



**Kurzgutachten zur
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT**

Innovative Energietechnologien

Analyse ausgewählter innovativer Technologien zur Energieerzeugung,
-umwandlung und -speicherung



Inhalt

1	Einleitung und Übersicht.....	6
2	Photovoltaik.....	8
2.1	PV-Technologien.....	8
2.2	Integrierte PV-Anwendungen.....	9
2.3	Kosten der PV.....	10
3	Technische Potenziale für Integrierte PV.....	12
3.1	Agri-Photovoltaik.....	12
3.2	Schwimmende Photovoltaik (FPV).....	13
3.3	Bauwerkintegrierte PV (BIPV).....	13
3.4	Urbane PV (UPV).....	15
3.5	PV in Verkehrswegen (RIPV).....	16
3.6	Fahrzeugintegrierte PV (VIPV).....	17
3.7	Renaturierung: Solar-Biotope und Solar-Moore.....	19
3.8	Übersicht.....	20
4	Tiefengeothermie	21
4.1	Analyse und Entwicklungstrends.....	21
4.2	Quantitative Zubaupotenziale.....	24
5	Wasserstofffähige Großkraftwerke.....	26
5.1	Analyse und Entwicklungstrends.....	26
5.2	Quantitatives Zubaupotenzial.....	27
6	Festkörperbatterie.....	29
6.1	Analyse und Entwicklungstrends.....	29
6.2	Quantitatives Zubaupotenzial.....	31

7	Carnot-Batterie (Hochtemperaturspeicher)	32
7.1	Analyse und Entwicklungstrends.....	32
7.2	Quantitatives Zubaupotenzial.....	34
8	Großwärmepumpen	37
8.1	Analyse und Entwicklungstrends.....	37
8.2	Quantitatives Zubaupotenzial.....	39
9	Exkurs: Handlungsempfehlungen für die weitere Marktentwicklung einer Auswahl von Technologien	41
9.1	Agri-Photovoltaik.....	41
9.2	Bauwerkintegrierte PV (BIPV).....	42
9.3	Festkörperbatterie	43
	Abbildungsverzeichnis	45
	Tabellenverzeichnis	46
	Literaturverzeichnis	47
	Anhang	53

Vorwort durch die Deutsche Energie-Agentur (dena)

Das Ziel der Klimaneutralität ist ambitioniert und verlangt eine grundlegende Änderung unserer Art zu wirtschaften und zu leben. Das galt schon vor der wegweisenden Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, als Deutschland sich noch das Ziel Klimaneutralität bis 2050 gesetzt hat. Richtigerweise müssen wir nun angesichts der verschärften Zielvorgabe „Klimaneutralität 2045“ das Tempo erhöhen und bereits 2030 eine 65-prozentige Emissionsreduktion gegenüber 1990 erreichen. Dies ist insofern entscheidend, da der Treibhauseffekt eben durch kumulierte Treibhausgasemissionen verursacht wird. Je früher wir Emissionen reduzieren, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass wir die Pariser Klimaziele erreichen und die Erderwärmung auf ein Minimum begrenzen. Vielen geht das nicht weit genug und es wird gefordert, die Ziele weiter zu verschärfen, Klimaneutralität noch früher zu erreichen und noch ambitionierter zu sein.

In der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität wird deutlich, dass die Ziele in manchen Sektoren einen so grundlegenden Einschnitt bedeuten, dass eine weitere Beschleunigung einzelnen Akteuren als kaum machbar scheint, jedenfalls nicht mit bestehendem Instrumentarium. Zudem rechnet die Internationale Energieagentur (IEA) damit, dass etwa die Hälfte der Technologien, die uns die letzten Schritte zur Klimaneutralität bringen, heute noch nicht marktreif oder noch gar nicht bekannt sind (IEA 2021). Wir haben daher das Fraunhofer ISE beauftragt, eine Reihe von innovativen Technologien zur Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung systematisch zu analysieren, deren Technologiereife und Potenziale einzuschätzen und Empfehlungen abzugeben, wie diese skaliert werden können.

Dieses Gutachten soll uns einen Einblick geben, welche Technologien das Potenzial haben, zum Erfolg der Energiewende und zum Ziel der Klimaneutralität beizutragen und mit welchen Technologien wir diese Transformation zusätzlich beschleunigen können. Uns war dabei wichtig, sowohl Erzeugungs- als auch Speichertechnologien in den Blick zu nehmen und im Sinne der integrierten Energiewende die Innovationspotenziale in den Verbrauchssektoren zu beleuchten. Ein großes Verdienst des vorliegenden Kurzgutachtens ist es zudem, Einschätzungen zur möglichen Kostendegression einer kritischen Prüfung unterzogen zu haben.

Es zeigt sich, dass einige Technologien wie etwa die fahrzeugintegrierte Photovoltaik und die Verkehrsflächen-PV hinsichtlich ihres Reifegrades und der Kostenentwicklung der Zelltechnologien schon so weit vorangeschritten sind, dass ihre Nutzung bereits in der aktuellen Dekade zu einer realistischen Option wird. Andere Technologien und Anwendungen haben bislang erst den Beweis ihrer Anwendungstauglichkeit und betriebswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit erbracht. Hier macht die Studie Vorschläge, mit welchen Maßnahmen den innovativen Technologien und Anwendungen auf ihrem Weg zur Massenmarktfähigkeit Unterstützung gegeben werden kann.

Uns hat der Blick auf die identifizierten Innovationen und ihre mögliche Entwicklung neuen Schwung gegeben und „Lust auf Mehr“ gemacht. Denn wir konnten natürlich keine abschließende Liste vorlegen. Die vorliegende Studie ist deshalb Auftakt für eine noch intensivere Befassung mit innovativen Technologien, Anwendungen und Prozessen im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität und darüber hinaus.

Das ab hier folgende Kurzgutachten wurde durch das Fraunhofer ISE als beauftragten Gutachter erstellt. Die redaktionelle und inhaltliche Verantwortung liegt allein beim Fraunhofer ISE.

1 Einleitung und Übersicht

Unter innovativen Energietechnologien versteht dieser Bericht eine Auswahl von Energietechnologien, die bisher noch eine untergeordnete Rolle im deutschen Energiesystem spielen, sich aber in den kommenden Jahren aufgrund technologischer Entwicklung aus heutiger Nischenanwendung in den Massenmarkt oder als Standardtechnologie entwickeln können. In einem gemeinsamen Auswahlprozess zwischen der dena und dem Fraunhofer ISE wurden solche Technologien ausgewählt, die sich in einem positiven Entwicklungsstadium befinden und in einem Zeitraum zwischen 2025 und 2030 zu einer umfangreichen Markteinführung oder Anwendung im Energiesystem kommen können. Bei der Auswahl wurde beachtet, dass jeweils Technologien in den einzelnen Bereichen Umwandlung, Speicherung und Endanwendung ausgewählt wurden. Folgende Technologien wurden herangezogen:

- Integrative Photovoltaik
 - Agri-Photovoltaik (PV)
 - Schwimmende PV
 - Gebäudeintegrierte PV
 - Fahrzeugintegrierte PV
 - Verkehrswege-PV
- Tiefengeothermie zur Nutzung von Strom und/oder Wärme
- Wasserstofffähige Großkraftwerke
- Carnot-Batterie
- Festkörperbatterie
- Großwärmepumpen

Ziel war es, für jede Technologie eine aktuelle technologische Zustandsbeschreibung, heutige Einsatzgebiete, den derzeitigen Forschungsstand und die Anwendungsgebiete sowie Potenzial- und Kostenentwicklungen darzustellen. Für jede Technologie wurde abschließend auch ein quantitatives Entwicklungs- bzw. ein Zubaupotenzial für Deutschland bestimmt. In dieser Kurzstudie wird das **technische Potenzial** betrachtet, bei dessen Abschätzung grundlegende technische Einschränkungen des theoretischen Flächenpotenzials berücksichtigt wurden (Abbildung 1). Es handelt sich um grobe Abschätzungen, weil sich manche Technologien noch in der Entwicklung befinden und deshalb nicht genau beschrieben werden können und weil mit der Integration in bestimmte Anwendungen noch wenig Erfahrung vorliegt. Nur ein Teil des technischen Potenzials lässt sich wirtschaftlich-praktisch erschließen, abhängig vom Erfolg der jeweiligen Produktentwicklungen bezüglich Stromertrag, Kosten, Erscheinungsbild und Synergieeffekten sowie von verschiedenen infrastrukturellen und gesetzlichen Rahmenbedingungen bis hin zu Akzeptanzfragen.

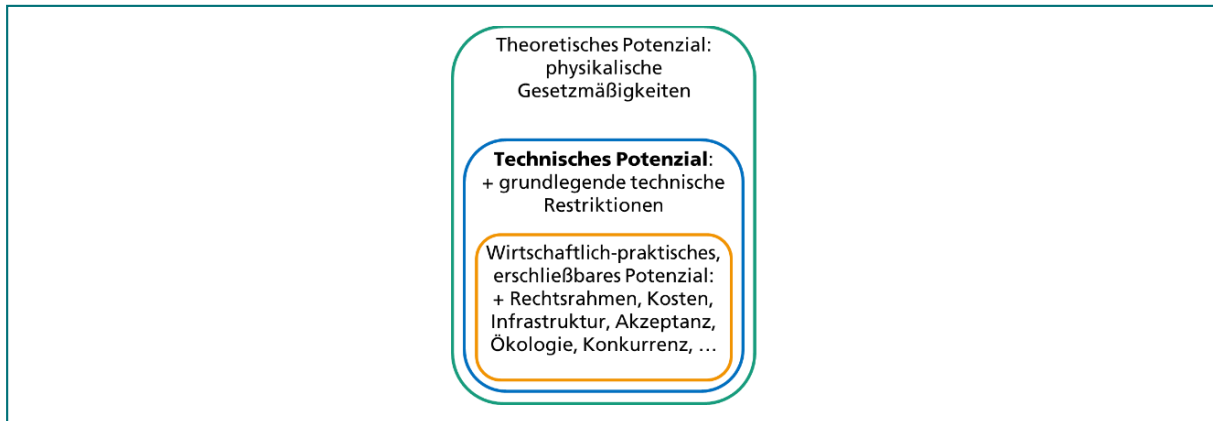


Abbildung 1 Begriffsklärung zu Potenzialen

Zusammenfassend lassen sich folgende Punkte in der Bewertung über alle Technologien festhalten:

- Die Technologien unterscheiden sich in eine Gruppe mit begrenztem Anwendungspotenzial und in eine Gruppe mit unbegrenztem Anwendungspotenzial. Das bedeutet, dass sich für Technologien wie Photovoltaik und Tiefengeothermie geografisch beschränkte Potenziale ergeben, wohingegen andere Technologien eher über ihren Anwendungsbereich (von der Nachfrageseite) bestimmt werden, z. B. Großwärmepumpen.
- Alle Technologien befinden sich im Entwicklungsstadium zur Markteinführung
- Für fast alle Technologien existieren Prototypen, Demonstratoren bzw. fertige Produkte
- Ein Massenmarkt wird für fast alle Technologien ab 2025/2030 erwartet
- Jedoch bestehen noch erhebliche Risiken/Unsicherheiten, insbesondere zu Einsatzgebieten und Kosten

Das Potenzial der Technologien lässt sich für das deutsche Energiesystem über eine modellhafte Abbildung des Energiesystems berechnen, wenn die Technologien detailliert abgebildet sind. Durch ihre derzeit geringe Marktpenetration sind die betrachteten Technologien jedoch meistens nur unvollständig in vorhandenen Energiesystemmodellen hinterlegt, wodurch potenzielle Rollen in einem zukünftigen Energiesystem mit hohen Unsicherheiten belegt sind. Es wird empfohlen, die systemischen Effekte und Interaktionen in Rechnungen mit Energiesystemmodellen genauer zu quantifizieren.

2 Photovoltaik

2.1 PV-Technologien

Die aktuell dominanten PV-Technologien basieren auf Si-Wafern (Marktanteil lag in 2020 ca. 95 Prozent) und (Si-)PERC¹-Zelltechnologie (Anteil ca. 75 Prozent am Gesamtmarkt), mit stark wachsendem Segment der bifazialen Produkte (Marktanteil ca. 40 Prozent). Mit zunehmender Sättigung der Entwicklung für PERC-Technologien in Richtung steigender Wirkungsgrade und sinkender Stromgestehungskosten wird ein Wachstum für TOPCon- und Heterojunction-Technologien (HJT) erwartet, die aktuell zusammen auf ca. 5 Prozent Marktanteil kommen. Beide Technologien zielen auf eine Wirkungsgradsteigerung durch Materialverbesserung bzw. zusätzliche Dünnschichtsolarzelle. Die restlichen ca. 15 Prozent entfallen auf die etwas ältere Al-BSF-Technologie.

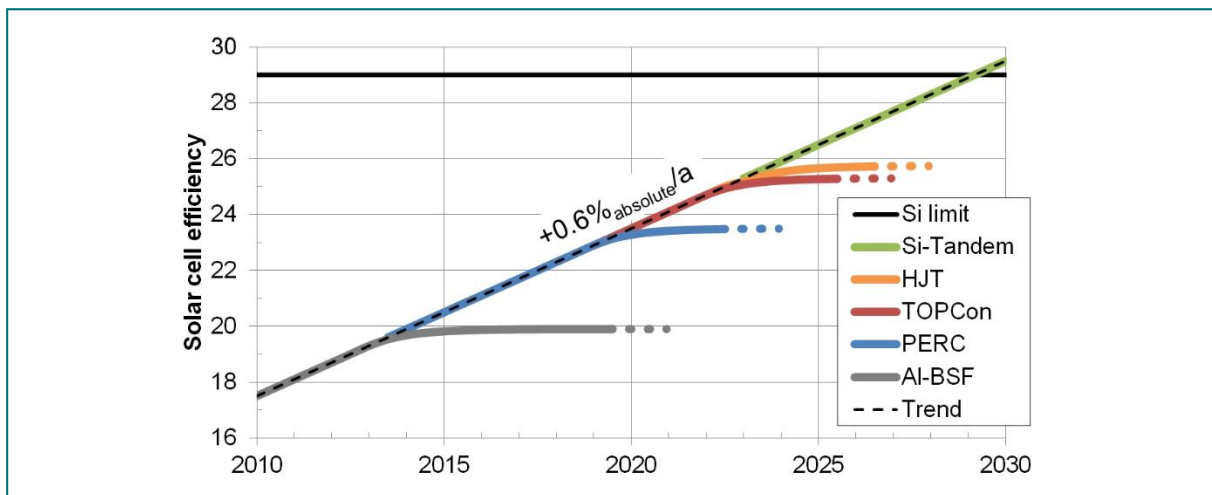


Abbildung 2 Qualitative Roadmap für Zelleffizienzen nach Technologie

Dünnschichttechnologien, in der Vergangenheit vor allem amorphes und mikrokristallines Silizium (aSi/ μ Si), Kupfer – Indium – Gallium – Diselenid (CIGS) sowie Cadmiumtellurid (CdTe), lassen aufgrund ihrer Inline-Produktionsprozesse geringere Kosten pro Modulfläche erwarten. Sie konnten jedoch aufgrund der geringeren Wirkungsgrade, größeren Unsicherheiten bei der Degradation und der damit verbundenen höheren Stromgestehungskosten ihre Marktanteile bisher nicht erweitern. Spürbaren Erfolg hatte die Firma First Solar mit ihrem CdTe-Produkt in Freiflächenanlagen.

Nach einer stürmischen Entwicklung ab dem Jahr 2015 wurden mit Perowskit-Solarzellen im Labor bereits Wirkungsgrade von über 25 Prozent demonstriert (Green et al. 2021). Die Perowskit-Technologie könnte mittel- bis langfristig substantielle Marktanteile gewinnen, wenn es gelingt, großflächige Produkte mit einer Gebrauchsdauer von 25 bis 30 Jahren zu entwickeln und offene Fragen zu klären, die mit dem Einsatz löslicher Bleiverbindungen einhergehen. Erfahrungen aus früheren Technologiezyklen zeigen, dass ein Transfer aus dem Labor in die Produktion und die Skalierung der Produktion hin zu substantiellen Marktanteilen 5–10 Jahre dauern können.

¹ PERC – Passivated Emitter and Rear Cell (Zelle mit passivierter Emissionselektrode und Rückseite)

Mit zunehmender Annäherung an die theoretische Effizienzgrenze von Si-basierten Solarzellen bei 29 Prozent steigt das Interesse an Mehrfach-, insbesondere an Tandem-Solarzellen. Perowskit-Si-Tandemsolarzellen stehen kurz vor der Markteinführung, im Labor wurde ein Rekordwirkungsgrad von 29,5 Prozent erreicht. Sowohl Pero/Si- als auch III-V/Si-Tandemsolarzellen haben ein industrielles Wirkungsgradpotenzial von über 30 Prozent. Letztere haben im Labor bereits Wirkungsgrade von 35,9 Prozent erzielt.

Basierend auf der Markterfahrung der letzten 15 Jahre erwarten wir bei kommerziellen Modulen eine Zunahme des mittleren Wirkungsgrades von ca. 0,3 Prozent/a. Ausgehend von knapp 20 Prozent im Jahr 2021 nehmen wir auf dieser Basis mittlere Wirkungsgrade von 23 Prozent für 2030 und von 30 Prozent für 2050 an. Diese Zahlen gelten für neu zu installierende Module des jeweiligen Jahrgangs. Der aktive Modulbestand des gleichen Jahrgangs wird im Wirkungsgrad aufgrund von Hystereseffekten (25–30 Jahren Modullebensdauer) um einige Prozentpunkte tiefer liegen. Diese Hysterese wird in der weiteren Betrachtung vernachlässigt. Es zeichnet sich ab, dass für alle Anwendungen mit aufgeständerten Modulen (beispielsweise Freiflächenanlagen, Flachdachanlagen, Agri-PV) bifaziale Module den Markt zunehmend beherrschen werden.

2.2 Integrierte PV-Anwendungen

Der bisherige Ausbau von PV in Deutschland erfolgte weitgehend in Aufdachmontage und in der Freifläche. Im Zuge des hohen Ausbaubedarfs für die Vollendung der Energiewende zeichnen sich jedoch Konflikte bezüglich Flächenkonkurrenz und Akzeptanz ab.

Integrierte Photovoltaik ermöglicht einen massiven, weitgehend flächenneutralen und damit akzeptanzförderlichen Ausbau der Photovoltaik-Erzeugungsleistung in Deutschland. Mit einer Integration von Solarzellen in die Hülle von Gebäuden und Fahrzeugen, in bzw. - über Verkehrswegen, über Agrarflächen, versiegelte Siedlungsflächen und geflutete Tagebaue können riesige Flächen doppelt genutzt werden (Abbildung 3). In den Hüllen von Objekten bleibt integrierte Photovoltaik weitgehend unsichtbar. Zusätzlich schafft die Aktivierung dieser Flächen vielfältige Synergien, je nach Anwendung zählen dazu verschiedene Schutzfunktionen, Ressourceneffizienz durch Materialeinsparungen und eine verbrauchsnahe, dezentrale Stromproduktion.



Abbildung 3 Technologien der Integrierten Photovoltaik

2.3 Kosten der PV

In den vergangenen Jahrzehnten hat die Photovoltaik eine atemberaubende Kostendegression durchlaufen. Besonders markant war die Entwicklung der spezifischen Preise für Module in EUR/W_p, mit einer mittleren Reduktion um 25 Prozent bei Verdopplung des Produktionsvolumens. Diese Entwicklung führte in den letzten 20 Jahren zu einer Preisreduktion um 95 Prozent. Treiber der Kostendegression waren die Senkung der Produktionsstückkosten für Zellen und Module sowie die Steigerungen im Wirkungsgrad der Produkte.

