Investitionen grundsätzlich nicht unnötig regulatorisch behindert werden. Allerdings besteht hier das Risiko volkswirtschaftlicher Ineffizienzen und von Mitnahmeeffekten durch EE-Bestandsanlagen. Denn werden EE-Parks aufgrund der im Vergleich zum Strommarkt deutlich höheren Stromverkaufspreise an E-Ladestandorten über ein großflächiges Parallelnetz mit Autobahn-E-Ladestandorten verbunden, reduziert dies die Auslastung des öffentlichen Stromnetzes. Wie bereits in Kapitel 1.2 ausgeführt, sollte das Stromnetz aus volkswirtschaftlicher Sicht als staatlich reguliertes, natürliches Infrastruktur-Monopol möglichst optimal ausgelastet werden. Insofern könnten regulatorische Maßnahmen darauf abzielen, eine Nutzung dieser Direktleitungen an der Zusätzlichkeit der EE-Stromerzeugung auszurichten (z. B. nur anderweitig abgeregelte Strommengen oder Strom aus neuen EE-Parks).

4.3.3. WINDWÄRMESPEICHER

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON WINDWÄRMESPEICHERN

Nachfolgend wird die Wirtschaftlichkeit von Windwärmespeichern auf Basis der Alternativnutzung des Windstroms zu Zeiten negativer Preise (und entsprechender *wirtschaftlicher* Abregelung) betrachtet. Eine Wirtschaftlichkeit dieses Konzepts auf Basis von ansonsten *netzbedingt* abregelten Windstroms stellt sich grundsätzlich erst ein, wenn das Hindernis der Opportunitätskosten überwunden wird, welche sich aus dem Entfallen der bei Abregelung bestehenden Entschädigungsansprüche im Rahmen von Einspeisemanagement- bzw. Redispatchmaßnahmen (u. a. § 14 EEG 2021, §§ 13, 13a EnWG) ergäben.

ENERTRAG-Modell inklusive Aufbau Nahwärmenetz zur Versorgung kleiner Gemeinden

Der Windwärmespeicher der Firma ENERTRAG versorgt die brandenburgische Gemeinde Nechlin (circa 35 Häuser) in Zeiten einer sonstigen Abregelung des Windparks mit Wärme. Eigens für die Verbindung des bestehenden Windparks mit der Ortschaft wurden eine Direktstromleitung (Annahme: 3 Kilometer), eine Power-to-Heat-Anlage, ein Wärmespeicher und ein Nahwärmenetz errichtet (vgl. ausführliche Beschreibung des Anwendungsfalls in 2.4). Nachfolgend wird die Wirtschaftlichkeit gleichartiger Investitionen untersucht. Über eine Sensitivitätsanalyse wird zudem der Einfluss der Anzahl der Stunden mit Abregelung und der Kosten der zu verdrängenden Brennstoffe, deren Verfeuerung in den dezentralen Heizsystemen durch die Windwärme verdrängt werden soll, untersucht. Die Auslegung der Power-to-Heat-Anlage (PtH) auf 2 MW bzw. des Wärmespeichers auf ein Volumen von 38 MWh werden nicht hier, sondern erst im nächsten Unterkapitel variiert („Anschluss an bestehende Wärmenetze“).

Für die zu verdrängenden Heizsysteme wird vereinfachend von Erdgasheizsystemen ausgegangen. Gegenüber der Stromnebenkostenbelastung des Windwärmestroms von 2,05 ct/kWh (Stromsteuer) belaufen sich die durchschnittlichen Kosten des Erdgases abhängig vom Großhandelspreisniveau und vom durchschnittlichen Wirkungsgrad der Heizsysteme 8 bis 12 ct/kWh. Zum Zeitpunkt der Studienerstellung lagen die Erdgas-Großhandelspreise am Terminmarkt (gemäß EEX-Abrechnungspreisen vom 03.08.2022) bis zum Jahr 2026 angesichts der weltweiten Gaskrise über einem Niveau von 50 EUR/MWh. Entsprechend stiegen die Haushaltsgaspreise in 2022 auf durchschnittlich 13,8 ct/kWh an, im Vergleich zu 6 bis 7 ct/kWh in den Vorjahren (BDEW, 2022b; exklusive krisenbedingt eingeführte Gasumlagen). Langfristig dürfte jedoch die Rückkehr auf ein Gaspreisniveau zu erwarten sein, das sich an den historischen Werten von 10

bis 25 EUR/MWh orientiert. Die Wirkungsgrade dezentraler, fossiler Heizsysteme liegen in etwa zwischen 70 (alt) und 95 Prozent (modern).