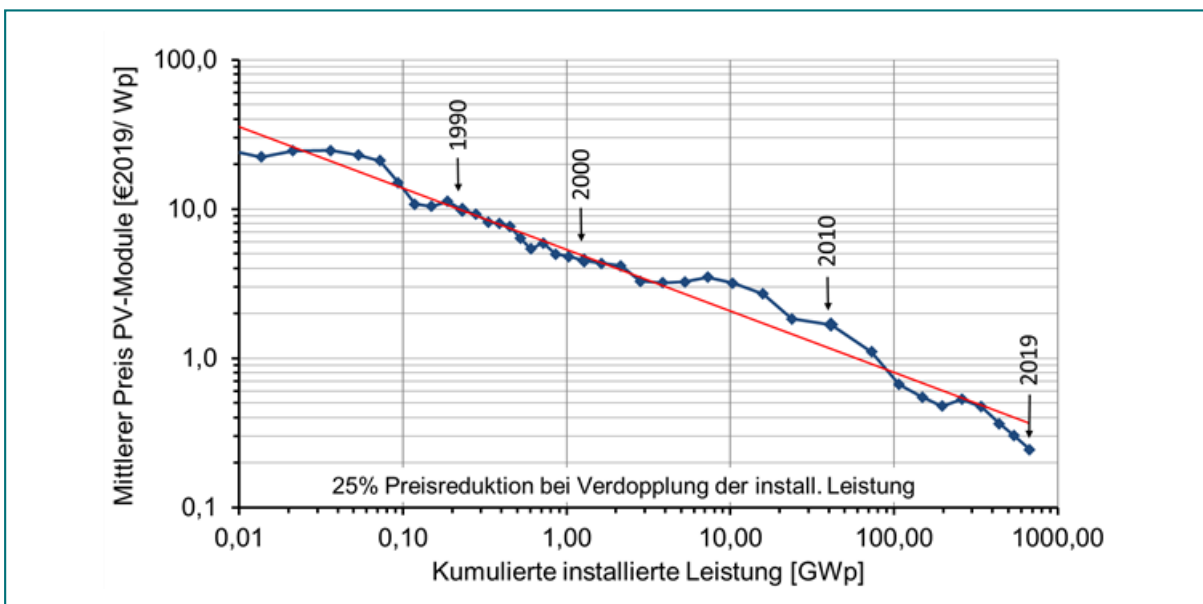


Abbildung 4 Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting/EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.

Experten erwarten eine Fortsetzung der Preislernkurve für PV-Module, gekoppelt an weiter steigende Produktionsvolumina. In Verbindung mit Kostenreduktionen in anderen Teilen der Wertschöpfungskette wird allgemein mit weiter sinkenden Investitionskosten für PV-Kraftwerke aller Größenklassen gerechnet. Tabelle 1 zeigt eine Abschätzung des Fraunhofer ISE zur Entwicklung der Investitionskosten in EUR/KW_p für PV-Kraftwerke nach Größenklassen auf Basis von aktuellen Marktdaten und bisherigen Preisentwicklungen. Die European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) geht auf Basis einer Preislernrate von 25 Prozent und einer mittleren jährlichen Wirkungsgradsteigerung von 0,4 Prozentpunkten von noch stärkeren Preisreduktionen aus (European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) 2020).

in EUR/KW	2021	2030	2040	2050
PV-Dach <30 kW	1.000–1.600	820–1.300	730–1.200	600–1.100
PV-Dach >30 kW	700–1.200	500–1.000	400–900	350–800
Freifläche >1 MW	500–800	350–600	300–500	250–400

Tabelle 1 Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten in EUR/WP für PV-Kraftwerke nach Größenklassen

3 Technische Potenziale für Integrierte PV

3.1 Agri-Photovoltaik

Agri-Photovoltaik (Agri-PV, APV) bezeichnet die kombinierte Nutzung derselben Landfläche für landwirtschaftliche Produktion und PV-Stromproduktion. Hoch aufgeständerte Konstruktionen (lichte Höhe mindestens 2,10 m, Kategorie I gemäß DIN SPEC 91434 „Agri-Photovoltaik-Anlagen – Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung“) erlauben einen Anbau unter den Modulen. Sie ermöglichen eine gleichmäßige Einstrahlungsverteilung und erhöhen die Klimaresilienz der Agrarproduktion, indem sie Sonneneinstrahlung und Verdunstung reduzieren. Daten des DWD untermauern die zunehmende Einstrahlung und Trockenheit. Sie zeigen für Deutschland auf Basis der Jahre 1991–2020 einen linearen Trend der Jahressumme der globalen horizontalen Einstrahlung von +0,3 Prozent/a und der Niederschlagsmenge von –0,4 Prozent/a. Hoch aufgeständerte Konstruktionen können auch vor Extremwetterereignissen, wie z. B. Hagel, schützen.

Bodennahe APV-Konstruktionen (Kategorie II gemäß DIN SPEC 91434) ermöglichen den Pflanzenanbau zwischen Modulreihen, jedoch nicht unterhalb der Module. Mit ihren großen Reihenabständen nehmen sie wenig Einfluss auf Pflanzenwachstum und Bodenzustand zwischen den Reihen.

Weltweit wurden bereits ca. 3 GW an APV-Anlagen errichtet. In Deutschland gibt es einige wenige Anlagen, darunter die erste wissenschaftlich untersuchte Pilotanlage in der Hofgemeinschaft Heggelbach am Bodensee (Fraunhofer ISE 2020). Je nach Anwendung werden in APV-Anlagen entweder marktgängige, bifaziale Modultypen oder angepasste Produktdesigns mit vergrößerten Zellabständen und verkleinerten Formaten eingesetzt. Sowohl feste Unterkonstruktionen als auch Nachführsysteme kommen zum Einsatz.

Als **technisches Potenzial** wird jener Teil der landwirtschaftlich genutzten Fläche Deutschlands betrachtet, der grundsätzlich für den Einsatz hoch aufgeständerter APV geeignet erscheint. Dauerkulturen wie Obstbau und Weinbau werden zu 100 Prozent gezählt. Flächen für den Maisanbau und Dauergrünland werden vollständig ausgeschlossen. Bei den restlichen Kulturen stehen systematische wissenschaftliche Untersuchungen zur Toleranz partieller Verschattung noch aus. Auf Basis vorliegender Erfahrungen wurde der Anteil der verbliebenen Anbauflächen mit schattentoleranten Kulturen konservativ mit 33 Prozent abgeschätzt. Unter diesen Annahmen wurde eine Fläche von 29.000 km² als technisches Potenzial berechnet. Bei einer Belegungsdichte von 0,6 MW/ha für hoch aufgeständerte Anlagen ergibt sich ein technisches Leistungspotenzial von ca. **1.700 GW_p**.

Bodennahe APV-Anlagen erreichen abhängig vom Reihenabstand geringere Belegungsdichten, in der Größenordnung von 0,25 bis 0,3 MW/ha, und damit auch eine geringere Landnutzungseffizienz. Im Gegenzug eignen sie sich grundsätzlich auch für Dauergrünland und weniger schattentolerante Kulturen.

Der **spezifische elektrische Ertrag** von Agri-PV-Systemen hängt ab von der jährlichen Globalstrahlungssumme, der Modulausrichtung (feste Orientierung und Neigung oder Nachführung), vom Modultyp (mono- vs. bifazial), von der Montagehöhe (bessere Kühlung erhöht den Wirkungsgrad im Betrieb) und eventuell der Verschmutzung. Auf Basis von Erfahrungsdaten, u. a. aus der Pilotanlage Heggelbach, schätzen wir einen spezifischen Ertrag von ca. **1.000 kWh/(kW_p · a)** als Mittelwert für Deutschland ab.

Gebremst wird der Ausbau der hoch aufgeständerten Anlagen durch die erhöhten Investitionskosten, die auch die Stromgestehungskosten um mehrere EURct/kWh anheben, sowie durch mangelnde Erfahrung mit

der Schattentoleranz verschiedener Kulturen. Auf Basis erster Kostenrechnungen werden für APV-Anlagen der Kategorie I LCOE im Bereich von 7 bis 13 ct/kWh geschätzt, insbesondere abhängig von der kulturbedingten notwendigen lichten Höhe zwischen 2,1 und ca. 5 m sowie von der Ausführung der Unterkonstruktion. Für 2030 ist bei massiv steigenden Ausbaumengen mit substantiellen Preislerneffekten zu rechnen, ähnlich der Preislernkurve von gewöhnlichen PV-FFA (Abschnitt 2.3). Bodennahe Anlagen (Kat. II) bieten schon heute Stromgestehungskosten nahe an gewöhnlichen PV-FFA. Regulatorische Hürden für Agri-Photovoltaik werden in Abschnitt 9.1 angesprochen.

3.2 Schwimmende Photovoltaik (FPV)

Schwimmende Photovoltaik (Floating PV) bezeichnet PV-Kraftwerke, deren Module auf Schwimmkörpern auf einem Gewässer montiert sind. Abhängig vom Anlagendesign kann die kühlende Wirkung der Wasseroberfläche zu etwas höheren Stromerträgen als an Land führen. Infolge der teilweisen Verschattung wird das Gewässer weniger stark durch die Sonneneinstrahlung erwärmt, was seine Klimaresilienz verbessert.

Weltweit wurden bereits ca. 2 GW an FPV-Anlagen errichtet (World Bank Group, Solar Energy Research Institute of Singapore 2019), in Deutschland gibt es einige wenige, kleine Anlagen auf Baggerseen, in Summe ca. 3 MW. Für FPV werden marktgängige Modultypen eingesetzt, allerdings wird verstärkt darauf geachtet, dass deren Materialien eine erhöhte Zuverlässigkeit in feuchter Umgebung aufweisen.

Die für das **technische Potenzial** betrachteten Flächen umfassen künstliche Seen größer ein Hektar inklusive ehemaliger Braunkohletagebaue (Februar 2020). Nach einem Abzug von 10 Prozent für nicht nutzbare Gewässerrandzonen verbleiben ca. 73.100 ha als technisches Flächenpotenzial. Eine rechnerisch gleichmäßige Belegungsdichte von 0,6 MW/ha führt zu einem technischen Leistungspotenzial von ca. **44 GW_p**. In der Praxis werden schwimmende PV-Kraftwerke zwar mit höheren Belegungsdichten, allerdings nur auf Teilflächen der Seen errichtet. Der mittlere **spezifische elektrische Ertrag** wird für südausgerichtete Module bei knapp **1.000 kWh/(kW_p · a)** angenommen.

Die **Stromgestehungskosten** liegen derzeit nach Expertenschätzungen etwa 10–15 Prozent über den Werten, die von PV-FFA erzielt werden. Für 2030 ist bei massiv steigenden Ausbaumengen mit Preislerneffekten zu rechnen, die Mehrkosten könnten damit auf ca. 5–10 Prozent sinken. Aufgrund dieser Mehrkosten und des nicht zulässigen Eigenverbrauchs in den PV-Ausschreibungen kann FPV in den offenen PV-Ausschreibungen nach EEG 2021 nicht mit PV-FFA konkurrieren. In der Folge blieben die wenigen realisierten FPV-Anlagen bisher knapp unter der Grenze zur Ausschreibungspflicht (750 kW) und nutzen dafür die Möglichkeit, einen Teil des erzeugten Stroms selbst zu verbrauchen. Das EEG 2021 sieht erstmals ein besonderes Ausschreibungssegment auch für schwimmende PV vor (Bundesrat). Aufgrund geringer Erfahrung bezüglich ökologischer Effekte müssen FPV-Projekte komplexe naturschutzrechtliche Genehmigungsverfahren durchlaufen.

3.3 Bauwerkintegrierte PV (BIPV)

Mit der Integration von Photovoltaik-Modulen in die Gebäudehülle (**Bauwerkintegrierte Photovoltaik, BIPV**) werden bauliche Strukturen zusätzlich für eine verbrauchsnahe Stromproduktion genutzt. Bei der BIPV zählen nicht nur möglichst hohe Stromerträge. Die architektonische Gestaltbarkeit ist für Planer und Architekten wichtig. Ein ansprechendes Design erhöht die Akzeptanz seitens der Nutzer und Betrachter. PV-

Module übernehmen bei der Gebäudeintegration mindestens eine weitere Funktion der Gebäudehülle. Durch die Doppelfunktion der BIPV und die damit verbundene Einsparung an Baumaterial lassen sich perspektivisch auch Kostensenkungen erwarten. Im Unterschied zur BIPV wird bauwerkapplizierte Photovoltaik (BAPV) ergänzend an der Außenhülle, insbesondere auf dem Dach eines Bauwerks installiert, was zu einem höheren Materialeinsatz führt.

Eine wachsende Auswahl von Produkten für die Integration von PV in Dächern und Fassaden ist seit vielen Jahren verfügbar, beispielsweise als Solardachziegel, als homogen schwarze Module in flexiblen Formaten für Kaltfassaden oder als PV-Isoliergläser mit teiltransparenten Abschnitten. Spezielle Farbschichten, die eine homogene Ansicht mit einer sehr hohen Transmission der Solarstrahlung verbinden, befinden sich aktuell in der Entwicklung.

Das größte Flächenpotenzial für BIPV bilden Dächer und Fassaden von Wohn- und Nichtwohngebäuden. Das **theoretische Flächenpotenzial** für die BIPV-Nutzung entspricht der Hüllfläche des Gebäudebestands und ist aufgrund von Bautätigkeit über die Zeit grundsätzlich veränderlich. Da die Änderungen in Deutschland recht gering sind, wird vereinfachend davon ausgegangen, dass sich Neu- und Rückbau zukünftig ausgleichen und auch die Struktur des Gebäudebestands unverändert bleibt. Für den deutschen Gebäudebestand wird ein theoretisches Dachflächenpotenzial von ca. 6.100 km² sowie ein Fassadenflächenpotenzial von ca. 12.400 km² abgeschätzt (Corti, P., Bonomo, P., Frontini, F., Macé, P. & Bosch, E. 2020). Zu beachten ist, dass der Studie ein Datensatz im Detaillierungsgrad LoD1 (LoD = Level of Detail) zugrunde liegt. Das LoD1-Modell vernachlässigt die genaue Dachform und geht von Flachdächern aus.

Das **technische Flächenpotenzial** lässt sich aus dem theoretischen Flächenpotenzial ableiten, indem für BIPV nicht nutzbare Flächen ausgeschlossen werden. Bei den Dachflächen sind dies vor allem durch Aufbauten belegte sowie verschattete Bereiche. Bei den Fassaden wirken sich Ausschnitte wie Fenster und Türen potenzialmindernd aus. Auch Auskragungen wie Dachüberstände, Balkone oder Erker mindern die nutzbare Fläche durch Zerklüftung und Verschattung. Neben der genannten Verschattung durch eigene Strukturen hat die Umgebung in Form von Gelände, Nachbargebäuden und Vegetation einen großen Einfluss auf die lokale Einstrahlungssituation. Der Anteil der nicht belegbaren Flächen für Dächer wird mit 40 Prozent und für Fassaden mit 30 Prozent abgeschätzt. Der Verschattungseinfluss sorgt für weitere Einbußen in Höhe von 13 Prozent bei Dächern und 71 Prozent bei Fassaden. Außerdem muss sowohl für Dach- als auch Fassadenflächen bedacht werden, dass sich Potenzialflächen in der Regel nicht komplett mit BIPV-Modulen belegen lassen. Hierfür wird ein pauschaler Minderungsfaktor von 0,88 angesetzt. Vom theoretischen Potenzial verbleibt so ein technisches Potenzial in Form von **nutzbarer BIPV-Modulfläche** in Höhe von 2.800 km² an Dachflächen und 2.200 km² an Fassadenflächen. Diese Flächen stellen das Maximum dessen dar, was sich technisch nutzen ließe. Um sie bis 2030 zu erschließen, wären Sanierungs- und Neubauraten weit jenseits der aktuellen Werte von jeweils jährlich 1 Prozent des Gebäudebestands erforderlich. Über eine gezielte Förderung lassen sich diese Raten steigern. PV-Anlagen in Aufdachmontage ermöglichen höhere Zubauraten, weil sie nur teilweise an Sanierungseingriffe gebunden sind.

Unter Ansatz des in Abschnitt 2.1 genannten elektrischen Modulwirkungsgrads resultieren aus dem Flächenpotenzial für das Jahr 2021 **installierbare Leistungen** von 560 GW_p auf Dach- und 440 GW_p auf Fassadenflächen. Von der bis Ende 2020 installierten PV-Leistung in Deutschland wurden etwa 70 Prozent auf Dächern errichtet, damit wurden erst knapp 40 GW des technischen Potenzials realisiert. Für 2030 und 2050 führen die Wirkungsgradsteigerungen zu einer höheren Flächeneffizienz und damit höheren installierbaren Leistungen.

Bei einem Systemwirkungsgrad (Performance Ratio) von 75 Prozent und Jahressummen an solarer Einstrahlung von 1.088 kWh/a in der Horizontalen sowie 650 kWh/a in der Senkrechten ergeben sich **spezifische Jahresstromerträge** von rund 820 kWh/(kW_p · a) bzw. 490 kWh/(kW_p · a). Die Ergebnisse sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Zu den Investitionskosten von BIPV-Anlagen sind noch keine pauschalen Aussagen möglich, sie weisen eine große Spannweite auf (vgl. Kuhn, T. E., Erban, C., Heinrich, M., Eisenlohr, J., Ensslen, F. & Neuhaus, D. H. 2021). Anders als bei PV-Systemen mit Standard-PV-Modulen für die Aufdachmontage (BAPV) und Freiflächenanlagen hängen sie stark von den individuellen Gegebenheiten der Installation und speziell der Gebäudehülle ab. Aktuell ist BIPV mit einem hohen Integrationsgrad noch wenig verbreitet. Die Fertigung der Modulelemente erfolgt mit geringem Automationsgrad zu vergleichsweise hohen Kosten (Abbildung 5). Die Kosten pro installierte Leistung sind dementsprechend höher als bei Systemen mit gewöhnlichen PV-Modulen. Werden Gebäude neu errichtet oder saniert, müssen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nur die Mehrkosten der BIPV-Lösung gegenüber einer konventionellen, passiven Dacheindeckung oder Fassadenbekleidung angesetzt werden. Es besteht zudem die Erwartung, dass sich die spezifischen Kosten durch eine fortschreitende Produktionsautomatisierung, auch im Bereich kundenspezifischer Module, deutlich senken lassen.

Bestehende regulatorische Hürden für BIPV wirken sich ebenfalls auf Umsetzungsaufwand und Kosten aus. Sie werden in Abschnitt 9.2 diskutiert.