Im Strommarktszenario „Referenz“⁴³ entstehen im Jahr 2030 in einem durchschnittlichen Wetterjahr⁴⁴ insgesamt 571 negative Strompreise, zu denen ein förderfreier Windpark wirtschaftlich abgeregelt würde. Diese Anzahl an Stunden dient im Ausgangsfall der Simulation als Approximation der durchschnittlichen Abregelungshäufigkeit eines Windparks für die nächsten 15 Jahre.⁴⁵ In Bundesländern mit hoher Ausfallarbeit, aktuell also vor allem Schleswig-Holstein (2020: rund 3.000 GWh), Niedersachsen (2.100 GWh) und Brandenburg (440 GWh; vgl. BNetzA 2021), kann es aufgrund von lokalen Netzengpässen auch zu deutlich häufigeren Abregelungen kommen. Beispielsweise werden in den 571 Stunden rund 0,8 GWh/a Windstrom in Wärme umgewandelt, das entspricht rund 1 Prozent der Jahresstromerzeugung des Windparks. Insgesamt würden in diesem Beispiel dennoch rund 0,3 GWh Windstrom abgeregelt werden, da der Wärmespeicher nach rund 20 aufeinanderfolgenden Stunden mit Abregelung bereits vollständig gefüllt war. Als Sensitivitäten zur Häufigkeit der Abregelung werden zudem 460 (Anzahl negativer Preise im Szenario „Prosuming“²⁶) bzw. 1025 Stunden (Anzahl Preise kleiner 1 EUR/MWh im Szenario „Referenz“²⁶) simuliert.

Abbildung 22 vergleicht die Amortisationszeiten des Windwärmespeichers mit Nahwärmenetz für vergleichbare Ortsgrößen wie Nechlin. Mit steigender Anzahl der Abregelungsstunden, sinkendem Wirkungsgrad der dezentralen Heizanlagen und steigendem Erdgaspreis nimmt die Wirtschaftlichkeit zu und die Amortisationszeit ab. Ausgehend von der angenommenen Lebenszeit der PtH-Anlage von rund 20 Jahren sollte die Amortisationszeit für eine Wirtschaftlichkeit entsprechend bei unter 20 Jahren liegen. Demnach ist eine Wirtschaftlichkeit dieses Modells im Falle von 460 bis 571 Abregelungsstunden erst ab einem durchschnittlichen Erdgas-Großhandelspreis von 50 EUR/MWh gegeben, bei gleichbleibenden Gasnebenkosten (Steuern, Umlagen, Abgaben). Als Durchschnitt über 15 oder 20 Jahre erscheint dieses Preisniveau aus heutiger Sicht trotz aktueller Energiepreiskrise als unwahrscheinlich.

⁴³ Vgl. Szenariobeschreibung in Kapitel 1.1

⁴⁴ Hierfür wurde das Wetterjahr 2009 herangezogen. Vereinfacht gilt: Je windiger ein Jahr ausfällt, desto tendenziell häufiger dürften Abregelungen auftreten.

⁴⁵ Zum Vergleich: Die Anzahl negativer Preise schwankte in den Jahren 2018 bis 2021 zwischen 134 und 298 Stunden.

Im Falle von 1025 Abregelungsstunden wird das Modell allerdings bereits ab Erdgas-Großhandelspreisen von 30 EUR/MWh (Wirkungsgrad zu verdrängender Heizsysteme: 90 Prozent) bzw. 22 EUR/MWh (Wirkungsgrad: 80 Prozent) wirtschaftlich.

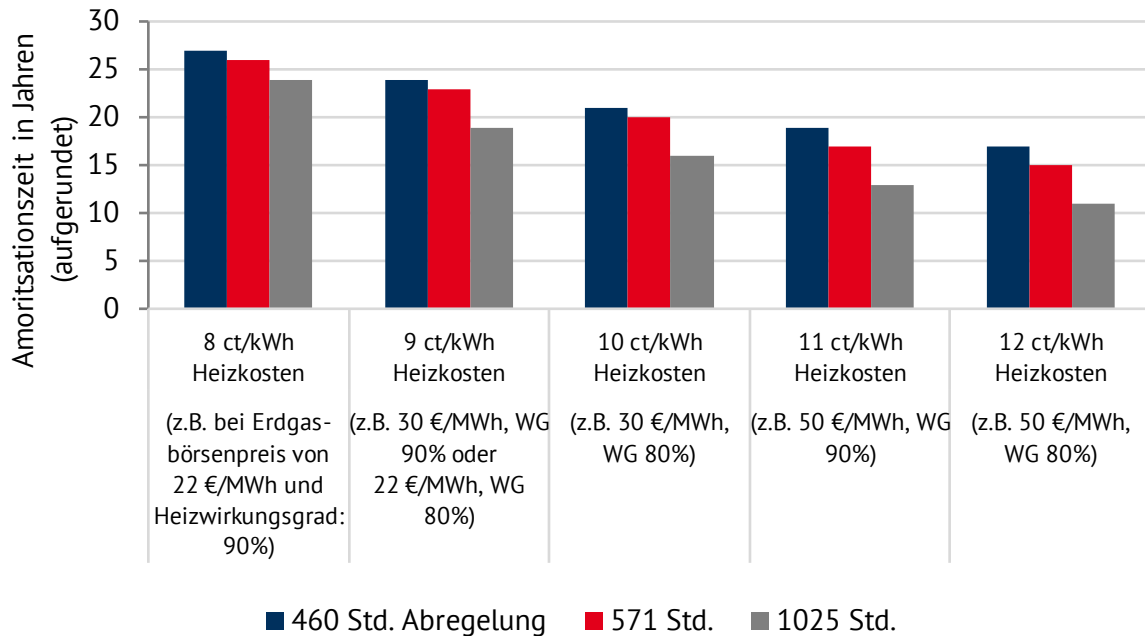


Abbildung 22: Amortisationszeit der Errichtung eines Windwärmespeichers inklusive Nahwärmenetz zur Wärmeversorgung von Endkunden und Verdrängung fossiler, dezentrale Bestandsheizsysteme in Stunden mit anderweitiger Abregelung eines Bestandwindparks [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

Eine wirtschaftliche Versorgung signifikant größerer Gemeinden lassen die Kosten für das Nahwärmenetz den Berechnungen zufolge hingegen kaum zu. Würden 1.000 statt von 100 Wohnungen über ein neues Nahwärmenetz versorgt, so ergäbe sich eine 20-jährige Amortisation im vorliegenden Fall erst ab einem durchschnittlichen Gaspreis von knapp 29 EUR/MWh.

Anstelle eines erhöhten Gas- bzw. analog dazu Heizölpreisniveaus würde allerdings auch eine regulatorisch bedingte Erhöhung der Heizbrennstoffnebenkosten die Wirtschaftlichkeit verbessern, bspw. die Erhöhung des CO₂-Preises im Wärmebereich. Im vorliegenden Anwendungsfall (bei durchschnittlichem Wirkungsgrad von 90 Prozent der verdrängten Heizsysteme) entspricht die Auswirkung einer Verdopplung des heutigen CO₂-Preisniveaus von 30 auf 60 EUR/t CO₂-Äquivalent auf die Endverbraucherheizkosten in etwa der Wirkung einer Erhöhung des Erdgas-Großhandelspreises um knapp 6 EUR/MWh. Bisher ist politisch vorgesehen, dass der CO₂-Preis bis 2025 von 35 auf 55 EUR/t steigt und anschließend zwischen 55 und 65 EUR/t schwankt (Preisbildung über Emissionshandelssystem, vgl. (Bundesregierung,2022)). Angesichts der schwierigen Vorhersehbarkeit der künftigen Preisentwicklung fossiler Rohstoffe einerseits und

der Anzahl der Stunden mit Abregelung andererseits erscheint eine wirtschaftliche Umsetzung derartiger Projekte erst durch solche regulatorische Instrumente wirklich ausreichend planbar.

Anschluss an bestehende Wärmenetze über größere Wärmespeicher und Power-to-Heat-Anlagen

Wird hingegen kein eigenes Wärmenetz errichtet, sondern der Windwärmespeicher an bestehende Netze angeschlossen, entfallen die Kosten für die Netzerrichtung. Da Bestandswärmenetze i. d. R. auf größere Wärmebedarfe als Nechlin (35 Häuser) ausgerichtet sein dürften, besteht hierdurch deutlich mehr Spielraum hinsichtlich der Speicher- und PtH-Anlagenauslegung. Der aktuell größte kommerziell eingesetzte Wärmespeicher und die größte PtH-Anlage Europas ist im Berliner Kraftwerk Reuter West von Vattenfall installiert. Der Speicher hat ein Fassungsvermögen von 56 Millionen Litern bzw. rund 2.600.000 kWh, die elektrische Bezugsleistung der PtH-Anlage beträgt 150 MW. Im Vergleich zum Wärmespeicher in Nechlin (19 Stunden) ergeben sich aus den Angaben Vattenfalls rund 17 Stunden Einspeicherungsdauer ([Vattenfall, 2022](#)). Für die nachfolgend beschriebenen Untersuchungen wird angenommen, dass beide Anlagen flexibel bis zu diesen Maximalwerten angepasst werden können. Die Leistung des anzuschließenden Windparks wird mit 150 MW angenommen. Kosten für die Verlegung einer Direktleitung werden pauschal für 10 km berücksichtigt. Zudem wird die durch die Windwärme zu verdrängende Wärme im Netz vereinfachend mit durchschnittlichen Fernwärmepreisen bewertet. In den letzten fünf Jahren lagen die durchschnittlichen Fernwärmepreise für Haushalte und Industrie bei rund 7,5 bis 8 ct/kWh (vgl. [Statista, 2022](#)). Ausgehend von diesem Preisniveau wird zudem der zukünftige Verdrängungseffekt fossiler Wärme in den betreffenden Netzen analysiert, wenn sich die CO₂-Preisbelastung für fossile Wärmequellen erhöht und der Fernwärmepreis auf 9 ct/kWh steigt. Im Jahr 2021 lag die CO₂-Preisbelastung für fossile KWK-Anlagen mit einer Nennleistung über 10 MW beispielsweise bei durchschnittlich 54 EUR/t.⁴⁷ Da die Preise im Jahr 2022 stets über diesem Niveau lagen und zeitweise auf bis zu knapp 100 EUR/t stiegen, dürfte der Preisdurchschnitt bereits dieses Jahr signifikant darüber liegen und ggf. bereits zu höheren Fernwärmepreisen führen ([Montelnews, 2022](#)).

Tabelle 29 zeigt die Amortisationszeiten des Anschlusses eines Bestandswindparks an ein Bestandswärmenetz über einen Windwärmespeicher für drei verschiedene Speichervolumina: Eine

⁴⁷ Diese Anlagen nehmen am europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) teil, die Preise schwanken je nach Angebot und Nachfrage und sind vorrangig durch Politikmaßnahmen auf EU-Ebene regulatorisch beeinflussbar.