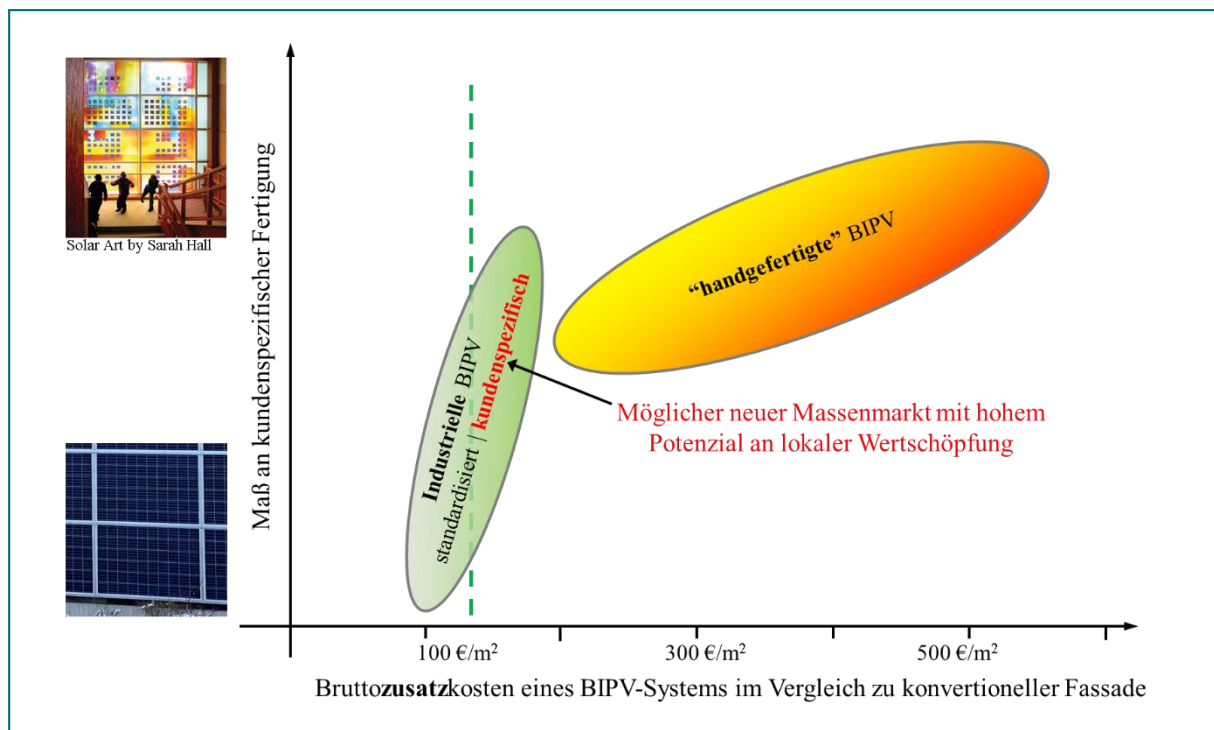


Abbildung 5 Qualitative Darstellung von BIPV-Produktsegmenten nach Individualisierung und Zusatzkosten (European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) 2020)

3.4 Urbane PV (UPV)

Viele bereits versiegelte Flächen in Siedlungsgebieten können zusätzlich für die PV-Stromproduktion genutzt werden. Eine Überdachung mit PV schützt vor Witterung, Sonneneinstrahlung und hohen Temperaturen. Für

die Überdachung werden oft gewöhnliche PV-Module aus der Massenproduktion eingesetzt, vorteilhaft sind Produkte mit lichtdurchlässigen Zellzwischenräumen. Mit besonderen Modulformaten und -farben können gestalterische Akzente gesetzt werden.

Unter den versiegelten Flächen haben besonders **Parkplätze** ein großes Flächenpotenzial. Eine Analyse von Openstreetmap-Daten aus dem Jahr 2019 ergibt eine bundesweite Gesamtzahl von mehr als 360.000 Teilflächen mit einer Gesamtfläche von ca. 47.400 ha. Bei Annahme eines Flächenbedarfs für Erschließungswege von 40 Prozent verbleibt ein **technisches Flächenpotenzial** von 284 km². Eine vollständige Belegung dieser Fläche führt zu einem technischen Leistungspotenzial von **59 GW_p**. Aufgrund der häufigen Abweichung von einer optimalen Südausrichtung nehmen wir für den spezifischen Ertrag ohne Berücksichtigung von Verschattungsverlusten einen mittleren Wert um **930 kWh/(kW_p · a)** an. Die Stromgestehungskosten für PV-Parkplatzüberdachungen liegen um ca. 50 Prozent höher als bei Dachanlagen gleicher Größe, bedingt durch die aufwendigere Unterkonstruktion. Dieser relative Kostenunterschied dürfte auch in Zukunft fortbestehen.

Das EEG 2021 sieht erstmals ein besonderes Ausschreibungssegment vor, das u. a. für UPV-Vorhaben auf Parkplätzen offen ist. Mehrere Bundesländer planen eine PV-Pflicht für geeignete, größere Parkplätze oder haben diese bereits eingeführt.

3.5 PV in Verkehrswegen (RIPV)

Photovoltaik kann auf verschiedene Arten in Verkehrswegen (Road Integrated Photovoltaics, RIPV) integriert werden: als Überdachung, direkt in den Wegen als begeh- und befahrbarer Straßenbelag, in Randstreifen und Gleisbetten oder entlang der Wege in Lärmschutzsystemen. Im Laufe der letzten 20 Jahre wurden vereinzelt PV-Lärmschutzwände gebaut. Für die PV-Überdachung von Straßen gibt es aktuell noch keine Pilotprojekte. Spezielle PV-Produkte für die Nutzung als Straßenbelag befinden sich noch in einer frühen Entwicklungsphase.

Ca. 5 Prozent der gesamten Fläche Deutschlands sind Verkehrsflächen, wobei die größten Anteile auf Straßen (52 Prozent), Wege (37 Prozent) und Schienen (7 Prozent) entfallen. Der Straßenanteil setzt sich aus befestigten Verkehrswegen inklusive Trennstreifen, Böschungen und begleitender Fuß- und Radwege zusammen. Als Wege werden alle begehbaren und befahrbaren Flächen inklusive Rand- und Seitenstreifen verstanden.

Für die Ermittlung des **technischen Potenzials** werden die innerstädtischen Straßenflächen der Landes- und Kreisstraßen ausgeschlossen. Hier besteht ein hohes Verschattungsrisiko der Verkehrsflächen. Ein Anteil von ca. 10 Prozent der Gemeindestraßen entfällt auf Fußgänger- und Fahrradwege. Diese eignen sich potenziell zur Einbettung von begeh- und befahrbaren PV-Modulen und fließen in die Potenzialberechnung ein. Rechnerisch erstreckt sich das technische Potenzial für die horizontale Integration in befestigte Straßen (Überdachung oder Straßenbelag) somit auf **300 GW_p** (vgl. Tabelle 2).

Für den PV-Lärmschutz an Verkehrswegen lassen sich ähnliche Technologien einsetzen, daher können Straßen und Schienen für eine Potenzialermittlung gemeinsam betrachtet werden. An Bundesfernstraßen nehmen Lärmschutzwälle und -wände eine Gesamtlänge von ca. 3.600 km ein (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur 2017). Eine Studie bezifferte den Bedarf für Schienenlärmschutz abhängig von der Lärmemission (>57 dB) entlang des Streckennetzes mit 6.500 km. Das technische Potenzial wurde abgeschätzt auf Basis von 50 Prozent der Wandflächen, wobei die oberen 2 m eines Wandelements bei

Lärmschutzwänden an Straßen und der obere Meter bei Schienen berücksichtigt wurden. Das technische Potenzial für PV in Lärmschutzelementen beläuft sich damit auf ca. **3 GW_p** (vgl. Tabelle 3).

Die Art der Integration bestimmt die Investitionskosten für RIPV. Sollen etwa Lärmschutzwände mit Photovoltaik aufgerüstet oder neu errichtet werden, liegen die Kosten deutlich niedriger als für die Überdachung von z. B. Autobahnen. Eine Überdachung benötigt eine stabile und sichere Stahlunterkonstruktion für Durchfahrhöhen von mindestens 4,7 m. Auch für in den Fahrbelag integrierte, begehbare oder befahrbare Module sind erhöhte Kosten zu erwarten (Eggers, J.-B., Behnisch, M., Eisenlohr, J., Poglitsch, H., Phung, W. F., Münzinger, M., Ferrara, C. & Kuhn, T. E. 2020).

	Fläche km ²	Leistung GW _p
Bundesautobahn	290	58
Bundesstraße	340	69
Landesstraße	420	66
Kreisstraße	410	65
Gemeindestraße	1.700	34
Schiene	120	10
Summe, gerundet	3.300	300

Tabelle 2 Theoretische Flächenpotenziale und technische Leistungspotenziale für verschiedene Verkehrswege auf Basis der horizontalen Flächen

Für die Betrachtung des spezifischen Ertragspotenzials werden vier Fälle unterschieden: Überdachung von Straßen außerorts, Fahrwegintegration in Gemeindestraßen, Integration ins Gleisbett und vertikale Integration in Lärmschutzanlagen. Tabelle 3 zeigt die ermittelten Potenziale.

	Fläche km ²	Leistung GW _p	Spez. Ertrag kWh/(kW _p · a)
Straßenüberdachung	1.300	260	920
Fahrbahnintegration	170	34	410
Gleisbettintegration	50	10	560
Lärmschutzeinrichtungen	14	3	570
Summe, gerundet	1.500	300	

Tabelle 3 Technische Potenziale für RIPV nach Integrationstechnologien

3.6 Fahrzeugintegrierte PV (VIPV)

Die fahrzeugintegrierte Photovoltaik (Vehicle integrated Photovoltaics, VIPV) bezeichnet die Integration von Photovoltaikmodulen in die Karosserie von E-Autos oder in die Dachfläche von Nutzfahrzeugen. Der an Bord

erzeugte Solarstrom reduziert den Strombezug aus dem Netz und die Häufigkeit der Ladestopps. Rechnerisch kann der Gewinn an Reichweite durch VIPV mehrere Tausend km pro Jahr betragen.

In dieser Studie sollen für die Potenzialabschätzung nur die beiden zahlenmäßig wichtigsten Kategorien der Pkw (einschließlich Wohnmobile) und Nutzfahrzeuge (Busse, Lastkraftwagen und Zugmaschinen) in Betracht gezogen werden. Grundsätzlich kommen aber alle Fahrzeugkategorien in Betracht (z. B. Pkw, Lkw, Schienenverkehr, Schiffe, Flugzeuge). Produkte für die Fahrzeugintegration befinden sich aktuell in Entwicklung, einzelne Prototypen wurden bereits gezeigt.

Die Potenzialabschätzung basiert auf aktuellen Zulassungszahlen des Kraftfahrt-Bundesamts (ca. 47,7 Mio. Pkw, 5,6 Mio. Nutzfahrzeuge (Kraftfahrt-Bundesamt 2020)) und typischen Hüllenflächen der Fahrzeuge. Für die Betrachtung wird angenommen, dass sich diese Zahlen im Zuge der anlaufenden Elektrifizierung der Antriebe nicht wesentlich verändern werden.

Zulassungsklasse	Fahrzeuge		Typische Grundflächen (alle Fahrzeugtypen)
	Pkw	Nutzfahrzeuge	
	Mio.	Mio.	m ²
bis 2,8 t	45,7	1,9	5,3
2,8–3,5 t	1,9	2,2	6,1
3,5–5 t	0,1	0,5	10,1
5–7,5 t	–	0,6	14,7
7,5–12 t	–	0,2	17,6
12–20 t	–	0,4	17,6
20–28 t	–	0,2	17,9
>20 t	–	–	33,3

Tabelle 4 Technische Potenziale für RIPV nach Integrationstechnologien

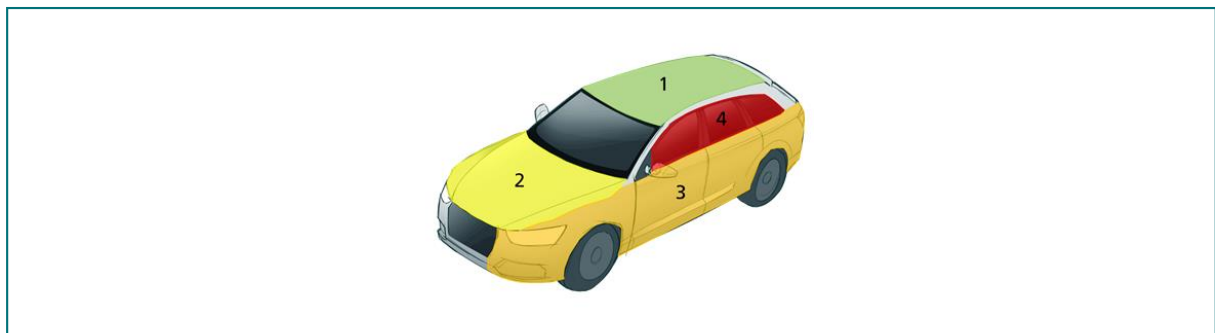


Abbildung 6 Integrationsstufen an Fahrzeugen am Beispiel von Pkw. Integrationsstufe 1 beinhaltet die Dachfläche von Fahrzeugen, Integrationsstufe 2 alle weiteren nicht transparenten horizontalen Fahrzeugflächen wie Motorhaube und Heck, Integrationsstufe 3 die nicht transparenten, vertikalen Seitenflächen von Fahrzeugen und Integrationsstufe 4 alle transparenten Flächen am Fahrzeug

Für die Abschätzung des **technischen Potenzials** werden Nutzbarkeitsfaktoren betrachtet. Bei E-Pkw kann technologisch gesehen fast die gesamte Fahrzeugflotte mit PV-Modulen ausgestattet werden. Ca. 50 Prozent der Grundfläche sind jedoch durch Fensterflächen und Geometrien für die Ausstattung mit PV-Modulen nicht nutzbar. Für die Seitenflächen wird von einem Nutzbarkeitsfaktor von 30 Prozent ausgegangen.

Bei Nutzfahrzeugen können 40 Prozent der Fahrzeugflotte als geeignet für VIPV angesetzt werden. 60 Prozent dieser Fahrzeuge verfügen über keine geeigneten Dachflächen, wie Plattformwagen, Kipper, Tankfahrzeuge und andere Lastfahrzeuge. Durch die weitestgehend rechteckige Geometrie bei den geeigneten Nutzfahrzeugen kann die Grundfläche mit einem Faktor von 80 Prozent abgeschätzt werden, für die Seitenflächen wird ein Faktor von 70 Prozent angenommen. Daraus ergibt sich insgesamt ein technisches Potenzial von ca. **55 GW_p** für alle Integrationsstufen (Tabelle 5).

In einer vorherigen Publikation wurden bei einer möglichen Massenfertigung die Herstellungskosten der PV-Module für Pkw mit ca. 0,36 EUR/W_p ermittelt. Weitere Kosten fallen für die leistungselektronische Anbindung und die Installationskosten an. Die Installationskosten sind durch den zusätzlichen Aufwand der elektrischen Anbindung aber nur geringfügig höher als die Installationskosten von regulären Fahrzeugteilen. Kosten für die Fahrzeugteile, die durch PV-Module ersetzt werden, können eingespart werden.

Die Ermittlung des potenziellen Jahresertrages berücksichtigt eine teilweise Verschattung der Fahrzeugflächen. Tabelle 5 fasst auch diese Ergebnisse zusammen.

	Fläche km ²	Leistung GW _p	Spez. Ertrag kWh/(kW _p ·a)	Ertrag TWh/a
Pkw Integrationsstufe 1 + 2 (Grundfläche)	130	26	470	12
Pkw Integrationsstufe 3 (Seitenfläche)	90	18	71	1,3
Summe	220	44		13
Lkw Integrationsstufe 1 + 2 (Grundfläche)	17	3,4	470	1,6
Lkw Integrationsstufe 3 (Seitenfläche)	36	7,3	68	0,5
Summe	53	11		2,1
Summe Pkw + Lkw	273	55		16

Tabelle 5 Technische Potenziale für VIPV bei verschiedenen Integrationsstufen an Pkw und Nutzfahrzeugen

3.7 Renaturierung: Solar-Biotop und Solar-Moore

Renaturierung bedeutet eine deutliche Änderung der Flächennutzung und wird deshalb gesondert betrachtet. Auf Flächen, die aus der intensiven Bewirtschaftung entnommen werden, können mit PV in Form von Solar-Biotopen wertvolle Habitate entstehen (Studie des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft e. V. 2019) und Moore können als natürliche Kohlenstoffsenken dauerhaft geschützt werden. Zur Erzielung hoher Biodiversität wird in Solar-Biotopen und Solar-Mooren eine reduzierte Belegungsichte von 0,6 MW/ha angenommen. Für beide Anwendungen sind wie im Fall der Agri-PV mittlere spezifische Ertragspotenziale in der Größenordnung von **1.000 kWh/(kW_p·a)** realistisch. Bei bodennaher Aufständigung sind im Vergleich zu gewöhnlichen PV-FFA geringfügige Mehrkosten für den erzeugten Strom von wenigen Prozent zu erwarten,

bedingt durch vergrößerte Reihenabstände und leicht erhöhte Modultische (Unterkante ca. 80 cm über Boden).

Silomais wird z. B. auf einer Fläche von ca. **1 Mio. ha** angebaut und bringt einen Stromertrag von 18,7 MWh_{el}/ha. Ein Solar-Biotop würde ca. 600 MWh_{el}/ha liefern (Faktor 32). Eine Renaturierung von 1 Mio. ha durch die Einrichtung von Solar-Biotopen entspricht einem technischen Leistungspotenzial von ca. **600 GW_p**.

Die Trockenlegung von Moorflächen für die intensive landwirtschaftliche Nutzung führt zu einem dramatischen Anstieg ihrer CO₂-Emissionen. Eine Doppelnutzung in extensiver Paludikultur stellt eine Alternative dar, wobei die teilweise Beschattung durch PV-Module Schutz vor der Austrocknung von Moorflächen bietet bzw. die Wiedervernässung unterstützt. Auf Basis der heute landwirtschaftlich genutzten Moorfläche von ca. **1,1 Mio. ha** ergibt sich ein **technisches Potenzial** von ca. **660 GW_p** Nennleistung.

3.8 Übersicht

Die folgende Tabelle zeigt eine Abschätzung der technischen Potenziale der einzelnen Technologien unter Annahme verschiedener Wirkungsgrade des gesamten Modulbestands. Die Verfügbarkeit der Flächen und Technologien hängt von der Anwendung ab.

- APV, FPV und UPV: Flächenpotenziale kurzfristig erschließbar, Technologien kurz- bis mittelfristig verfügbar.
- BIPV: Flächenpotenziale erschließbar abhängig von Neubau- bzw. Sanierungsraten, bei Aufdachanlagen geringere Abhängigkeit; Technologien sind kurzfristig verfügbar.
- RIPV Straße: Für Überbauung und Lärmschutz (Nachrüstung) sind Flächenpotenziale kurzfristig erschließbar und Technologien kurz- bis mittelfristig verfügbar. Für Fahrbahnintegration werden Flächenpotenziale nur im Rahmen von Neubau- bzw. Sanierungsmaßnahmen erschließbar und Technologien mittel- bis langfristig verfügbar.
- RIPV Schiene: Für Gleisbettintegration und Lärmschutz (Nachrüstung) sind Flächenpotenziale kurzfristig erschließbar, Technologien sind kurz- bis mittelfristig verfügbar.
- VIPV: Flächenpotenziale begrenzt durch Marktanteile von Elektrofahrzeugen, Technologien mittelfristig verfügbar.