Verzehnfachung des Speichervolumens in Nechlin (380 MWh bzw. Wärmeversorgung für 350 Haushalte, vereinfachend hochgerechnet⁴⁸), eine Verfünfzigfachung (1,9 GWh, 1.750 Haushalte) und das Volumen des Vattenfall-Speichers (2,6 GWh, knapp 2.400 Haushalte). Außerdem wurde der Einfluss der Einspeicherdauer quantifiziert, der sich aus der Dimensionierung der zugehörigen PtH-Anlage ergibt. Zunächst ist zu erkennen, dass alle betrachteten Fälle Amortisationszeiten von 5 bis 13 Jahren aufweisen und damit wirtschaftlich sind. Zudem wurde der Effekt eines um 1 ct/kWh erhöhten Fernwärmepreises auf die Amortisationszeit untersucht.

Dieser Effekt ist im Vergleich zu einer Variation der anderen Parameter minimal. Mit zunehmender Größe des Speichers erhöhen sich grundsätzlich die Amortisationszeiten. Die optimale Auslegung der zugehörigen Power-to-Heat (PtH)-Anlage erscheint für die Wirtschaftlichkeit daher besonders wichtig, um in Zeiten der Abregelung eine möglichst große Windstrommenge für das Wärmenetz verfügbar zu machen. Die maximal mögliche Einspeicherdauer resultiert aus dem Zusammenspiel aus Speichervolumen und PtH-Leistung. Da Abregelungsstunden häufig über längere Zeiträume zusammenhängend auftreten, erzielen Werte von 17 bis 26 Stunden für diesen Anwendungsfall die besten Ergebnisse, um eine möglichst hohe Menge der ansonsten abgeregelten Erzeugung des 150-MW-Windparks kostenoptimal zu verwerten. Interessant ist, dass sich die Amortisationszeiten selbst bei einer Halbierung der Abregelungsstunden zwar verschlechtern, aber im wirtschaftlichen Rahmen bleiben (vgl. 1025 vs. 460 Stunden Abregelung in Abbildung 23).

⁴⁸ Stark vereinfacht skaliert, bei gleicher Wohngebäudedurchmischung aus Ein- und Mehrfamilienhäusern wie Nechlin

Tabelle 29: Amortisationszeit des Anschlusses eines 150-MW-Bestandswindparks an ein bestehendes Wärmenetz über einen Windwärmespeicher, für verschiedene Speicher- und Power-to-Heat-Anlagenkombinationen und Fernwärmepreise bei 1025 Abregelungsstunden im Simulationsjahr 2030 [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

Angenommene Kennzahlen Windwärmespeicher			Ergebnis: Amortisationszeit in Jahren	
Speichervolumen [MWh]	Power-to-Heat-Leistung in [MW]	max. Einspeicherdauer [Std.]	-Fernwärmepreis 8 ct/kWh	-Fernwärmepreis 9 ct/kWh
380	20	19	5 Jahre	5 Jahre
	150	13	9 Jahre	8 Jahre
1.900	100	19	7 Jahre	7 Jahre
	50	19	10 Jahre	9 Jahre
2.600	150	17	9 Jahre	8 Jahre
	100	26	9 Jahre	8 Jahre
	50	52	13 Jahre	12 Jahre

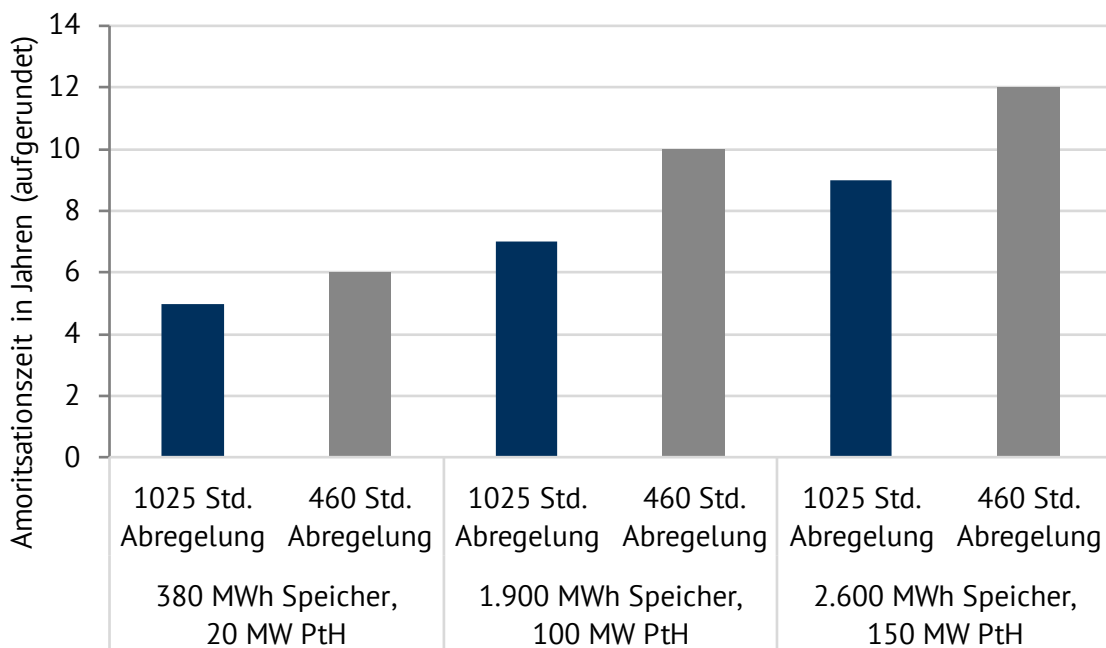


Abbildung 23: Einfluss der simulierten Anzahl an Abregelungsstunden in 2030 auf die Amortisationszeit des Windwärmespeichers aus Tabelle 17 [Quelle: Eigene Berechnungen Energy Brainpools]