Technologie	Fläche km ²	Spezifischer Ertrag kWh/(kW _p ·a)	2021: 20%		2030: 23%		2050: 30%		
			Leistung GW _p	Ertrag TWh	Leistung GW _p	Ertrag TWh	Leistung GW _p	Ertrag TWh	
APV	29.000	1.000	1.700	1.700	1.960	1.960	2.550	2.550	
FPV	730	1.000	44	44	51	51	66	66	
BIPV	Dach	6.100	820	560	460	640	520	840	680
BIPV	Fassade	12.400	490	440	220	510	250	660	320
UPV	Parkplatz	280	930	59	55	68	63	89	82
RIPV	Straße	1.500	870	290	250	330	290	440	380
RIPV	Schiene	50	560	10	6	12	6	15	8
VIPV	PKW	220	310	44	13	50	15	66	20
VIPV	LKW	50	200	11	2	12	2	16	3
Summe, gerundet	50.000		3.200	2.700	3.600	3.200	4.700	4.100	

Tabelle 6 Technische Potenziale der einzelnen Technologien bei Annahme steigender Wirkungsgrade

4 Tiefengeothermie

4.1 Analyse und Entwicklungstrends

Von Tiefengeothermie wird gesprochen, wenn Erdwärme in einer Tiefe von mehr als 400 m zur Strom- oder Wärmegewinnung genutzt wird. Die nutzbaren Temperaturniveaus variieren je nach Anwendung und beginnen bei 25 °C. Zur Stromgewinnung sind Temperaturen von mindestens 120 °C erforderlich. Je nach Beschaffenheit des Bodens und des Temperaturniveaus werden verschiedene Systeme zur Gewinnung der Erdwärme eingesetzt. Es ist zu unterscheiden zwischen hydrothermalen, petrothermalen oder sondenbasierten Systemen (Bundesverband Geothermie 2021b).

Für hydrothermale Systeme bedarf es wasserführender Gesteinsschichten, in denen dieses Wasser frei zirkulieren kann, da das Thermalwasser direkt als Trägermedium der Wärme genutzt wird. Hierfür wird es über eine Bohrung an die Oberfläche gepumpt, daraufhin an einem Wärmetauscher vorbeigeführt und über eine zweite Rohrleitung wieder zurück in das Reservoir geleitet. Diese offene Systemausführung wird Dublette genannt. Bei ausreichenden Temperaturen des Thermalwassers kann in einem Heizkraftwerk über eine Dampfturbine Strom erzeugt und/oder die Wärme über einen Wärmetauscher ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Es existieren aber auch reine Geothermie-Kraftwerke. In der Stromerzeugung werden neben traditioneller Thermalwassernutzung vermehrt auch das Organic-Rankine-Cycle (ORC) mit anderen Dampfstoffen sowie das Ammoniak-Wasserdampf-basierte Kalina-Cycle Verfahren angewendet. Auf niedrigeren Temperaturniveaus kann Wärme aber auch direkt in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Durch die Notwendigkeit eines großen Wasserdepots in ausreichender Tiefe ist das Potenzial von hydrothermalen Systemen in Deutschland begrenzt. Daher entfallen nur 10 Prozent des technischen Potenzials zur Stromerzeugung mit Tiefengeothermie auf diese Nutzungsform [40].

Petrothermale Systeme benötigen keine Wasserreservoirs mit frei zirkulierendem Wasser. Alle geringporigen und wenig geklüfteten Tiefengesteine mit ausreichenden Temperaturen von mehr als 150 °C sind grundsätzlich geeignet. Vor der Nutzung des Gesteins muss dieses allerdings durch hydraulische Stimulation aufgebrochen (Fracturing) oder durch chemische Stimulation aufgelöst werden. Nachdem künstlich ein Kluftsystem im Wirtsgestein geschaffen wurde, wird Wasser in einem Kreislauf über ein Dublettensystem in das Wirtsgestein eingeleitet und erwärmt, um es daraufhin an die Oberfläche zu pumpen, wo die Wärme wieder entzogen wird. Aufgrund der potenziell höheren Temperaturen des geförderten Wassers in petrothermalen Systemen sind diese besonders geeignet für die Stromerzeugung. Die geringen Anforderungen an die geothermischen Lagerstätten ermöglichen eine sehr breite Anwendung von petrothermalen Systemen. Aus diesen Gründen können 90 Prozent des technischen Potenzials der Stromerzeugung mit Tiefengeothermie über petrothermale Systeme erschlossen werden (Bundesverband Geothermie 2021b).

Geothermieranlagen auf Basis von Erdwärmesonden sind im Gegensatz zu den beiden zuvor genannten Typen geschlossene Systeme und gleichen Systemen, die auch in der oberflächennahen Geothermie eingesetzt werden. Durch die höheren Temperaturen werden allerdings keine Wärmepumpen benötigt und die Erdwärme kann direkt genutzt werden. Für Erdwärmesonden können einzelne Bohrungen vorgenommen werden. Die Sonden bestehen aus koaxialen Röhren, in denen das Wärmeträgermedium im äußeren Ring nach unten geleitet und im inneren isolierten Ring nach oben gepumpt wird. Als Wärmeträgermedium wird vor allem Wasser verwendet, möglich sind auch andere Fluide, die teilweise unter Druck gesetzt werden.

Im Gegensatz zu offenen Systemen gibt es im geschlossenen System von Erdwärmesonden keinen direkten Kontakt zwischen dem Wärmeträgermedium und dem Gestein. Somit wird ein Einfluss auf das umgebende Gestein vermieden. Das umgebende Gestein beeinflusst indes die Wärmeübertragung und somit die Ausbeute der Anlage. Allerdings ist das Risiko, bei einer Bohrung kein passendes Gestein oder ausreichende Temperaturniveaus zu finden, vernachlässigbar, was ein Vorteil gegenüber hydro- und petrothermalen Systemen ist, bei denen ein Fündigkeitsrisiko besteht (Bundesverband Geothermie 2021b).

Durch Entwicklung in den Bereichen Erkundung und Erschließung der Quellen, Verbesserung der Bohrtechnik sowie bei den Stimulationsverfahren, aber auch in der Betriebsoptimierung durch effizientere Anlagen und Einsatz von Großwärmepumpen wird langfristig eine Potenzialerweiterung angenommen. Planerisch sollen Akzeptanz- und Risikoanalysen sowie Wärmespeicherung (auch auf hohen Temperaturen) durch Demonstrationsvorhaben dazu beitragen, Risiken zu reduzieren und Stromgestehungskosten von Tiefengeothermieprojekten zu senken (Heumann und Huenges). Folgende Tabelle führt beispielhaft die Kosten eines Geothermie-Heizkraftwerks auf.

Geothermie-Heizkraftwerk (Beispiel) (Bayerische Staatsregierung 2021)	
Installierte elektrische Leistung	5 MW _{el}
Strommenge (pro Jahr)	30 Mio. kWh
Installierte thermische Leistung	4 MW _{th}
Wärmemenge (pro Jahr)	15 Mio. kWh
Bohrtiefe	4.000 m
Temperatur Thermalwasser	130 °C
Investitionskosten	30 Mio. EUR
Verteilung der Investitionskosten	Von 100 %
Bohrkosten	47–68 %
Kraftwerk	27–45 %
Planung	3–10 %
Stromgestehungskosten	Aktuell: 0,18–0,28 EUR/kWh Aus heutiger Sicht erreichbar: 0,12–0,15 EUR/kWh
Wärmegestehungskosten (ohne Wärmeverteilung)	0,01–0,06 EUR/kWh

Tabelle 7 Kosten für ein beispielhaftes Geothermie-Heizkraftwerk

Kostenreduktionspotenziale ergeben sich in der Geothermietechnik durch Lern- und Skaleneffekte sowie Anlagenverbesserung insbesondere durch Effizienzsteigerung der Tiefenpumpen und Kaskadenanwendung, mehrstufige Versorgungsverbünde und Überschusswärmeverstromung sowie Senkung der benötigten Fernwärmemeternetze und den Einsatz in Kombination mit Großwärmepumpen (Heumann und Huenges).

Das **Technology Readiness Level** für tiefe Geothermie liegt zwischen 7 und 9, da die Technologie zwar bereits angewendet wird, je nach Anlagensystem aber noch Forschungsbedarf besteht.

Geeignete geothermische Lagerstätten für hydrothermale Tiefengeothermie sind in Deutschland vorrangig im Oberrheingraben, im Molassebecken in Südbayern und im Norddeutschen Becken zu finden.

Derzeit sind in Deutschland 38 Tiefengeothermie-Anlagen in Betrieb. Hiervon sind 6 Heizkraftwerke, 4 reine Kraftwerke und 28 reine Heizwerke. Die installierte Wärmeleistung entspricht rund 350 MW und die elektrische Leistung rund 47 MW. Geplant werden aktuell weitere 30 Anlagen. Die oberflächennahe Geothermie, die vor allem zum Heizen einzelner Gebäude eingesetzt wird, ist mit einer installierten thermischen Leistung von 4,4 GW bereits deutlich weiter verbreitet (Bundesverband Geothermie 2021b).

In Deutschland sind zwar geothermische Lagerstätten vorhanden, die auch die Stromerzeugung ermöglichen, allerdings ist die direkte Wärmenutzung die wichtigere Anwendung von Geothermie. Besonders in den Ballungsgebieten entlang des Rheingrabens bietet sich diese Nutzung an und wird aktiv angestrebt. Im Molassebecken in Südbayern ist ein derartiger Trend für die Region München bereits deutlich zu erkennen.

Derzeit können sich Geothermie-Heizkraftwerke vor allem über die vergleichsweise hohe EEG-Förderung für Strom aus Geothermie finanzieren. Die Einspeisevergütung liegt derzeit bei 25,2 EURct/kWh (Bundestag 2021).

In Deutschland wird im internationalen Vergleich intensiv zum Thema Geothermie geforscht. Momentan laufen mehr als 130 Forschungsprojekte. Das Bundeswirtschaftsministerium hat in 2019 94 Vorhaben mit 13,2 Mio. EUR und 24,1 Mio. EUR für 25 Projekte neu bewilligt. Ähnlich intensiv wird nur in den USA zum Thema geforscht. Forschungsschwerpunkte sind im geowissenschaftlichen Bereich vorrangig Explorationstechniken und im ingenieurwissenschaftlichen Feld Wärmegewinnungstechniken sowie die Systemintegration. Forschungsbedarf besteht allerdings auch hinsichtlich der ökologischen und sozialen Auswirkungen von Geothermiesystemen sowie deren Integration in den Energiemarkt.

Geforscht wird in Deutschland vor allem an Universitäten, wie dem KIT und der TU Freiburg, und an verschiedenen außeruniversitären staatlich geförderten Forschungseinrichtungen, wie dem Leibniz-Institut LIAG und dem Helmholtz-Institut GFZ. Große Betreiber von Geothermieanlagen sind derzeit beispielsweise EnBW, die Stadtwerke München und Hamburg Energie. Für die Umsetzung der Projekte sind verschiedene Ingenieurbüros und Bohrfirmen aktiv (Bundesverband Geothermie 2021a).

Die hohen Explorations- und Bohrkosten sind laut der IRENA der Hauptgrund für die stockende Entwicklung der Geothermie (IRENA 2017). An den Gesamtinvestitionskosten haben sie mit 50–70 Prozent einen sehr hohen fixen Anteil. Auch die Abhängigkeit vom Bohr- und Stahlmarkt wird als Risiko eingeschätzt. Weitere Probleme stellen sich durch das Fündigkeitsrisiko bei Exploration sowie Bohrungen und die starke Standortabhängigkeit. Eine fehlende Standardisierung und eine fehlende einheitliche europäische sowie deutsche Regulierung erschweren die technische Marktreife und auch der Abbau von Wärmenetzen sowie das Sinken des Wärmebedarfs durch Sanierung sind als Risiko benannt. Technische Risiken liegen auch in der Anwendung von petrothermalen Systemen und in potenziellen Erdstößen, die zu einer fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz aufgrund vorheriger fehlgeschlagener Projekte in Deutschland geführt haben.

Konkurrierende Technologien liegen in allen zentralen und dezentralen Wärmebereitstellungsanwendungen. So zählen in Reihenfolge der steigenden spezifischen Investitionskosten Erdgas- und Biomassekessel, Solarthermie, Kraft-Wärme-Kopplung und Großwärmepumpen zu den Alternativen.

In Abhängigkeit der Schüttung (als Massenstrom in l/s) ergeben sich heute für Tiefengeothermie bei Vollbenutzungsstunden zwischen 2.500 und 5.500 Wärmegestehungskosten zwischen 8 und 4 ct/kWh respektive bei einer Schüttung von 50 l/s und deutlich niedrigere Kosten bei höherer Schüttung zwischen 4 und 1,5 ct/kWh (Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz, Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer, Dirk Mangold, Mathieu Riegger & Christian Köhler 2020).

4.2 Quantitative Zubaupotenziale

Das theoretische Potenzial der Stromerzeugung in Deutschland durch Tiefengeothermie könnte bei voller Potenzialauslastung ein **Maximum von 300 TWh/a erreichen** (Heumann und Huenges), für die Deckung der Grundlast ergibt sich gemäß Ausfelder et al. (Ausfelder et al. 2017) ein **vergleichbar hohes Potenzial von 260 TWh/a**. Dafür müssten Kapazitäten über 30 GW aller Tiefengeothermie-Systemvarianten ausgebaut werden.

Das technische Potenzial in Deutschland ist jedoch eingeschränkt durch die Struktur des Gesamtenergiesystems und abhängig von der Infrastruktur, da es für die Wärmeversorgung aus Tiefengeothermie geeignete Wärmenetze und Abnehmer benötigt. Für gekoppelte Strom-Wärme-Erzeugung wird das Einsatzpotenzial mit 66 TWh deutlich höher eingeschätzt. Vor allem **Fernwärme auf niedrigem Temperaturniveau** kann durch Thermalwasser versorgt werden, ohne zusätzliche Nachheizung zu benötigen. Ohne sie ergeben sich technische Stromerzeugungspotenziale von ca. 10 TWh (ITAS KIT 2003).

Die Wärmebereitstellungspotenziale sind ausgiebig in Sandrock et al. (Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz, Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer, Dirk Mangold, Mathieu Riegger & Christian Köhler 2020) nach Systemvarianten (hydrothermale, petrothermale, petro-hydrothermale, Erdsonden-Tiefengeothermie) unterschieden. Die berechnete thermische Leistung aus dem Thermalwasser wird dabei als „Produkt der Förderrate, der Dichte und der spezifischen Wärmekapazität des Thermalwassers sowie der Differenz zwischen Fördertemperatur und Injektionstemperatur [berechnet]“. Es ergibt sich ein **technisches hydrothermales Potenzial von 39 bis 112 GW_{th} bzw. ein realistisches Wärmepotenzial von 45 bis 118 TWh/a**, wenn Flächenabzüge in Betracht gezogen werden (Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz, Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer, Dirk Mangold, Mathieu Riegger & Christian Köhler 2020). Auch petro-hydrothermale Systeme liegen mit 46–111 GW (60–139 TWh) gleichauf. Des Weiteren ermittelt Sandock ein petrothermales Potenzial von 86 bis 191 GW_{th} mit 99–214 TWh. Tiefe Erdsonden hätten zusätzlich ein hohes technisches Potenzial von 836 TWh bei 3.000 m Tiefe, zunehmend mit der Tiefe.

In Deutschland wurden nach Agemar et al. (Thorsten Agemar, Evelyn Suchi & Inga Moeck 2019) im Jahr 2016 1,3 TWh Energie gefördert, aus einer Trendfortschreibung ermittelte das Leibniz-Institut eine wirtschaftliche Berechnung der Potenziale in Abhängigkeit der Bohrkilometer aller Systeme. Bei voller Nutzung aller Bohrungen ergäbe sich für die Wärmeversorgung ein Zuwachs von ca. 3,48 TWh pro Jahr, woraus sich für 2050 eine maximale Gesamtfördermenge von knapp 104,5 TWh für Warmwasser und Prozesswärme ergibt. Da die **Wirtschaftlichkeit** stark von den Bohrkosten und sich verändernden Wärmegestehungskosten abhängig ist, gibt es für Deutschland wenige Prognosen der Anlagenentwicklung (Heumann und Huenges; Bundesverband Geothermie 2021b; Thomas Klaus, Carla Vollmer & Kathrin Werner 2010).

Die Berechnung hier orientiert sich an den technischen Potenzialen und einer Trendfortschreibung der Erzeugungssteigerung von 0,4 TWh/a bis 2030 sowie danach bis 2050 von 0,5 bis 2,1 TWh/a in Deutschland.

	Leistungspotenzial in GW	Erzeugungspotenzial in TWh
2030	5,8	6,9
2050	14,2–41,8	16,5–48,9

Tabelle 8 Zubaupotenziale von Tiefengeothermie

5 Wasserstofffähige Großkraftwerke

5.1 Analyse und Entwicklungstrends

Wasserstoff-Gasturbinenkraftwerke sind in ihrer Struktur weitgehend identisch zu herkömmlichen Gasturbinenkraftwerken, welche mit Methan betrieben werden. Unterschiede bestehen vor allem beim Aufbau der Brennkammer. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der Brennkammer von H₂-Gasturbinen höhere Verbrennungs- und Rauchgastemperaturen herrschen.

Im Gegensatz zur Verwertung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle entstehen bei der Verbrennung Stickoxide (NO_x). Darüber hinaus besteht die Gefahr eines unkontrollierten Flammenrückschlags in der Brennkammer. Um die Konzentration dieser Stickoxide niedrig zu halten und eine kontrollierte Verbrennung zu erreichen, ist eine andere Verbrennungstechnik als in herkömmlichen Brennkammern notwendig. Eine Lösung besteht in der Verbrennung mit einer Anordnung vieler kleiner Flammen in der Brennkammer, wodurch eine gute Durchmischung und eine geringe Verweildauer des Wasserstoffs im warmen Bereich erreicht wird. Dies sorgt dafür, dass die NO_x-Werte unter den Grenzwerten bleiben.

In einer herkömmlichen Brennkammer wird mit Temperaturen von 600 bis 700 °C gearbeitet, während mit Wasserstoff die Temperaturen in der Brennkammer auf bis zu 1.800 °C steigen können. Hierdurch steigen die Materialanforderungen an die Brennkammer, Turbinenblätter, Außenwände und weitere Bauteile deutlich an. Lösungsansätze hierzu sind die lokale Kühlung der Turbinenblätter durch Zuführen von Kaltluft, eine Weiterentwicklung der Oberflächenbeschichtung von Turbinenblättern als auch die Abkühlung der Rauchgase durch Zuführen von Luft bzw. Dampf, was als „nasse Verbrennung“ bezeichnet wird.

Die höheren Verbrennungstemperaturen bewirken allerdings nicht nur höhere Beanspruchungen des Materials, sondern ermöglichen auch größere Wirkungsgrade. Mit einer Kombination aus Brennstoffzelle und nachgeführter Verbrennung kann in einem 110-MW-Kraftwerk ein theoretischer elektrischer Nettowirkungsgrad von 73,8 Prozent erreicht werden.

Die Verbrennung von Gasgemischen mit einem hohen Wasserstoffanteil von bis zu 95 Prozent wird bereits seit Längerem betrieben (Stolzenburg 2014). In einem Pilotprojekt in Kobe, Japan, wurde im Jahr 2018 eine erste 1-MW-H₂-Gasturbine installiert (Tekin 2018). Das **Technology Readiness Level wird auf 7–8, für das Verbrennen von Gasgemischen auf 9 eingestuft.**

Die Wasserstoffverstromung kann bevorzugt zur Überbrückung von Perioden geringer Einspeisung aus Wind und Sonne eingesetzt werden. Wasserstoff kann durch Elektrolyse aus Überschussstrom hergestellt und in größeren Mengen gespeichert werden, sodass er zu Zeitpunkten von sogenannten „Dunkelflauten“ gezielt eingesetzt werden kann, um die dann auftretende Spitzenlast zu decken. Dadurch kann davon ausgegangen werden, dass H₂-Gasturbinen mit im Vergleich zum heutigen Betrieb geringen Volllaststunden betrieben werden können.

Solange Gasturbinen nur zur Abdeckung von Spitzenlasten verwendet werden, kann auch mit Wärmeauskopplung, bedingt durch die kurzen Betriebsintervalle, keine kontinuierliche Wärme zur Verfügung gestellt werden. Nur wenn Wasserstoff-Gasturbinenkraftwerke zur Deckung von einer etwas höheren Betriebsstundenzahl eingesetzt werden, kann eine Kraft-Wärme-Kopplung zielführend genutzt werden.

Derzeit sind nur sehr wenige Gasturbinen zur Stromerzeugung am Markt, die in der Lage sind, ungemischten Wasserstoff als Brennstoff zu nutzen. Der Großteil der Kraftwerksgasturbinen der führenden Hersteller, wie Siemens, Kawasaki, Mitsubishi oder GE, bietet Gasturbinen an, die Gasgemische mit einem Wasserstoffanteil von 30 bis 70 Prozent Wasserstoff verbrennen können (Mitsubishi Power 2018; General Electric Gas Power; Nils Lindstrand). Anfang 2019 unterzeichneten die führenden europäischen Turbinenhersteller allerdings eine Absichtserklärung, bis 2030 alle Gasturbinen zum Verbrennen von reinem Wasserstoff anzubieten (EUTurbines Brussels Office).

Eine erste bereits marktreife Wasserstoffturbine, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden kann, wird von Baker & Hughes unter dem Namen „NovaLT™16“ mit 17,5 MW angeboten. Die Effizienz dieser Anlage bei einer kombinierten Kraft-Wärme-Nutzung liegt bei 84 Prozent. Die Effizienz der reinen Stromerzeugung wird mit 37,5 Prozent angegeben.

5.2 Quantitatives Zubaupotenzial

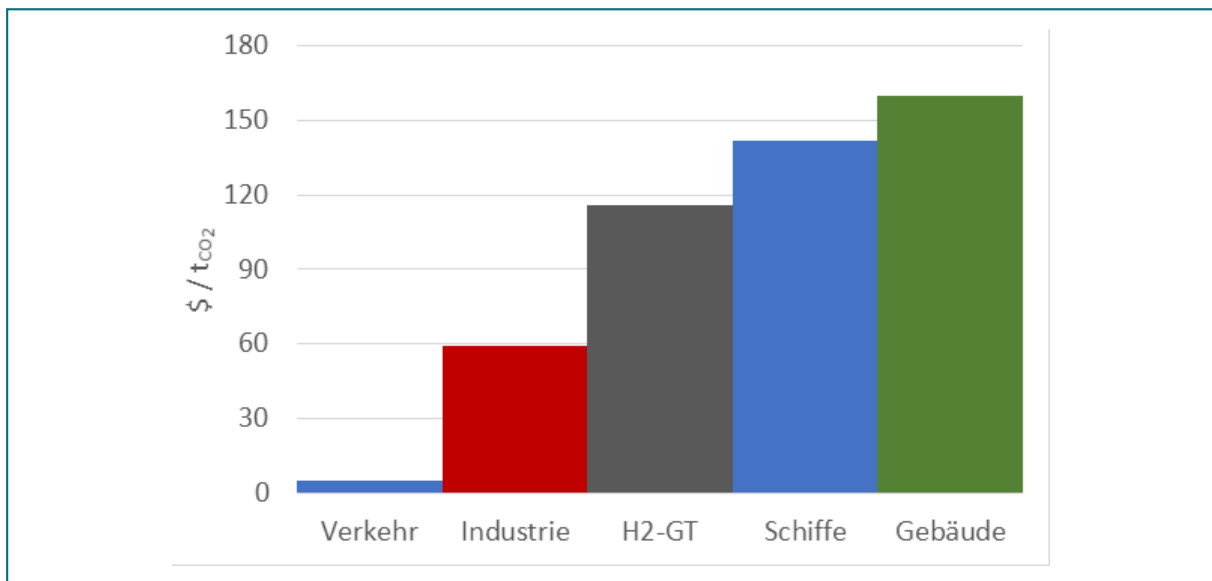


Abbildung 7 Differenzkosten der Reduktion von CO₂-Emissionen unter Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren (Kobad Bhavnagri 2020)

In Abbildung 7 werden die Differenzkosten verschiedener Wasserstoffanwendungen dargestellt. Die Wasserstoffverstromung in Turbinenkraftwerken befindet sich damit in einem Spannungsfeld zu anderen Anwendungsbereichen, insbesondere zu kleineren Brennstoffzellen im Verkehrssektor, aber auch in Konkurrenz zu anderen Kraftwerken wie der Methangasturbine.

Aufgrund der systemischen Abhängigkeit ist es bei wasserstofffähigen Großkraftwerken schwer, ein Zubaupotenzial anzugeben. Hier wird eine Diskussion der Investitionskosten solcher Anlagen als zielführender betrachtet. Für solche Anlagen liegen jedoch bisher nur wenig Kostenschätzungen vor. **Eine Orientierung bietet sich allerdings aufgrund der Ähnlichkeit zu herkömmlichen Gasturbinen an.** Diese liegen zwischen 400–600 EUR/kW_{el} für eine mit Naturgas betriebene OCGT-Anlage (Kost 2018). Im Verhältnis zur Gesamtanlage werden die Veränderungen an Brennkammer und Turbine als gering eingestuft. Stolzenburg (Stolzenburg 2014) ist für eine wasserstoffbetriebene Anlage von 504 EUR/kW_{el} ausgegangen und hat auch einen ähnlichen Wirkungsgrad von 40 Prozent angenommen. Grundsätzlich besteht auch die

Möglichkeit der Umrüstung von Erdgasturbinen auf Wasserstoff, wie es im Pilotprojekt „Hyflexpower“ umgesetzt wird (Siemens Gas and Power & Engie Solutions and Centrax Ltd 2020). Es liegen bisher jedoch keine Informationen zu Aufwand und Übertragbarkeit auf andere Turbinenmodelle vor.

6 Festkörperbatterie

6.1 Analyse und Entwicklungstrends

Die Machbarkeit und der wirtschaftliche Vorteil von Li-Ionen-Batterien (LiB) als Stromspeichertechnologie sind gut belegt. Dies wird durch die Tatsache unterstützt, dass diese Batterien die vorherrschende Wahl für Elektrofahrzeuge (EVs) und stationäre Anwendungen sind (Figgener et al. 2020). Obwohl LiB eine höhere Energiedichte, einen besseren Wirkungsgrad und eine günstigere kalendarische Lebensdauer als die meisten kommerziell erhältlichen Sekundärbatterien haben, ist das Thema Sicherheit immer noch ein großes Problem. Der Hauptgrund dafür ist das sogenannte „thermische Durchgehen“, das auftritt, wenn es zu Unregelmäßigkeiten bei einer exothermen Reaktion in der Batterie aufgrund von Überladung oder anderen Fehlern kommt (Liu et al. 2018). Da der flüssige Elektrolyt eines Li-Ion-Akkus brennbar ist, führt ein signifikanter Temperaturanstieg schließlich zu Feuer und Explosionen.

Dieser Nachteil, der mit dem wässrigen Elektrolyt zusammenhängt, kann jedoch mit der Entwicklung von Festkörperbatterien behoben werden, bei denen Feststoffelektrolyte verwendet werden. Neben dem Vorteil, dass der entflammbare flüssige Elektrolyt entfällt, haben Festkörperbatterien noch weitere Vorteile, wie z. B. eine höhere Energiedichte, eine längere Zykluslebensdauer sowie eine Reduzierung der Material- und Herstellungskosten, da die Zellen nicht innerhalb eines Moduls getrennt werden müssen (Sun et al. 2017).

Aus diesen Gründen werden Festkörperbatterien als **eine vielversprechende Technologie für den Einsatz in EVs angesehen**. Es wird erwartet, dass bis 2040 fast 80 Prozent aller Anwendungen von Festkörperbatterien in Elektrofahrzeugen zu finden sein werden (The Faraday Institution 2020). Der Rest wird auf stationäre Speicher, mobile elektronische Anwendungen und Flugzeuge entfallen. Es ist daher davon auszugehen, dass der Einsatz von Festkörperbatterien in stationären Anwendungen nur aufgrund der deutlich niedrigeren Batteriekosten zustande kommen wird, die durch den Einsatz in Elektrofahrzeugen vorangetrieben werden. Obwohl eine hohe Energiedichte (kg/kWh) keine wichtige Anforderung für stationäre Batterien ist, macht die kompakte Bauweise von LiB sie zur ersten Wahl für stationäre Batterien in der Zukunft. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass die Forderung nach einer hohen Zyklenlebensdauer, die der von Hochtemperatur- und Durchflussbatterien entspricht, durch den Durchbruch von Festkörperbatterien erfüllt wird. Es ist daher damit zu rechnen, dass **nach erfolgreicher Implementierung von Festkörperbatterien in EVs und starker Kostensenkung diese auch als stationäre Speicher eingesetzt werden**, da sie höchstwahrscheinlich alle Anforderungen an einen kostengünstigen stationären Speicher erfüllen werden.

Die Anoden- und Kathodenchemie der Festkörperbatterien ist ähnlich wie bei klassischen LiB. Was die Festkörperelektrolyte betrifft, wurden verschiedene chemische Zusammensetzungen entweder in Form von Keramik- oder Polymerelektrolyten erfolgreich getestet (Lang et al. 2020). Zu den Nachteilen von Festkörperbatterien gehören eine geringere Leistungsdichte, eine niedrige Ionenleitfähigkeit und ein hoher Widerstand an der Grenzfläche zwischen Elektrolyten und Elektroden, der ein schnelles Laden und Entladen behindert (Kawasoko et al. 2018). Außerdem sind die Kosten für die Herstellung einer Festkörperbatterie derzeit hoch, da sie hauptsächlich unter kontrollierten Laborbedingungen produziert wird. Aus einem Überblick über die aktuellen Forschungsaktivitäten wird deutlich, dass sich Festkörperbatterien noch in einem relativ frühen Stadium der Forschung befinden.

Nichtsdestotrotz haben sich im letzten Jahrzehnt verschiedene Unternehmen und Start-ups intensiv mit der Erforschung und Entwicklung von Festkörperbatterien beschäftigt, hauptsächlich vorangetrieben durch die Automobilhersteller. Solid Power hat beispielsweise Partnerschaften mit BMW und Ford etabliert, um gemeinsam Festkörperbatterien zu entwickeln, und erwartet die Demonstration von Zellen im vollen Maßstab bis Ende 2021 (Reuters 2020). Ein weiterer deutscher Automobilhersteller, Volkswagen, arbeitet mit dem US-Unternehmen QuantumScape zusammen, um bis 2025 eine Produktionslinie für Festkörperbatterien aufzubauen. Heute wird ein Großteil der Entwicklungsarbeit an Festkörperbatterien mit Partnerschaften zwischen der Forschung und verschiedenen Akteuren entlang der Lieferkette einer Batterie durchgeführt (Frost & Sullivan 2020). Zu den Akteuren gehören neben den bereits erwähnten Automobilherstellern u. a. Zellhersteller wie Samsung SDI, LG Chem und Materiallieferanten wie Umicore.

Bei erfolgreicher Abmilderung der technologischen Herausforderungen, die zu Kosteneffizienz führen, scheint **zwischen 2025 und 2030 der realistische Zeitrahmen für die breite Kommerzialisierung der Festkörperbatterien** zu sein (Shammugam 2019). Es gibt mehrere Firmen, die eine viel frühere Markteinführung ihres Produktes behaupten. So kündigte Hitachi Zosen an, dass ihre Festkörperbatterie noch in diesem Jahr in Kameraanwendungen auf der Internationalen Raumstation eingesetzt werden soll (Sato 2021). Der chinesische EV-Hersteller NIO kündigte an, dass es ihm gelungen ist, eine 150-kWh-Festkörperbatterie mit einer Energiedichte von 360 kWh/kg einzubauen. Dies ermöglicht eine Reichweite von 1.000 km, basierend auf der NEFZ-Norm (ca. 800 km basierend auf WLTP-Norm) (NIO 2021). Obwohl dieses Modell bereits jetzt bestellt werden kann, wird die Auslieferung erst 2022 erfolgen.

Einige Regierungen auf der ganzen Welt haben Ziele und Vorgaben für die Entwicklung von Festkörperbatterien festgelegt. Das ehrgeizigste Ziel ist das der USA, „Battery500“, das vorsieht, dass Festkörperbatterien bereits 2022–2023 verfügbar sein werden. China (Roadmap of China), Japan (Japan RISING II) und Europa (SET Plan) haben sehr ähnliche Erwartungen und fast überlappende Ziele, wobei die Festkörperbatterie spätestens um 2030 großskalig auf dem Markt sein soll (Edström 2020). Basierend auf dem aktuellen Trend kann geschlussfolgert werden, dass **Festkörperbatterien derzeit bei TRL 4 sind** und sich in den nächsten fünf Jahren in Richtung TRL 5–7 bewegen werden, um schließlich bis 2030 eine großskalige Produktion mit nachweislich erfolgreichem Einsatz zu erreichen.

Die tatsächlichen Kosten für eine Festkörperbatterie sind schwer zu ermitteln, da ein Markt derzeit nicht vorhanden ist. Es ist jedoch mit sehr hohen Kosten zu rechnen, da sich die Technologie noch in der Entwicklungsphase befindet. Die aktuellen Herausforderungen bei der Herstellung behindern die Massenproduktion von Festkörperbatterien. BloombergNEF geht davon aus, dass die Kosten für LiB für Elektrofahrzeuge bis 2030 auf weniger als 60 USD/kWh sinken werden (BloombergNEF 2020). Ein möglicher Weg, diese niedrigeren Preise zu erreichen, ist die Einführung von Festkörperbatterien. Die Autoren gehen auch davon aus, dass **die Zellen der Festkörperbatterien zu 40 Prozent der Kosten heutiger Lithium-Ionen-Batterien hergestellt werden könnten**, wenn sie in großem Maßstab produziert werden. Diese Kostensenkungen würden sich aus Einsparungen in der Materialliste und bei den Produktions- und Ausrüstungskosten sowie aus der Einführung neuer Kathoden mit hoher Energiedichte ergeben.

Basierend auf der Marktprognose des „Batteries Europe ETIP“ werden für das Jahr 2030 Zellkosten von 70 EUR/kWh und Packkosten von 85 EUR/kWh für batteriebetriebene Leichtfahrzeuge geschätzt (EC 2020). Dies sind zwar nicht genau die Kosten von Festkörperbatterien, aber der Bericht geht von einer Marktaufnahme bereits im Jahr 2025 aus, was zu der sicheren Annahme führt, dass Festkörperbatterien im Jahr 2030 nicht mehr so weit von der Preisspanne entfernt sein könnten. Während das Erreichen der Parität auf Zellebene im Vergleich zu einer LiB noch ein weiter Weg ist, können Festkörperbatterien eine

Kostenreduzierung auf Systemebene ermöglichen, indem sie aufgrund ihrer verbesserten intrinsischen Sicherheitscharakteristik die mit dem Thermomanagement verbundenen Kosten reduzieren. Was die Kosten von Festkörperbatterien in stationären Anwendungen betrifft, so werden die **Gesamtsystemkosten aufgrund zusätzlicher Kosten wie BOS, EPC sowie anderer Entwicklungskosten je nach System etwas höher sein.**

6.2 Quantitatives Zubaupotenzial

Das quantitative Ausbaupotenzial der Batterien ist in Tabelle 9 aufgeführt. Xu et al. (Xu et al. 2020) zeigten, dass bis 2050 fast 4 TWh aller EV-Batteriekapazitäten durch Festkörperbatterien erbracht werden können. Gleichzeitig liegt diese Grenze innerhalb der verfügbaren Reserven der relevanten Ressourcen wie Lithium und Kobalt. Dies bedeutet, dass ein Versorgungsengpass die Nutzung von Festkörperbatterien kaum behindern wird, vorausgesetzt, dass alle anderen Marktbedingungen im Wesentlichen unverändert bleiben. Es wird angenommen, dass 1 Prozent dieser Kapazitäten bis 2050 in Deutschland genutzt wird (Bongartz et al. 2021). Es ist jedoch wichtig zu erwähnen, dass sich das Ausbaupotenzial von Festkörperbatterien nicht auf ein technisches, sondern auf ein wirtschaftliches Potenzial bezieht. **Theoretisch ist eine wesentlich größere Installation als die in Tabelle 9 ausgewiesenen Zubaupotenziale im Jahr 2050 möglich, wenn eine entsprechende Nachfrage und Zahlungsbereitschaft vorhanden sind.**

	Jährliches Zubaupotenzial – global	Jährliches Zubaupotenzial – Deutschland
2030	200	2
2050	4.000	40

Tabelle 9 Jährliches Zubaupotenzial für Festkörperbatterien in Elektrofahrzeuge und stationäre Anwendung in GWh. Die relativ geringe Kapazität von 2 GWh im Jahr 2030 ist auf den Prozess der Marktaufnahme zurückzuführen, während 40 GWh im Jahr 2050 als maximales Potenzial angesehen werden können, wenn der Markt ausgereift ist.

7 Carnot-Batterie (Hochtemperaturspeicher)

7.1 Analyse und Entwicklungstrends

In einem Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien gewinnen vor allem kostengünstige und ressourcenschonende Stromspeicher zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung zunehmend an Bedeutung. Während stationäre Batterien kritische Ressourcen benötigen, vergleichsweise teuer sind und das Potenzial von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland begrenzt ist, kann der Einsatz von Hochtemperaturspeichern als Strom-Wärme-Strom-Speicher eine zusätzliche Option sein. Bei der Nutzung von Hochtemperaturspeichern (HT-Speichern) als Flexibilitätsoption im Energiesystem wird zunächst elektrische Energie mithilfe einer Wärmepumpe oder eines Heizstabes in Hochtemperaturwärme umgewandelt. Während Heizstäbe über einen geringeren Wirkungsgrad verfügen, sind diese dennoch aufgrund der geringen Kosten aktuell die bevorzugt eingesetzte Technologie (siehe auch Abschnitt 8). Hierzu können verschiedene Wärmeträgermedien verwendet werden. Nach aktuellem Stand wird Wasser verwendet, es ist jedoch auch möglich, die elektrische Energie in komprimierte Luft umzuwandeln und danach wieder zu entspannen oder beispielsweise Salz oder Vulkangestein als Wärmespeichermedium zu verwenden. Das durch die Erhitzung von Wasser erzeugte thermische Potenzial kann anschließend über einen Wärmeübertrager in Wasserdampf umgewandelt werden, welcher über einen Clausius-Rankine oder einen Joule-Prozess zur Stromerzeugung genutzt werden kann. In Zeiten, in denen keine Rückverstromung notwendig ist, kann die erzeugte Wärmeenergie für Industrieprozesse verwendet oder in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Aufgrund der geringen Kosten, einer hohen Zyklfestigkeit und der Nutzung nicht limitierter Ressourcen weist das System mit Heizstab und Kraftwärmeprozess aktuell das höchste Nutzungspotenzial auf. Im Allgemeinen werden Strom-Wärme-Strom-Speicher auch unter dem Begriff Carnot-Batterie zusammengefasst (Benato und Stoppato 2018; Frate 2020). Mögliche Einsatzgebiete sind in Abbildung 8 dargestellt. Diese sind in Rückverstromung, entweder in Ergänzung oder als Ersatz von Kraftwerken, in Kraft-Wärme-Kopplung als Ersatz von wärmegeführten Kraftwerken oder für den Einsatz von HT-Prozesswärme und die reine Wärmeauskopplung unterteilt.