REGULATORISCHE HANDLUNGSFELDER

Das größte Hindernis für eine Wirtschaftlichkeit bleiben die Opportunitätskosten einer Alternativnutzung von netzengpassbedingt abregelten Windstroms, die sich aus dem Entfallen der bei

Abregelung bestehenden Entschädigungsansprüche im Rahmen von Einspeisemanagement- bzw. Redispatchmaßnahmen (u. a. § 14 EEG 2021, §§ 13, 13a EnWG) ergäben. Für Investoren in EE-Anlagen mit Standort in EE-intensiven Verteilnetzgebieten sind deshalb Anreize zur Investition in alternative Nutzungskonzepte für Strom in Zeiten lokaler Überproduktion (z. B. Windwärmespeicher) zu schaffen. Ein Beispielansatz hierfür könnte sein, dass die Netzanschlusskosten in den betreffenden Netzen für EE-Anlagen differenziert werden nach Anlagen mit und ohne Nutzungskonzepte wie bspw. Windwärmespeicher unterschieden werden. Wenn dadurch vorhersehbar Stromnetzengpässen entgegen gewirkt wird, erscheinen unterschiedliche Netzanschlusskosten gerechtfertigt. Gleichzeitig erscheint es sinnvoll, dass der durch die heutigen Entschädigungsregelungen bestehende Anreiz für Netzbetreiber zum EE-konformen Netzausbau nicht abgeschafft, sondern mindestens in einer ähnlichen Form beibehalten wird.

Wird vorgenanntes Hindernis überwunden, dann ist die Wirtschaftlichkeit des Anschlusses eines Bestandwindparks an ein nahegelegenes Bestandwärmenetz über eine PtH-Anlage und einen Wärmespeicher weitestgehend gegeben. Im untersuchten Anwendungsfall wurde eine Distanz von 3km berücksichtigt, aber eine Wirtschaftlichkeit dürfte aufgrund der im Vergleich zu Wärmespeicher und PtH-Anlage eher geringen Kapitalkosten der Direktleitung auch für größere Entfernungen möglich sein. Eine Wirtschaftlichkeit ist insbesondere durch den Wegfall der EEG-Umlagenbelastung des Prosuming-Stroms gegeben. Alternativ könnte das Geschäftsmodell auf wirtschaftlich abgeregelte Windstrommengen zu Zeiten negativer Strompreise basiert werden. Die Vorhersehbarkeit einer ausreichenden Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen über den gesamten Amortisationszeitraum ist jedoch weitaus weniger gegeben als bei netzbedingter Abregelung.

Des Weiteren wurde die Nutzung von Großwärmepumpen anstelle von PtH-Anlagen hier nicht untersucht, könnte die Wirtschaftlichkeit durch den höheren Wirkungsgrad aber weiter verbessern.

Wie bereits in Kapitel 1.2 ausgeführt, sollte das Stromnetz aus volkswirtschaftlicher Sicht als staatlich reguliertes, natürliches Infrastruktur-Monopol möglichst optimal ausgelastet werden. Insofern könnten regulatorische Maßnahmen des Weiteren darauf abzielen, eine Nutzung dieser Direktleitungen an der Zusätzlichkeit der EE-Stromerzeugung auszurichten (z. B. nur anderweitig abgeregelte Strommengen oder Strom aus neuen EE-Parks).

Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit der Windwärmespeicher stark abhängig von der Anzahl der Abregelungsstunden der spezifischen Windenergieanlage und der Kosten alternativer Heizsysteme, die durch den Windwärmespeicher verdrängt werden. Beide Parameter sind schwer über einen längeren Zeitraum vorauszusehen. Hinsichtlich der Abregelungsmengen besteht das Risiko einer Kannibalisierung von Windwärmespeichern mit anderen Maßnahmen der Stromnetzflexibilisierung (z. B. Batterien als Netzbooster) oder Sektorenkopplung (z. B. netzdienliche Elektrolyseure). In Netzgebieten mit hohem Windkraftanteil dürfte die Anzahl der Abregelungsstunden durch Netzengpässe und/oder negativer Strompreise dennoch für einige Jahre über dem hier als niedrigsten betrachteten Wert von 460 Stunden im Jahr liegen. Darüber hinaus ließe sich die Investitionssicherheit auf Preisseite analog zu einer zusätzlichen Entlastung des Windwärmestroms, bspw. durch eine Stromsteuerbefreiung, auch durch Maßnahmen im Wärmesektor erhöhen. Ein denkbare Beispiel wäre die Weiterentwicklung der bestehenden CO₂-Preispolitik hin zu einem über die Jahre ansteigenden CO₂-Mindestpreis deutlich über 55 EUR/t hinaus.