Abbildung 8 Mögliche Einsatzgebiete von Hochtemperaturspeichern (Hannah Maaßen 2020)

Ein vielfach diskutiertes Einsatzgebiet von HT-Speichern sind Standorte von außer Betrieb gegangenen Kohlekraftwerken. Diese verfügen bereits über die notwendige Infrastruktur für den Einsatz von HT-Speichern (siehe Abbildung 9) (Andre Thess, Bernhard Hoffschmidt & Stefano Giuliano 2020). So kann zum einen die bereits installierte Turbine genutzt werden, um mit dem erzeugten Dampf Strom zu erzeugen.

Ebenfalls verfügen viele Kraftwerksstandorte bereits über einen Anschluss an das Fernwärmenetz, welches somit ebenfalls genutzt werden kann. Hierzu laufen bereits einige Pilotprojekte wie beispielsweise von RWE in Zusammenarbeit mit der FH Aachen oder von dem Unternehmen Lumenion GmbH (RWE 2020; Lumenion GmbH).

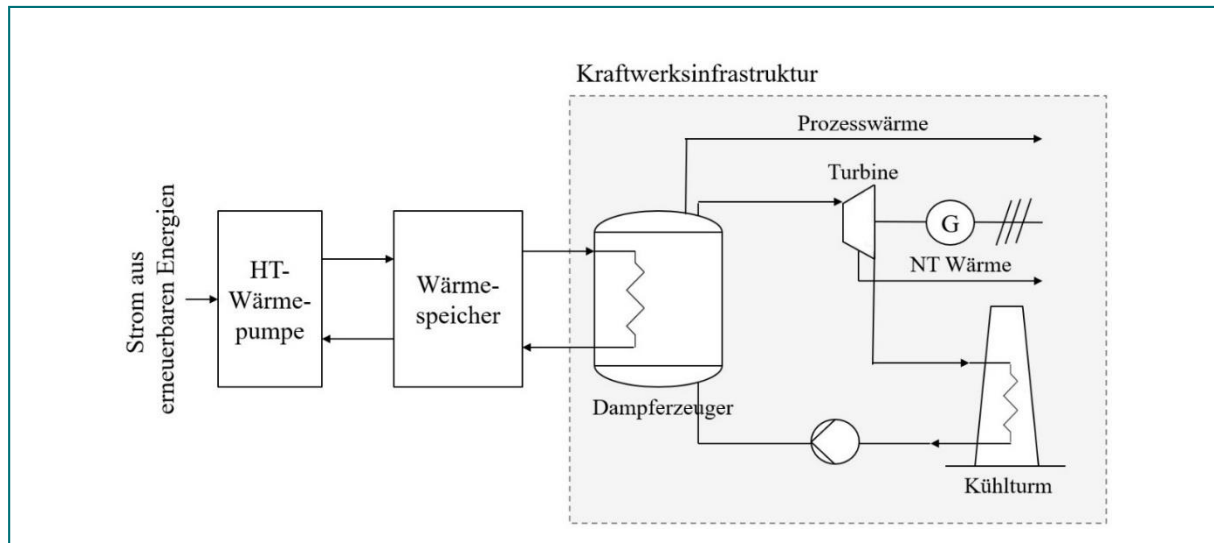


Abbildung 9 Kraftwerksinfrastruktur für den Einsatz von Hochtemperaturspeichern zur Strom-Wärme-Strom-Umwandlung mit dem Einsatz einer HT-Wärmepumpe. Alternativ könnte ein Heizstab eingesetzt werden (Hannah Maaßen 2020).

Die Kosten und Effizienz von Strom-Wärme-Strom-Speichern sind stark abhängig von deren Konfiguration und den eingesetzten Technologien. In Abbildung 10 sind geschätzte technische Lebensdauern und Wirkungsgrade von Hochtemperaturspeicher in verschiedenen Studien angegeben. Insbesondere beim Gesamtwirkungsgrad (je nachdem in welchem Umfang Abwärme genutzt wird) ergibt sich hier ein Bereich von 30 bis 80 Prozent, welcher davon abhängig ist, welche Speichermaterialien oder Temperaturen eingesetzt werden und ob ein Heizstab oder eine Wärmepumpe für die Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Die Lebensdauer wird mit 20 bis 30 Jahren angegeben. Das **Technology Readiness Level wird auf 6-8 eingeschätzt**, da es bereits eine Vielzahl an Pilotanlagen in Betrieb gibt.

Ähnlich wie beim Wirkungsgrad sind auch **die Kosten sehr abhängig von der Konfiguration des Systems**. Während eine Konfiguration mit Heizstab und einem Anschluss an einen bestehenden Kraftwerkspark zu vergleichsweise geringen Investitionskosten führt, treibt die Nutzung einer Hochtemperaturwärmepumpe und eines Organic-Rankine-Cycle (ORC) die Kosten stark in die Höhe. Somit liegen diese ebenfalls in einem großen Bereich zwischen mindestens 180 EUR/kW_{el} (Lumenion GmbH) und maximal ca. 2.000 EUR/kW_{el} (vgl. Tabelle 10).

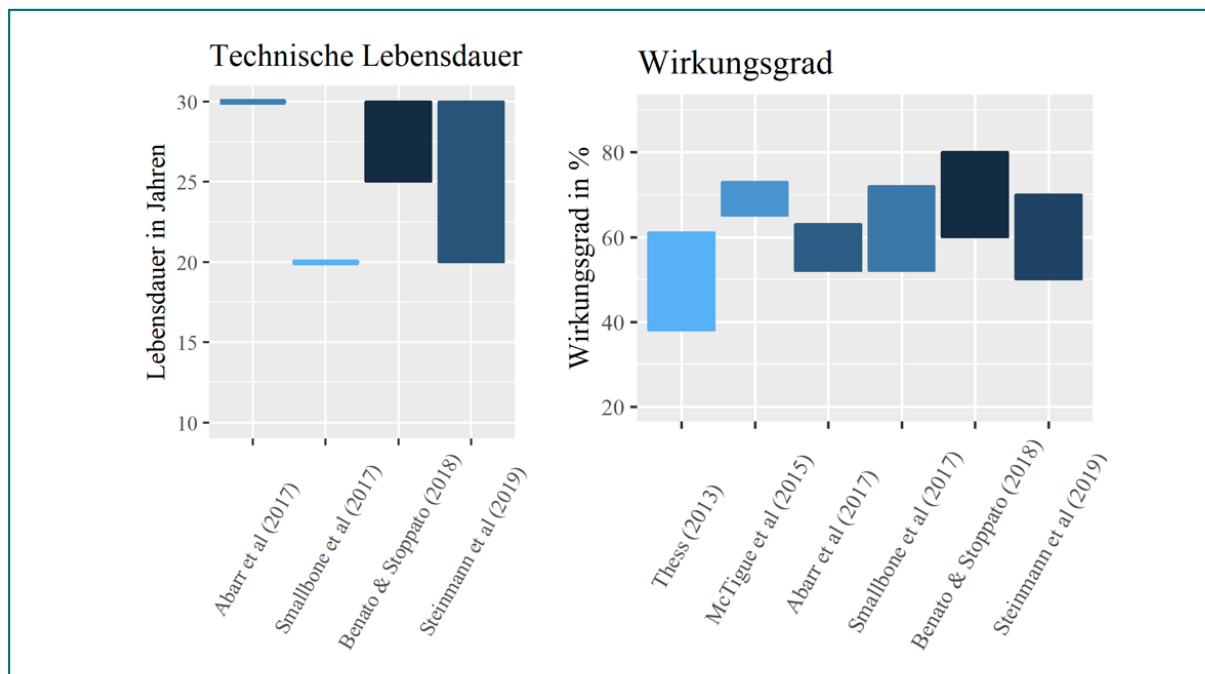


Abbildung 10 Technische Lebensdauer und Wirkungsgrad von Hochtemperaturspeichern verschiedener Studien

Investitionskosten 2020				
	(Lumenion GmbH)	(Frate 2020)	(Hinkley et al. 2013)	(Smallbone et al. 2017)
Einspeichereinheit in EUR/kW _{el}				
Heizstab	50–150			
Hochtemperatur-WP		1.050–1.140		350–797
Thermischer Speicher in EUR/kWh _{th}				
Stahlspeicher	40–120			
Zwei-Tank-Wasser		75–100		
Flüssigsalz			46–83	13–21
Ausspeichereinheit in EUR/kW _{el}				
Anschluss	90–270			
ORC		750–900	938–1.196	

Tabelle 10 Kosten für Hochtemperaturspeicher verschiedener Konfigurationen

7.2 Quantitatives Zubaupotenzial

Geht man bei der Nutzung von HT-Speichern davon aus, dass diese vor allem in bestehender Kraftwerksstruktur wirtschaftlich genutzt werden können, ist das wirtschaftlich nutzbare Potenzial eng an die verfügbare, außer Betrieb gegangene Kraftwerksinfrastruktur von konventionellen Kraftwerken in Deutschland geknüpft. Aktuell sind etwa 20 GW_{el} Braunkohle- und 23 GW_{el} Steinkohlekraftwerke, 4 GW_{el}

Mineralölkraftwerke und 31 GW_{el} Gaskraftwerke installiert (siehe Abbildung 11) (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme 2021). Da Gaskraftwerke voraussichtlich als Backup-Option weiterhin zum Lastausgleich benötigt werden und eher noch zugebaut werden müssen, beträgt das gesamte wirtschaftlich nutzbare Potenzial 43–47 GW_{el} (je nachdem, ob Mineralölkraftwerke ebenfalls mit einbezogen werden).

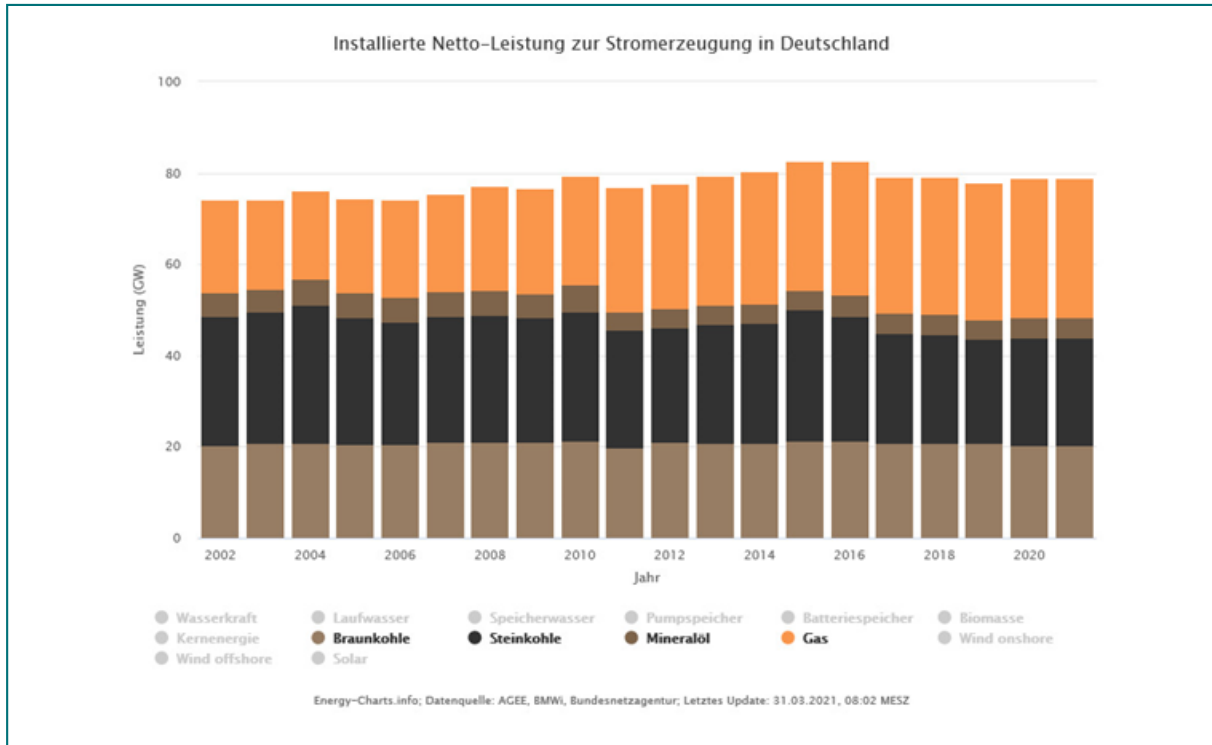


Abbildung 11 Installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken in Deutschland (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme 2021)

Dieses Potenzial bezieht sich auf die elektrische Leistung, welche von Hochtemperaturspeichern unter den genannten Annahmen wirtschaftlich bereitgestellt werden kann. Welche Speicherkapazität sich daraus ergibt, ist vor allem von der Größe des Wärmeübertragers abhängig, der die Wärme aus dem Hochtemperaturspeicher in Wasserstampf umwandelt, welcher die Turbine betreibt. Die Dimensionierung dieses Wärmeübertragers hat wiederum ebenfalls Auswirkungen auf die Investitionskosten.

Da das Potenzial von Speichertechnologien im Wesentlichen von deren Nutzen für das Gesamtsystem, also von Systemkonfiguration, Kosten und Effizienzen, abhängt, kann hier kein genaues Potenzial angegeben werden. Im Folgenden wird dennoch aus systemischer Sicht eine Abschätzung des Nutzens von Hochtemperaturspeichern für das deutsche Energiesystem gegeben.

Nimmt man also an, dass die Ausspeichereinheit so dimensioniert wird, dass die Dauer, in der der gesamte Hochtemperaturspeicher entladen werden kann, minimal 6 Stunden beträgt (dieser Wert hat sich nach eigenen Untersuchungen als systemisch vorteilhaft erwiesen), läge die elektrische Kapazität bei einer maximalen Leistung von 47 GW_{el} in etwa bei 260 GWh_{el}. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad eines Kohlekraftwerkes von etwa 38 Prozent (Mittelwert aus Braun- und Steinkohlekraftwerken) ergibt sich ein thermisches Potenzial des HT-Speichers von etwa 680 GWh_{th}.

	Leistungspotenzial in GW _{el}	Erzeugungspotenzial in GWh _{el}
2030	30	180
2050	4–47	25–260

Tabelle 11 Abschätzung eines mittel- und langfristigen Potenzials von HAT-Speichern im deutschen Energiesystem bis zum Jahr 2050

8 Großwärmepumpen

8.1 Analyse und Entwicklungstrends

Großwärmepumpen (GWP) beschreiben eine Leistungsklasse von Wärmepumpen zur Versorgung von Gebäudekomplexen, Gewerbe und **Industrie (I-GWP) von 100 kW bis 4 MW** (Viessmann Deutschland GmbH) sowie im Einsatz in **Fernwärme-Heiz(kraft)werken (FW GWP) von 4 bis 50 MW**. Es gibt aufgrund der Bandbreite an Anwendungsfällen, Temperaturniveaus und Quellen keine genaue Definition des Großwärmepumpenbegriffes, daher werden hier Technologien für den Gebäude-, Gewerbe- und Industriebereich einerseits sowie der Einsatz im Fernwärme-(FW-)Heiz(kraft)werk-Betrieb andererseits unterschieden. Im Englischen sind dafür die Begriffe „large-scale heatpump“ oder „industrial heatpump“ verbreitet.

Funktionsweise: In einem Kreislauf nimmt ein Kältemittel im Verdampfer Energie auf, wird auf ein höheres Temperaturniveau verdichtet, bevor das Kältemittel in einem Verflüssigungsprozess seine Energie an eine Wärmesenke abgibt und danach zerstreut wird. Durch das Verdichten eines Kältemittels können niedrige Temperaturniveaus eines Trägerstoffes aus einer Wärmequelle auf höhere Temperaturniveaus zur Versorgung einer Wärmesenke gepumpt werden, dabei wird elektrische Energie zum Betrieb der Pumpe verwendet. Das Verhältnis aus Nutzen von thermischer zu elektrischer Energie als Aufwand ist der temperaturabhängige Coefficient of Performance (COP) im Heizbetrieb bzw. der Energy-Efficiency-Ratio (EER) im Kühlbetrieb. In Abhängigkeit des Temperaturhubes zwischen der Wärmequelle und -senke bzw. Vor- und Rücklauftemperaturen wird im Heizbetrieb ein COP von bis zu 9 und im Kühlbetrieb ein EER bis zu 4 erreicht (Bataille et al. 2018). Die technische Entwicklung hat den generellen industriellen Standard bei 50 K Temperaturhub auf COP 4 erhöht. Damit ist der Gütegrad der COP bei ca. 45 Prozent des maximalen Carnot COP, Tendenz steigend. In Kombination mit einer Kühlanwendung erhöht sich der mögliche Gesamtwirkungsgrad zusätzlich bis zu einem Faktor von 1,5.

GWP werden nach Quellen- oder Vorlauftemperatur der Senke klassifiziert, dabei wird von Niedertemperatur bis 30 °C und Normaltemperatur bis 100 °C gesprochen [25]. Im industriellen Entwicklungsbereich werden Hochtemperatur-Wärmepumpen (HT-WP) mit Prozess- und Dampftemperaturen der Wärmesenke bis 140–160 °C erreicht [8, 9]. Wärmequellen auf verschiedenen Temperaturniveaus ergeben sich erneuerbar aus der Nutzung von Erdwärme, Grundwasser, Fließgewässer und Außenluft sowie nicht erneuerbar aus Abwärme und Abwasser (Kosmadakis 2019). Unterschieden wird nach Art des Verdichters (Turbo, Kolben, Spiral), am verbreitetsten sind GWP als geschlossene Spiralkompressionssysteme. Offene Systeme sowie Sorption sind im Forschungsstadium. Je nach Typ des Verdichters unterscheiden sich mögliche Temperatur-, Druck-, Leistungsniveaus sowie Nutzungsdauern. Die Reichweite der verfügbaren Kühlmittel deckt einen breiten Temperaturbereich [–40 bis 200 °C] ab [10], weitere Verbesserung der Kühlmittel im Hinblick auf Spitzentemperaturen, Beständigkeit, Sicherheit sowie Umweltverträglichkeit (mit der Einschränkung von klimaschädlichen Fluorgasen in Kältemitteln) sind zu erwarten [11].

Die **Investitionskosten** für Großwärmepumpen teilen sich größtenteils auf Maschinen-, Nebenaggregat-, Planungs- und Installationskosten auf, woran das Wärmepumpenprodukt den Hauptanteil hat. Zusätzliche Investitionskosten fallen für die erforderlichen Betriebs-, Verteilungs-, Mess- sowie Speichersysteme an. Nach Arpagaus et al. (Arpagaus et al. 2018) schwanken die spezifischen Investitionskosten für Industrierärmepumpen bis 500 kW zwischen **250 und 600 EUR/kW**, bei größeren Anlagen sinken sie

aufgrund der Gesamtsystemkosten leicht auf 200–500 EUR/kW (Marina et al. 2021; Meyers et al. 2018). Industrielle HT-WP liegen bei 450–800 EUR/kW (Arpagaus et al. 2018), Pilotprojekte im Temperaturbereich über 150–300 °C deutlich darüber (Mateu-Royo et al. 2020). Im Fernwärme-GWP-Bereich gibt es im MW-Leistungsbereich aufgrund der unterschiedlichen Systemkonfigurationen keine eindeutigen speziellen Investitionskosten (Dr. Andrej Jentsch 2021). Im allgemeinen Vergleich liegen spezifische Investitionskosten für Gasbrennwertkessel in Deutschland bis zu fünfmal niedriger. Jedoch hat es bereits eine Kostenreduktion bei Großwärmepumpen durch Skalen- und F&E-Effekte gegeben. Weitere Kostenreduktion wird für die Jahre bis 2030 bzw. 2050 durch vermehrten Einsatz (Ivo Eiermann 2021), technische Reifung (Arpagaus et al. 2018) sowie die Einschätzung als Schlüsselrolle (Fraunhofer IWES/IBP 2017) in der Industrie-Dekarbonisierung erwartet.

Das „IEA Heat Pump Programm“ (IEA Heat Pump Programme Annex 48 2020; IEA HPT 2017) bestätigt den Einsatz von Wärmepumpen auf industriellem Niveau als **Schlüsseltechnologie mit guter Marktdurchdringung**, aber niedrigem Marktanteil. Besonders in der Industrie mit hohem Prozess-, Kälte- und Dampfbedarf, aber auch mit hohem Wärmerückgewinnungspotenzial (z. B. in Trocknungsprozessen der Lebensmittelindustrie), ist ein starker Anstieg des Einsatzes von Wärmepumpen zu erwarten. Der Absatzmarkt für Wärmepumpen aller Leistungsklassen in Deutschland wird auf 15–20 Millionen geschätzt. Die größten Einsatzgebiete in Deutschland sind das metallverarbeitende Gewerbe, die Lebensmittelindustrie sowie die Quartierswärmeversorgung. Dabei ist für eine CO₂-neutrale Fernwärmeversorgung der Übergang zu Großwärmepumpen unverzichtbar (Fraunhofer IWES/IBP 2017; European Heat Pump Association). Das Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen in Industrieprozessen liegt in der höheren Gesamtenergieeffizienz (mit bis zu 80 Prozent Energiebedarfsrückgang (Gaur et al. 2021)) und im damit verbundenen Rückgang der CO₂-Emissionen. Der bisher niedrige Einsatz von Großwärmepumpen in Deutschland (23 von 342 untersuchten industriellen Wärmepumpen (IEA Heat Pump Programme Annex 48 2020)) im Verhältnis zu seinen Nachbarländern ist vor allem mit dem hohen Preisverhältnis von Strom zu Gas mit einem Faktor von 5 bis 6 zu erklären. In Schweden, Österreich, der Schweiz und Japan gibt es einen stärkeren Einsatz mit einem deutlich niedrigeren Strom-Gas-Preisverhältnis. Die Wirtschaftlichkeit gegenüber Gaskesseln ist eher bei niedrigeren Preisverhältnissen und niedrigem Temperaturhub zwischen Wärmequelle und -senken gegeben (Arpagaus et al. 2018), so verstärkt sich auch der Einsatz von hybriden Wärmepumpen mit Gas- oder Stromboilern in Deutschland.

Der **Technology Readiness Level** von industriellen Großwärmepumpen liegt bei 9, der von Fernwärmegroßwärmepumpen bei 6–8 (Dr. Andrej Jentsch 2021) und der von Hochtemperaturgroßwärmepumpen bis 140 °C bei 5–7 (V. Wilk 2021).

In Abhängigkeit der Leistungsklasse, des Anwendungsfalls und Einsatzgebiets der Wärmepumpe gibt es eine Vielzahl von Marktteilnehmern. Dazu gehören u. a. Siemens (Dr. Jochen Schäfer 2019), Viessmann (Fachplaner Magazin für technische Gebäudeausrüstung 2021), Ochs, Mayekawa, GEA (DR. OLE FREDRICH, THOMAS LERGENMÜLLER 2021), Oilon (European Heat Pump Association), Kobe Steel, Danfoss, Mitsubishi, Thermowatt, Combitherm, MAN, DryF (M. Koller, A. Schneeberger, V. Wilk 2021), Celefa, Engie, Johnson Controls (Ivo Eiermann 2021) und CTA. Durch die Vielzahl der Anlagenanforderungen, Leistungsklassen und Typen gibt es keine marktdominierenden Unternehmen und zudem eine starke Verknüpfung zur Forschung in Deutschland und weltweit (Dr. Cordin Arpagaus 2021).

Der geringe Erfahrungs- und Bekanntheitsgrad in Kombination mit der niedrigen Wirtschaftlichkeit durch das Gas-Strompreis-Verhältnis fördert Gasboiler und birgt in Deutschland das Risiko, den benötigten Ausbau für die Wärmewende (Fraunhofer IWES/IBP 2017) zu bremsen. Lange Amortisation sowie der Vertrieb von

Einzellösungen über Massenprodukte senken das wirtschaftliche Potenzial für Investoren weiterhin. Die mögliche mangelnde Verfügbarkeit von klimaneutralen Kältemitteln kann zu Akzeptanzproblemen führen (Arpagaus et al. 2018).

8.2 Quantitatives Zubaupotenzial

Vorgehen:

Mittels eines Top-down-Ansatzes werden die Gesamtenergiebedarfe der Sektoren ermittelt, um herauszufinden welcher Wärmebedarf durch Großwärmepumpen der Typen Fernwärme (FW-GWP), Industrie (I-GWP) je Temperaturniveau (<100°C, 100-500°C) gedeckt werden kann. Die obere Temperaturgrenze ist durch die Einteilung der Prozesswärmefrage begrenzt. Der Einsatz in der Geothermie wird in Kapitel 4 beschrieben. Das ökonomische Potenzial wird über die Ausschöpfung des technischen Potenzials von 10 bis 20 Prozent und in Abhängigkeit von Einflussfaktoren wie dem Gas-zu-Strom-Preis, den Volllaststunden, dem Zins und Nutzungsgrad bestimmt (Stefan Wolf 2017). Das theoretische Potenzial beschreibt das maximale physikalische Energieangebot aus Wärmequellen zur Deckung des Wärmebedarfs. Eine Darstellung der Nachfrageentwicklung aus Prognosen befindet sich im Anhang. Angenommen wird ein Wachstum des technischen Potenzials durch Technologiereife sowie des theoretischen Potenzials durch Wachstum des Industrie- und Fernwärmebedarfs. Der Anteil der Fernwärme an der Wärmeversorgung in Deutschland wird auf 30 Prozent limitiert.

Bereitstellungspotenzial in [TWh _{th}]	2020 ökon.	2020 tech./theo.	2030 ökon.	2030 tech./theo.	2050 ökon.	2050 tech./theo.
FW GWPC	21-23	60-96/ 112	26-29	87-140/ 160	43-48	91-145/ 190
IGWP <100 °C	0,5-1	55-90/ 100	2-15	60-95/ 105	25-40	60-80/ 110
IGWP 100-500 °C ²	0,25-0,75	10-40/ 80	0,7-8	10-45/ 80	10-35	15-55/ 80

Tabelle 12 Abschätzung Prognose zur Entwicklung der Wärmebereitstellung nach ökonomischem, technischem und theoretischem Energiepotenzial in Deutschland

² Die Temperaturspanne ergibt sich aus der Klassifizierung der Nachfrage, angenommen ist, das GWP bis 2050 nur bis maximal 250 °C versorgen.

Leistungspotenzial in [GW _{th}]	2030	2050
FW GWP	5,8–9,6	8,5–16
I GWP <100 °C	0,5–5	6,25–15
IGWP 100–500 °C ³	0,2–2,5	3,4–10

Tabelle 13 Leistungspotenzial von Großwärmepumpen

In Tabelle 12 ist die Prognose der ökonomischen sowie technisch-theoretischen Potenziale der Jahre 2020, 2030 und 2050 abgebildet, die detaillierte Quellenübersicht befindet sich im Anhang. Die Entwicklung ist aus einem Benchmark der vorhandenen Quellen für die Industriesektoren sowie Fernwärmeentwicklung in Deutschland sowie Europa abgeleitet. Dabei wird eine Verteilung des Industripotenzials bei unveränderter Größe der Industriebranchen von ca. 25 Prozent Chemie, 21 Prozent Papier, 19 Prozent Lebensmittel, 13 Prozent Metall angenommen (Naegler et al. 2015; Stefan Wolf 2017). Das Erzeugungs- und Leistungspotenzial der GWP ist stark schwankend in Abhängigkeit der technischen Ausführung und der COP der Einzelanlagen. Daher ist hier eine Berechnung des minimalen und maximalen ökonomischen Potenzials und mittleren COP von 3 bis 5 bei Volllaststunden von 2.000 bis 4.000 (4.000–6.000 bei Fernwärme) durchgeführt. Die Verfügbarkeit der Kältemittel und Temperaturbereitstellung der Verdichtertypen wird vernachlässigt. Es ergibt sich für alle Großwärmepumpenklassen ein gesamtes wachsendes ökonomisches Wärmebereitstellungspotenzial von 28,7 bis 52 TWh_{th} in 2030 sowie 78 bis 123 TWh_{th} in 2050.

³ Die Temperaturspanne ergibt sich aus der Klassifizierung der Nachfrage, angenommen ist, das GWP bis 2050 nur bis maximal 250 °C versorgen

9 Exkurs: Handlungsempfehlungen für die weitere Marktentwicklung einer Auswahl von Technologien

9.1 Agri-Photovoltaik

Die sehr dynamische weltweite Entwicklung der Agri-Photovoltaik wird außer durch die hohen Zuwachsraten der installierten Leistung auch durch die steigende Anzahl an staatlichen Förderprogrammen sichtbar. Nach Einführung der ersten gesetzlichen Einspeisevergütung für Strom aus Agri-Photovoltaik in Japan im Jahr 2013 folgten Unterstützungsmaßnahmen in China, Frankreich, den USA und Südkorea. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021, welches am 1. Januar in Kraft trat, sieht für 2022 eine Ausschreibung in Höhe von 50 Megawatt installierte APV-Leistung vor, zusammen mit Solarstromanlagen über Parkplätzen und schwimmenden Photovoltaikanlagen.

Eine Teilnahme an den Innovationsausschreibungen des EEG ist nur für Anlagenkombinationen möglich. Die Pflicht einer Koppelung an andere EEG-Anlagen stellt jedoch eine technisch nicht notwendige Einschränkung der zu fördernden Anlagen dar. Zudem ist durch den direkten Wettbewerb zwischen den drei Anlagentypen vollkommen offen, welche Technologie sich bei der gemeinsamen Ausschreibung am Ende durchsetzen wird. Folgt man dem Wortlaut in der Innovationsausschreibung, so sind Agri-Photovoltaik-Systeme als „Solaranlagen auf Ackerflächen bei gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau auf der Fläche“ außerdem nur im Ackerbau förderfähig. Anwendungen für Sonder- und Dauerkulturen, bei welchen ein besonders hohes Potenzial erwartet wird, wären genauso ausgeschlossen wie Anlagen auf Dauergrünland. Weiterhin wird gefordert, dass der Strom ohne anteiligen Eigenverbrauch vollständig in das Stromnetz eingespeist wird.

Landwirtschaftliche Beihilfen bei gleichzeitiger PV-Stromerzeugung

Nach § 12 Abs. 3 Nr. 6 Direktzahlungen-Durchführungsverordnung (DirektzahlDurchfV) werden Flächen, auf denen Solaranlagen errichtet werden, nicht mehr hauptsächlich landwirtschaftlich genutzt. Folgt man dem Wortlaut, können für diese Flächen keine landwirtschaftlichen Beihilfen beansprucht werden. Sowohl die europäische als auch die deutsche Rechtsprechung legen jedoch nahe, dass solche Flächen nicht pauschal von den Beihilfen ausgeschlossen werden können. Entscheidend ist vielmehr, ob und inwieweit die landwirtschaftliche Tätigkeit durch die Solarnutzung eingeschränkt ist. Der derzeitige Wortlaut führt häufig zu Verunsicherungen und hemmt dadurch den Ausbau der Agri-PV.

Agri-PV im Gartenbau als privilegiertes Bauvorhaben einstufen

Agri-PV-Anlagen müssen insbesondere die bauplanungsrechtlichen Anforderungen erfüllen. Da Agri-PV-Systeme in der Regel im sogenannten unbeplanten Außenbereich nach § 35 BauGB errichtet werden und nicht in Konkurrenz zu einer landwirtschaftlichen Nutzung der Flächen stehen, stellen sie für den Außenbereich typische Vorhaben dar und sollten deshalb explizit als privilegierte Vorhaben eingestuft werden. Dies gilt vor allem für Anwendungen im Gartenbau, bei welchem der Einfluss auf die Kulturlandschaft tendenziell als geringer einzustufen ist und pflanzenbauliche Synergien durch die duale Landnutzung besonders wahrscheinlich sind.

Rechtssichere Festsetzung in Bebauungsplänen

Um eine größere Rechtssicherheit auch für Agri-PV-Anlagen im Geltungsbereich eines Bebauungsplans zu gewährleisten, sollte in der BauNVO ein „Sondergebiet Agri-Photovoltaik“ aufgenommen werden.

EEG I: Separate Mindestmengen bei Innovationsausschreibungen im Jahr 2022

Im Rahmen der Innovationsausschreibungen ist für den Gebotstermin am 01.04.2022 ein Segment für besondere Solaranlagen i. H. v. 50 MW vorgesehen. Zu diesen besonderen Solaranlagen gehören neben Agri-PV auch schwimmende PV und PV-Parkplatzüberdachungen. Da aktuell keine Mindestmengen für die jeweiligen Anlagentypen der besonderen Solaranlagen vorgegeben sind, besteht ohne Einführung der Technologieprämie die Gefahr, dass sich Agri-PV-Projekte gegenüber den anderen beiden Bereichen nicht durchsetzen können. Um sicherzustellen, dass Agri-PV nicht leer ausgeht, sollte deshalb eine Mindestmenge von mindestens 10 MW je Anlagentyp festgesetzt werden.

EEG II: Erweiterung der Flächenkulisse für bodennahe Agri-PV

Derzeit kann für Strom aus Solaranlagen, welche auf ertragreichen landwirtschaftlichen Böden errichtet werden, häufig keine Stromabnahme nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) beansprucht werden. Bodennahe Agri-PV-Systeme sind jedoch bezüglich Stromgestehungskosten mit herkömmlichen PV-FFA heute schon wettbewerbsfähig. Ein Ausbau bodennaher Agri-PV-Systeme könnte dementsprechend ohne zusätzliche Finanzierungskosten alleine durch eine Ausweitung der Flächenkulisse umgesetzt werden. Im Falle der Ausschreibungsrunden für PV-FFA würde dies bei konstanten Ausschreibungsmengen voraussichtlich sogar zu niedrigeren Zuschlagspreisen führen, da herkömmliche PV-FFA von bodennahen Systemen Konkurrenz bekommen, wenn die monetären Vorteile durch die größere Flächenkulisse im Wettbewerb zum Tragen kommen.

EEG III: Technologieprämie für hoch aufgeständerte Agri-PV

Hoch aufgeständerte Agri-PV stärkt die Resilienz der landwirtschaftlichen Produktion. Derzeit liegen die Investitionskosten für hoch aufgeständerte Agri-PV etwas höher als bei herkömmlichen Freiflächenanlagen, weswegen sie bei den aktuellen Ausschreibungen für Solaranlagen (vgl. §§ 37 ff. EEG) keine Chance haben bzw. die gesetzlich festgesetzten Fördersätze (vgl. § 48 EEG) nicht ausreichen. Deshalb sollte für hoch aufgeständerte Anlagen, welche auf einer landwirtschaftlichen Fläche für den Ackerbau, die gartenbauliche Erzeugung, den Erwerbsobstbau oder den Weinbau errichtet wurden, eine Technologieprämie im EEG eingeführt werden.

9.2 Bauwerkintegrierte PV (BIPV)

Der normative und rechtliche Rahmen zur BIPV gestaltet sich sehr komplex. Bezogen auf die elektrotechnischen Eigenschaften der BIPV-Produkte sind dies insbesondere die Niederspannungsrichtlinie sowie IEC-Normen, vor allem IEC 61730. Im Hinblick auf die Eigenschaften als Bauprodukt ist vor allem die EU-Bauproduktenverordnung maßgeblich. Die Anforderungen an die Anwendung in der Gebäudehülle sind in den Landesbauordnungen mit den entsprechenden Verwaltungsvorschriften, den Technischen Baubestimmungen sowie in den nationalen Anwendungsnormen wie z. B. der DIN 18008 für Glas im Bauwesen aufgeführt.

Energiewirtschaftliche Aspekte sind vor allem im EEG in seiner neuesten Fassung (2021) sowie im Mieterstromgesetz zu finden. Sie bilden den Rahmen für die Nutzung, Einspeisung und Vergütung des

erzeugten Stroms. Auch formale ästhetische Anforderungen können im Einzelfall bestehen, z. B. im Rahmen eines Ensembleschutzes für Gebäude oder einer kommunalen Gestaltungssatzung. Vor allem die Vielzahl an bauordnungsrechtlichen, elektrotechnischen und energiewirtschaftlichen Regelungen stellt für die Marktentwicklung der BIPV eine große Herausforderung dar.

Schrittweise Harmonisierung der Bau- und Elektroanforderungen

Die Anforderungen an PV-Module als Bau- und Elektroprodukt beruhen auf unterschiedlichen Normenwelten. Teilweise kommt es dadurch zu einem Mehr- oder gar Doppelaufwand bei entsprechenden Prüfungen, z. B. bezüglich der Dauerhaftigkeit oder Brandsicherheit der Module. Nicht harmonisierte Anwendungsregeln erschweren außerdem den Warenverkehr: Während in der EU unter Berücksichtigung der EU-Bauproduktenverordnung ein freier Warenverkehr von Bauprodukten möglich ist, sind bei der Anwendung von BIPV-Produkten nationale und kommunale Anforderungen maßgeblich. Dadurch wird die europaweite Vermarktung von BIPV-Produkten deutlich erschwert. Ein weiteres Problem sind Produktzertifizierungsverfahren nach den PV-Normen, insbesondere IEC 61730 und IEC 61215, die wenig Flexibilität für kundenspezifische BIPV-Produkte zulassen.

Hindernisse für Mieter- bzw. WEG-Strom

Auch die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen müssen für die Hebung der BIPV-Potenziale weiterentwickelt werden. Mehr als die Hälfte aller Menschen in Deutschland wohnt zur Miete. Daher spielen die Konditionen des Mieterstromgesetzes neben der EEG-Vergütung eine zentrale Rolle. Die Ungleichbehandlung von erneuerbarem Eigen- und Mieterstromverbrauch sowie die hohen administrativen und bürokratischen Hemmnisse erschweren die Realisierung von BIPV-Projekten. Der Verkauf von lokal erzeugtem PV-Strom an Mieter (Stichwort „**Mieterstrom**“) scheitert häufig an Auflagen des Gewerbesteuerrechts. Vereinfacht wurde z. B. das Beschlussverfahren für die Errichtung von Ladesäulen bei Wohnungseigentümergeinschaften (WEG), jedoch nicht für PV-Anlagen. Die steuerrechtliche Behandlung birgt weitere Komplexitätshürden für „**WEG-Strom**“. Die Schwelle für die Abführung einer anteiligen EEG-Umlage für eigenverbrauchten Strom wurde zwar mit dem EEG 2021 von 10 auf 30 kW_p Anlagenleistung angehoben, trotzdem bremst diese „**Sonnensteuer**“ die Investitionen im Gewerbe- und KMU-Sektor. Dies führt zu einem geringeren PV-Ausbau, geeignete Flächen werden nicht vollständig genutzt.