Um Windparks größer 150 MW an Windwärmespeicher anzuschließen, ist das wirtschaftliche Potential aktuell zudem noch durch die maximale Größe kommerziell verfügbarer Heißwasserspeicher und Power-to-Heat-Anlagen begrenzt. Die weitere Unterstützung der Forschung und Entwicklung sowie des Markthochlaufs dieser Technologien käme entsprechend auch dem Anwendungsfall der Windwärmespeicher zugute.

Ein gleichzeitiger Aufbau eines Wärmenetzes zusätzlich zum Windwärmespeicher, wie im Wind-NODE-Projekt von ENERTAG, dürfte hingegen nur in speziellen Einzelfällen kleiner Gemeinden mit hoher Akzeptanz der Anwohner für Windwärmestrom wirtschaftlich förderfrei umsetzbar sein. Im Allgemeinen dürfte der Faktor Mensch bei der wirtschaftlichen Umsetzung solcher Projekte eine wichtige Rolle spielen, bspw. wenn eine Direktleitung über weite Strecken gelegt werden muss. Insbesondere wenn Windwärmespeicher zu spürbar niedrigeren Heizkosten für Endverbraucher führen, könnte sich dies stark erhöhend auf die Akzeptanz von Windparks auswirken.

ANHANG

A) KOSTENANNAHMEN

Tabelle 30: Kostenannahmen nach (Fraunhofer ISE, 2022a) und (Fraunhofer ISE, 2022b), sowie internen Berechnungen des Fraunhofer ISE (Hinweis: Tabelle erstreckt sich über 2 Seiten)

Komponente	Größe	Einheit	2020
Nahwärmenetz	CAPEX	EUR/kW _{th}	400
	Lebensdauer	a	40
	OPEX	% Invest	1
	Wirkungsgrad	%	90
PtH (Elektrodenkessel)	CAPEX	EUR/kW _{el}	136
	Lebensdauer	a	20
	OPEX	% Invest	2
	Wirkungsgrad	%	98
Elektrolyse	CAPEX	EUR/kW _{el}	738
	Lebensdauer	a	26
	OPEX	% Invest	3.5
	Wirkungsgrad	%	64.5
Batteriespeicher (bis 30 kWh)	CAPEX	EUR/kWh _{el}	900
	Lebensdauer	a	10
	OPEX	% Invest	2
	Wirkungsgrad	%	85.8
	Depth of discharge	%	90
Batteriespeicher (30-1000 kWh)	CAPEX	EUR/kWh _{el}	800
	Lebensdauer	a	10
	OPEX	% Invest	2
	Wirkungsgrad	%	85.8
	Depth of discharge	%	90
Gebäude-PV (Dach, bis 10 kW)	CAPEX	EUR/kW	1300
	Lebensdauer	a	
	OPEX	EUR/kW/a	26
	Wirkungsgrad	%	

PV (größer 30 kWp)	CAPEX	EUR/kW	1075
	Lebensdauer	a	
	OPEX	EUR/kW/a	21.5
	Wirkungsgrad	%	
Heizstab Haushaltsgröße Wärmespeicher	CAPEX	EUR/kW	30
	CAPEX	EUR/kW	100
Haushaltsgröße Wärmespeicher Gewer- begröße	CAPEX	EUR/kW	50
	CAPEX	EUR/kW	1700
Windenergieanlage	OPEX_fix	EUR/kW	20
	OPEX_var	EUR/kWh	0.008
	Wirkungsgrad	%	99
Heisswasserspeicher:	1.000 m ³	CAPEX	EUR/m ³
	5.000 m ³		1000
	10.000 m ³		500
	50.000 m ³		400
			(dazwischen in- terpoliert)
Direktleitung	CAPEX	EUR/m	170
Trafo	CAPEX	EUR	1000000

B) KURZBESCHREIBUNG DES FUNDAMENTALMODELLS POWER2SIM

Für die Berechnung der Szenarien wird das Strommarktmodell Power2Sim eingesetzt.

Power2Sim ist eine von Energy Brainpool entwickelte Fundamentalsoftware zur Modellierung der europäischen Strommärkte. Die Basis bildet eine simulierte Merit-Order-Kurve, anhand derer die Großhandelsstrompreise für die einzelnen europäischen Länder stundenscharf berechnet werden. Im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich der Strompreis. Das am teuersten produzierende Kraftwerk, welches zur Deckung der Nachfrage noch benötigt wird, bestimmt somit den Marktpreis.

Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion von Erzeugungsanlagen, die verfügbare Erzeugungskapazität sowie die Nachfrage sind damit die Haupteinflussfaktoren auf die Strompreise. Im Power2Sim wird dabei nach konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen unterschieden. Bevor die verschiedenen konventionellen Kraftwerke anhand ihrer kurzfristigen Grenzkosten als Merit-Order in die Berechnung eingehen, wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien berücksichtigt. Der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom wird von der

Gesamtnachfrage abgezogen, die verbleibende Strommenge (Residuallast) muss folglich von konventionellen Kraftwerken produziert werden. Erneuerbare Energien werden im Modell je nach Technologie unterschiedlich berücksichtigt. Grundlage sind dabei stets historische Erzeugungsdaten, um die vorhandene Erzeugungssystematik möglichst genau abzubilden. Der gesamte konventionelle Kraftwerkspark ist im Power2Sim inklusive der jeweiligen Spezifika, d. h. Brennstoff, Effizienz, Verfügbarkeit etc., aus denen ein Merit-Order-Gebotspreis abgeleitet wird, hinterlegt.

Im Lastmodell wird auf Basis von Typtagprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalender sowie dem Szenariotrend die Stromnachfrage für jedes einzelne Land stundenscharf für die Zukunft modelliert. Das Im- und Exportmodell ersetzt feste Zeitreihen des Stromaustauschs und lässt die grenzüberschreitenden Stromflüsse iterativ berechnen. Durch Einbeziehung grenzüberschreitender Lastflüsse in das System können die Strompreise im zusammenhängenden europäischen Stromübertragungsnetz so wesentlich genauer ermittelt werden. Immer beginnend mit der größten Preisdifferenz zwischen zwei Nachbarstaaten wird eine vorher festgelegte Transfermenge in Megawatt pro Stunde ausgetauscht. Dies führt zu einer Preisangleichung zwischen den beiden Ländern, hieraus ergeben sich neue Preisdifferenzen zwischen den Ländern und es wird wieder bei der höchsten Differenz Strom ausgetauscht. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die Grenzkupplungskapazitäten ausgeschöpft sind.

Die Strompreisbildung auf dem europäischen Energiemarkt wird folglich von zahlreichen Faktoren beeinflusst, welche bei der Entwicklung von Strompreisszenarien zu berücksichtigen sind. Diese Faktoren werden im Power2Sim anhand der bereits erwähnten Untermodelle eingebracht. Abbildung 24 zeigt den Aufbau des Power2Sim und das Zusammenwirken zwischen den verschiedenen Untermodellen.

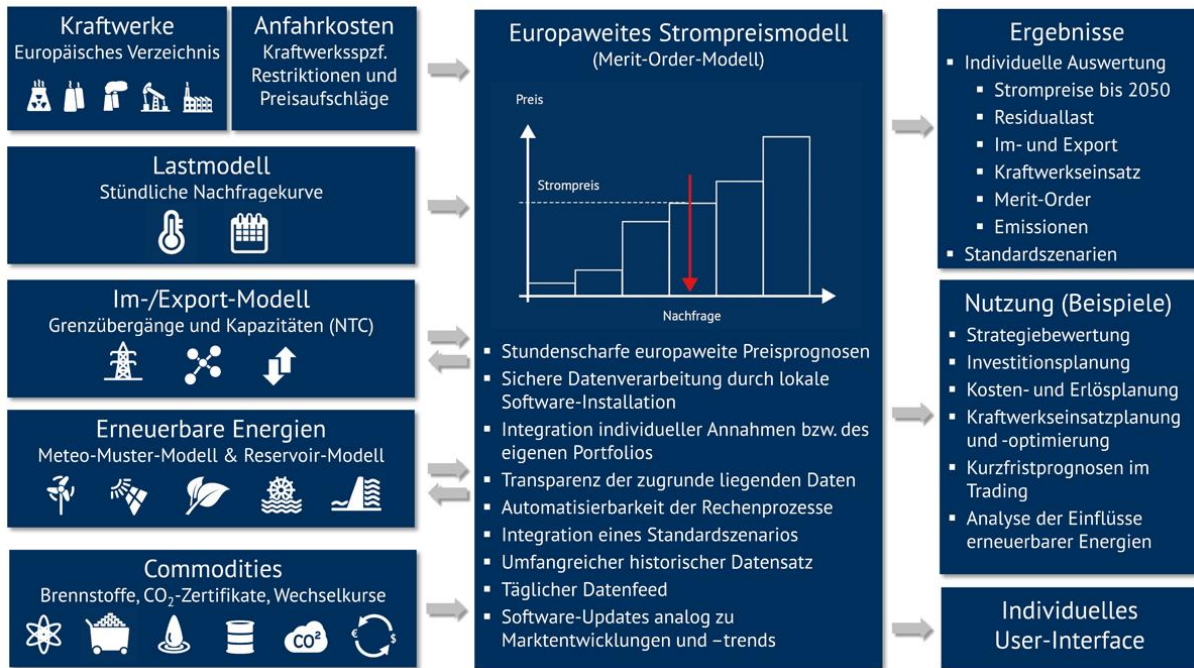


Abbildung 24: Funktionsschema Power2Sim

Die grundlegende historische Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen, wie z. B. Eurostat und ENTSO-E. Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Stromaus-tauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert.

QUELLENVERZEICHNIS

- Auto Motor und Sport (2022): Höhere Ladestromspreise für Elektroautos, <https://www.auto-motor-und-sport.de/verkehr/ladestrom-preise-steigen-elektroauto-fahren-teurer/> [02.09.2022]
- BDEW (2022a): Strompreisanalyse April 2022, https://www.bdew.de/media/documents/220504_BDEW-Strompreisanalyse_April_2022_04.05.2022.pdf [15.08.2022]
- BDEW (2022b): Gaspreisanalyse April 2022, https://www.bdew.de/media/documents/220504_BDEW-Gaspreisanalyse_April_2022_04.05.2022.pdf [15.08.2022]
- bft (2022): Entwicklung der Tankstellenanzahl in Deutschland, <https://www.bft.de/daten-und-fakten/entwicklung-tankstellenanzahl> [02.09.2022]
- BMWK (2022): Eröffnungsbilanz Klimaschutz, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf [02.09.2022]
- Bundesnetzagentur (2016): Leitfaden zur Eigenversorgung, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [12.08.2022]
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2021): Monitoringbericht 2021, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [15.08.2022]
- Bundesnetzagentur (2021): Marktstammdatenregister, Datendownload, <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Datendownload> [31.01.2022]
- Bundesregierung (2020): Grundlage für CO₂-Preis steht, <https://www.bundesregierung.de/bregde/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandel-1684508> [02.09.2022]
- Clearingstelle EEG (2011): Wann erfolgt ein Verbrauch „in unmittelbarer Nähe“?, <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/60> [12.08.2022]
- Destatis (2021): Gebäude und Wohnungen, https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publicationen/Downloads-Wohnen/fortschreibung-wohnungsbestand-pdf-5312301.pdf?__blob=publicationFile [02.09.2022]
- EnergieAgentur.NRW (2020): Wärmespeicher in NRW, <https://enerko.de/wp-content/uploads/2020/08/EnergieAgentur.NRW-Waermespeicher-in-NRW.pdf> [03.08.2022].
- Energy Brainpool (2020), Chancen einer Verdreifachung des PV-Kleinanlagenanteils am Strommix bis 2030, https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_Energy_Brainpool_PV-Kleinanlagen_EWS_final.pdf [25.07.2022]

- Enertrag (2022): Windstrom: die smarte Energie auch für Nahwärmenetze, <https://enertrag.com/produkte/windwaerme> [12.08.2022]
- Fraunhofer ISE (2020): PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotential: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/conference-paper/PV-Potential-gebaeudescharf.pdf> [12.08.2020]
- Fraunhofer ISE (2022): Synthetische Leistungsprofile für Wohnen und Gewerbe, [online] <https://synpro-lastprofile.de> [12.08.2022].
- Fraunhofer ISE (2021): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Anhang-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf> [02.09.2022]
- Fraunhofer ISE (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf [02.09.2022]
- IWU (2012): „TABULA“ – Entwicklung von Gebäudetypologien zur energetischen Bewertung des Wohngebäudebestands in 13 europäischen Ländern, <https://www.iwu.de/forschung/gebäudebestand/tabula/> [12.08.2022]
- KIT (2021): Vielfalt ermöglichen und optimal nutzen: Über die Nutzbarmachung und Vermarktung von Flexibilität auf parallel existierenden Märkten, <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000134461> [15.08.2022]
- Lödl et. al (2010): Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland, <https://mediatum.ub.tum.de/doc/%20969497/969497.pdf> [02.09.2022]
- Montel (2022): Montel news, <https://www.montelnews.com/de> [15.08.2022]
- Netztransparenz (2022): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, <https://www.netztransparenz.de/> [02.09.2022]
- Sachsen Netze (2022): Preisblätter Strom für Dresden, https://www.sachsen-netze.de/wps/portal/netze/cms/menu_main/netzzugang/strom/preisblaetter-ns [12.08.2022]
- Proplanta (2022): Windfeld Nechlin Windkraftanlagen, https://www.proplanta.de/Maps/Windfeld+Nechlin_poi1410512074.html [02.09.2022]

Quaschnig (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, <https://www.volker-quaschnig.de/downloads/Klima2000.pdf> [25.07.2022]

Spiegel (2022): Kaum Ladesäulen für Elektroautos an Raststätten, <https://www.spiegel.de/auto/elektroautos-kaum-ladesaeulen-an-raststaetten-a-c8cf9541-9337-459e-bd48-538819fc07f2> [02.09.2022]

Statista (2022): Preis für Fernwärme nach Anschlusswert in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2021, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250114/umfrage/preis-fuer-fernwaerme-nach-anschlusswert-in-deutschland/> [02.09.2022]

Statista (2022): Anzahl der Autobahntankstellen in Deutschland von 1999 bis 2020, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/157962/umfrage/anzahl-der-Autobahntankstellen-in-deutschland-seit-2005/> [02.09.2022]

UBA (2013): Potential der Windenergie an Land, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potential_der_windenergie.pdf [02.09.2022]

UBA (2016): Systemischer Vergleich von Wärmeversorgungs- und Kälteversorgungs-Techniken in einem regenerativen Energiesystem, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/2016-11-23_thgnd-ii_endbericht_final_uba_final.pdf [12.08.2022]

UBA (2022): Anpassung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen im EEG vor dem Hintergrund erhöhter Zubauziele, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_76-2022_anpassung_der_flaechenkulisse_fuer_pv-freiflaechenanlagen_im_eeg_vor_dem_hintergrund_erhoehter_zubauziele.pdf [02.09.2022]

Vattenfall (2022): Deutschlands größter Wärmespeicher in den Startlöchern, <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2022/deutschlands-groesster-waermespeicher-am-start> [15.08.2022]

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autoren:

M. Claußner, F. Huneke, M. Brinkhaus (Energy Brainpool)

D. Peper, Dr. C. Kost, Dr. V. Fluri (Fraunhofer ISE)

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com mailto:

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

September 2022

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbe-
reich.