Beschleunigung der Solarisierung der Gebäudehülle

Die langen Investitionszyklen für Neubau und Sanierung behindern eine zügige Energiewende. Maßnahmen wie eine „**Solarpflicht**“ können dazu beitragen, alle geeigneten Flächenoptionen rechtzeitig auszuschöpfen. Eine Solarpflicht für bestimmte Gebäudeklassen wird derzeit in acht Bundesländern geplant oder eingeführt.

9.3 Festkörperbatterie

Die Festkörperbatterie befindet sich größtenteils im Entwicklungsstadium und nicht in der Endanwendung. Daher sollten zum jetzigen Zeitpunkt die folgenden Themen im Bereich der Forschungsaktivitäten und des Netzwerkaufbaus in Bezug auf eine Markteinführung priorisiert werden.

Ausbau der Forschungsaktivitäten zu Festkörperbatterien

Aufgrund der vielversprechenden Einsatzmöglichkeiten und einer möglichen Reduktion von Ressourcen im Vergleich zu herkömmlichen Batterien sollten die Material- und Systemforschungen ausgeweitet und vertieft werden. Zur Koordinierung und Intensivierung eignen sich sowohl Kompetenzcluster (wie beispielsweise das

bestehende FestBatt Cluster) oder auch eine Ausweitung der internationalen Forschungskooperation im Rahmen der European Battery Alliance und darüber hinaus mit weiteren führenden Akteuren in Nordamerika und Asien.

Synergien zwischen Automobilindustrie und stationären Speichern

Beim weiteren Ausbau der Forschungsaktivitäten und Markthochlaufstrategien sind die Synergien zwischen Anwendungen in der Automobilindustrie und stationären Speichern zu beachten und jeweils zu integrieren. Da die Technologie in beiden Bereichen erhebliches Anwendungspotenzial hat, sind Aktivitäten in beiden Bereichen miteinander zu verknüpfen.

LCA-Assessments von bestehenden und neuen Batterien

Mit Life-Cycle-Assessments können die ökologischen Auswirkungen von verschiedenen Batteriespeichertechnologien gemonitort werden. So können bestehende und neue Technologien hinsichtlich ihres Ressourcenverbrauchs bewertet werden, was eine frühzeitige Weichenstellung in Richtung ressourceneffizienter Technologien ermöglicht.

Großserienproduktion und Markthochlauf unterstützen

Neben dem Ausbau der Forschungsaktivitäten sind frühzeitig Prozesse und Produktionskapazitäten für eine Großserienproduktion von Festkörperbatterien in Deutschland und Europa zu prüfen und gegebenenfalls zu implementieren. Hierzu können strategische Kooperationen und Logistikketten entwickelt werden. Außerdem sollten bestehenden Produktionskapazitäten möglichst erweitert oder erneuert werden.

Förderliche regulatorische Rahmenbedingungen schaffen

Derzeit sind in Deutschland mehrere regulatorische Änderungen für Strom- und Batteriespeicher in Diskussion bzw. in Umsetzung. Bisher sind die Regularien in der Regel technologieoffen. Die durch Life-Cycle-Assessments gewonnenen Informationen können allerdings auch genutzt werden, um in der Zukunft regulatorische Anpassungen zur verstärkten Nutzung von material- und energieeffizienten Technologien zu entwickeln.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Begriffsklärung zu Potenzialen.....	7
Abbildung 2	Qualitative Roadmap für Zelleffizienzen nach Technologie.....	8
Abbildung 3	Technologien der Integrierten Photovoltaik.....	10
Abbildung 4	Historische Entwicklung der Preise für PV-Module (PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting /EuPD). Die Gerade zeigt den Trend der Preisentwicklung.....	10
Abbildung 5	Qualitative Darstellung von BIPV-Produktsegmenten nach Individualisierung und Zusatzkosten (European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) 2020)	15
Abbildung 6	Integrationsstufen an Fahrzeugen am Beispiel von Pkw. Integrationsstufe 1 beinhaltet die Dachfläche von Fahrzeugen, Integrationsstufe 2 alle weiteren nicht transparenten horizontalen Fahrzeugflächen wie Motorhaube und Heck, Integrationsstufe 3 die nicht transparenten, vertikalen Seitenflächen von Fahrzeugen und Integrationsstufe 4 alle transparenten Flächen am Fahrzeug	18
Abbildung 7	Differenzkosten der Reduktion von CO ₂ -Emissionen unter Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren (Kobad Bhavnagri 2020).....	27
Abbildung 8	Mögliche Einsatzgebiete von Hochtemperaturspeichern (Hannah Maaßen 2020)	32
Abbildung 9	Kraftwerksinfrastruktur für den Einsatz von Hochtemperaturspeichern zur Strom-Wärme-Strom-Umwandlung mit dem Einsatz einer HT-Wärmepumpe. Alternativ könnte ein Heizstab eingesetzt werden (Hannah Maaßen 2020).	33
Abbildung 10	Technische Lebensdauer und Wirkungsgrad von Hochtemperaturspeichern verschiedener Studien.....	34
Abbildung 11	Installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken in Deutschland (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme 2021).....	35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Annahmen zur Entwicklung der Investitionskosten in EUR/WP für PV-Kraftwerke nach Größenklassen.....	11
Tabelle 2	Theoretische Flächenpotenziale und technische Leistungspotenziale für verschiedene Verkehrswege auf Basis der horizontalen Flächen	17
Tabelle 3	Technische Potenziale für RIPV nach Integrationstechnologien	17
Tabelle 4	Technische Potenziale für RIPV nach Integrationstechnologien	18
Tabelle 5	Technische Potenziale für VIPV bei verschiedenen Integrationsstufen an Pkw und Nutzfahrzeugen.....	19
Tabelle 6	Technische Potenziale der einzelnen Technologien bei Annahme steigender Wirkungsgrade.....	20
Tabelle 7	Kosten für ein beispielhaftes Geothermie-Heizkraftwerk.....	22
Tabelle 8	Zubaupotenziale von Tiefengeothermie	25
Tabelle 9	Jährliches Zubaupotenzial für Festkörperbatterien in Elektrofahrzeuge und stationäre Anwendung in GWh. Die relativ geringe Kapazität von 2 GWh im Jahr 2030 ist auf den Prozess der Marktaufnahme zurückzuführen, während 40 GWh im Jahr 2050 als maximales Potenzial angesehen werden können, wenn der Markt ausgereift ist.....	31
Tabelle 10	Kosten für Hochtemperaturspeicher verschiedener Konfigurationen.....	34
Tabelle 11	Abschätzung eines mittel- und langfristigen Potenzials von HAT-Speichern im deutschen Energiesystem bis zum Jahr 2050	36
Tabelle 12	Abschätzung Prognose zur Entwicklung der Wärmebereitstellung nach ökonomischem, technischem und theoretischem Energiepotenzial in Deutschland.....	39
Tabelle 13	Leistungspotenzial von Großwärmepumpen.....	40

Literaturverzeichnis

- Andre Thess, Bernhard Hoffschmidt, Stefano Giuliano (2020): Wärmespeicherkraftwerke. Positionspapier des DLR zum Umbau von Kohlekraftwerken auf einen CO₂-neutralen Betrieb. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Arpagaus, Cordin; Bless, Frédéric; Uhlmann, Michael; Schiffmann, Jürg; Bertsch, Stefan S. (2018): High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potenzials. In: *Energy* 152, S. 985–1010. DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.166.
- Ausfelder, Florian; Drake, Frank-Detlef; Erlach, Berit; Fishedick, Manfred; Henning, Hans-Martin; Kost, Christoph et al. (2017): "Sektorkopplung" - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. München, Halle (Saale), Mainz: acetech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften e.V (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).
- Bataille, Chris; Åhman, Max; Neuhoff, Karsten; Nilsson, Lars J.; Fishedick, Manfred; Lechtenböhrer, Stefan et al. (2018): A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement. In: *Journal of Cleaner Production* 187, S. 960–973. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.107.
- Bayerische Staatsregierung (2021): Energie-Atlas. Beispiel-Geothermie-Heizkraftwerk. Online verfügbar unter https://www.energieatlas.bayern.de/thema_geothermie/tiefe/daten.html, zuletzt geprüft am 14.04.2021.
- Benato, Alberto; Stoppato, Anna (2018): Pumped Thermal Electricity Storage: A technology overview. In: *Thermal Science and Engineering Progress* 6, S. 301–315. DOI: 10.1016/j.tsep.2018.01.017.
- BloombergNEF (2020): Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh | BloombergNEF. Online verfügbar unter <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>, zuletzt aktualisiert am 14.12.2020, zuletzt geprüft am 26.04.2021.
- Bongartz, Lisa; Shammugam, Shivenes; Gervais, Estelle; Schlegl, Thomas (2021): Multidimensional criticality assessment of metal requirements for lithium-ion batteries in electric vehicles and stationary storage applications in Germany by 2050. In: *Journal of Cleaner Production* 292, S. 126056. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.126056.
- Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2017): Statistik des Lärmschutzes an Bundesfernstraßen 2016.
- Bundesrat: Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEG 2021). Fundstelle: Drucksache 763/20.
- Bundestag (2021): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021. In: BGBl. I. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_45.html.
- Bundesverband Geothermie (2021a): Forschungslandschaft Geothermie. Online verfügbar unter https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Bibliothek/Downloads/Hintergrundpapiere/Forschungslandschaft_2021.pdf.
- Bundesverband Geothermie (2021b): Geothermische Technologien / Geothermie in Zahlen. Online verfügbar unter <https://www.geothermie.de/>, zuletzt geprüft am 14.04.2021.

- Corti, P., Bonomo, P., Frontini, F., Macé, P., Bosch, E. (2020): Building Integrated Photovoltaics. A practical handbook for solar buildings' stakeholders : Status Report 2020. SUPSI.
- Dr. Andrej Jentsch (Hg.) (2021): Reallabor GWP: Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen – Installation, Betrieb, Monitoring und Systemeinbindung. Projektantrag an das BMWi im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“. DKV Konferenz 20201. AGFW.
- Dr. Cordin Arpagaus (Hg.) (2021): Fallbeispiele von industriellen Wärmepumpen in der Schweiz. Herausforderungen 2021 für die Kälte-, Klima- und Wärmepumpentechnik. DKV Wärmepumpen Konferenz 2021. Online.
- Dr. Jochen Schäfer (2019): Hochtemperaturwärmepumpen im Kontext geothermischer Wärmeversorgung. Siemens AG, Corporate Technology, Head of Research Group „Distributed Energy Systems & Heat Conversion“. In: Berliner Energietage 2019. Energiewende in Deutschland. Berliner Energietage 2019. Berlin, 22.05.2019. Berliner Energietage. Online verfügbar unter <https://www.energiesysteme.de/details/veranstaltung/energiesysteme-gfz-helmholtz-zentrum-407-geothermie-transformation-waermenetze-erneuerbare-waerme-erd.html>, zuletzt geprüft am 19.03.2021.
- DR. OLE FREDRICH, THOMAS LERGENMÜLLER (Hg.) (2021): GEA Wärmepumpen. Anwendungsbeispiele für Industrie und Wärmenetze. DKV Konferenz Wärmepumpen 2021. Online. GEA.
- EC (2020): Strategic research agenda for batteries 2020. European technology and innovation platform. Hg. v. European Commission. Batteries Europe ETIP. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/batteries_europe_strategic_research_agenda_december_2020_1.pdf, zuletzt geprüft am 26.04.2021.
- Edström, K. (Hg.) (2020): BATTERY 2030+. Inventing the sustainable batteries of the future: Research needs and future actions. Online verfügbar unter https://battery2030.eu/digitalAssets/861/c_861008-l_1-k_roadmap-27-march.pdf, zuletzt geprüft am 09.04.2021.
- Eggers, J.-B., Behnisch, M., Eisenlohr, J., Poglitsch, H., Phung, W. F., Münzinger, M., Ferrara, C. u. Kuhn, T. E. (2020): PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland. In: *35. PV-Symposium*, S.837-856.
- European Heat Pump Association: Large scale heat pumps in Europe. Real examples of heat pump applications in several industrial sectors. Unter Mitarbeit von Stefan Irmisch.
- European Technology and Innovation Platform for Photovoltaics (ETIP PV) (2020): Fact Sheets about Photovoltaics.
- EUTurbines Brussels Office: THE GAS TURBINE INDUSTRY'S COMMITMENTS TO DRIVE THE TRANSITION TO RENEWABLE-GAS POWER GENERATION. Online verfügbar unter ps.vdma.org/documents/105951/28747307/EUTurbines_PowerTheEU_Commitment_2019-01_1548257762477.pdf/86183052-280f-056b-013d-adaea75c7ca4, zuletzt geprüft am 22.04.2021.
- Fachplaner Magazin für technische Gebäudeausrüstung (Hg.) (2021): Viessmann entwickelt in Dresden Großwärmepumpen. TGA Magazin. Online verfügbar unter <https://www.tga-fachplaner.de/meldungen/viessmann-group-viessmann-entwickelt-dresden-grosswaermepumpen>, zuletzt geprüft am 19.03.2021.
- Figgenger, Jan; Stenzel, Peter; Kairies, Kai-Philipp; Linßen, Jochen; Haberschusz, David; Wessels, Oliver et al. (2020): The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. In: *Journal of Energy Storage* 29, S. 101153. DOI: 10.1016/j.est.2019.101153.
- Frate, Guido Francesco (2020): Carnot Batteries. Multi-criteria economic analysis of a Pumped Thermal Electricity Storage with thermal integration. University of Pisa. Italy (IEA Storage Annex 36).

- Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Hg.) (2021): Energy Charts. Online verfügbar unter https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&download-format=image/jpeg, zuletzt aktualisiert am 27.04.2021.
- Fraunhofer ISE (2020): Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende - Ein Leitfaden Für Deutschland. (Februar 2020): Fraunhofer ISE analysiert Potenzial für Solarkraftwerke auf Braunkohle-Tagebauseen. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2020/fraunhofer-ise-analysiert-potenzial-fuer-solarkraftwerke-auf-braunkohle-tagebauseen.html>.
- Fraunhofer IWES/IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittelund langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora. 107/01-S-2017/DE. Unter Mitarbeit von Agora, FHG IWES, FHG IBP. Agora Energiewende.
- Frost & Sullivan (2020): Electric Vehicle Outlook 2020. Presentation for ASEAN ENERGY DAY. Online verfügbar unter https://www.asew-expo.com/2020/download/webinar/webinar5/Frost_Sullivan.pdf, zuletzt geprüft am 09.04.2021.
- Gaur, Ankita Singh; Fitiwi, Desta Z.; Curtis, John (2021): Heat pumps and our low-carbon future: A comprehensive review. In: *Energy Research & Social Science* 71, S. 101764. DOI: 10.1016/j.erss.2020.101764.
- General Electric Gas Power: Hydrogen fueled gas turbines. Online verfügbar unter <https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines>.
- Green, Martin; Dunlop, Ewan; Hohl-Ebinger, Jochen; Yoshita, Masahiro; Kopidakis, Nikos; Hao, Xiaojing (2021): Solar cell efficiency tables (version 57). In: *Prog Photovolt Res App* 29 (1), S. 3-15. DOI: 10.1002/pip.3371.
- Hannah Maaßen (2020): Analyse des Speicherverhaltens stationärer Batterien und Carnot-Batterien zum Lastausgleich im deutschen Energiesystem bis 2050 unter Anwendung des Energiesystemmodells REMod-D. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg.
- Heumann, A.; Huenges, E.: Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Technologien für die Energiewende. Hg. v. Wuppertal Institut, ISI, IZES. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
- Hinkley, James T.; Hayward, Jennifer A.; Curtin, Bryan; Wonhas, Alex; Boyd, Rod; Grima, Charles et al. (2013): An analysis of the costs and opportunities for concentrating solar power in Australia. In: *Renewable Energy* 57, S. 653-661. DOI: 10.1016/j.renene.2013.02.020.
- IEA Heat Pump Programme Annex 48 (2020): Annex 48 Industrial Heat Pumps, Second Phase. Final Report. Report no. HPT-AN48-1. Hg. v. IZW e.V. Germany. IEA Heat Pump Programme Annex 48.
- IEA HPT (2017): Annex 47. Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems. Final Report. Report no. HPT-AN47-1. IEA Heat Pump Programme Annex 47.
- IEA (2021): Net Zero by 2050. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- IRENA (2017): Geothermal Power. Technology Brief (978-92-9260-036-5). Online verfügbar unter <https://www.irena.org/publications/2017/Aug/Geothermal-power-Technology-brief>.
- ITAS KIT (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.itas.kit.edu/pub/v/2003/paua03b.pdf>.
- Ivo Eiermann (Hg.) (2021): Einsatz von Großwärmepumpen in der Fernwärmeversorgung. DKV Konferenz 20201. Johnson Controls.
- Kawasoko, Hideyuki; Shiraki, Susumu; Suzuki, Toru; Shimizu, Ryota; Hitosugi, Taro (2018): Extremely Low Resistance of Li₃PO₄ Electrolyte/Li(Ni_{0.5}Mn_{1.5})O₄ Electrode Interfaces. In: *ACS applied materials & interfaces* 10 (32), S. 27498-27502. DOI: 10.1021/acsami.8b08506.

- Kobad Bhavnagri (2020): Hydrogen Economy Outlook. Key messages. BloombergNEF. Online verfügbar unter <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>, zuletzt geprüft am 22.04.2021.
- Kosmadakis, George (2019): Estimating the potenzial of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries. In: *Applied Thermal Engineering* 156, S. 287–298. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.04.082.
- Kost, Christoph (2018): STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN.
- Kraftfahrtbundesamt (2020): Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahr-zeuganhängern nach technischen Daten.
- Kuhn, T. E., Erban, C., Heinrich, M., Eisenlohr, J., Ensslen, F. u. Neuhaus, D. H. (2021): Review of technological design options for building integrated photo-voltaics (BIPV). In: *Energy and Buildings* 231, S. 110381.
- Lang, Jialiang; Jin, Yang; Liu, Kai; Long, Yuanzheng; Zhang, Haitian; Qi, Longhao et al. (2020): High-purity electrolytic lithium obtained from low-purity sources using solid electrolyte. In: *Nat Sustain* 3 (5), S. 386–390. DOI: 10.1038/s41893-020-0485-x.
- Liu, Kai; Liu, Yayuan; Lin, Dingchang; Pei, Allen; Cui, Yi (2018): Materials for lithium-ion battery safety. In: *Science advances* 4 (6), eaas9820. DOI: 10.1126/sciadv.aas9820.
- Lumenion GmbH: <https://lumenion.com/650grad/>.
- M. Koller, A. Schneeberger, V. Wilk (Hg.) (2021): Marktpotenzial für Hochtemperatur Wärmepumpen in Europa. DryF. DKV Wärmepumpen Konferenz 2021. AIT Austrian Institute of Technology GmbH.
- M. Sc. Stefan Wolf, PD Dr.-Ing Markus Blesl (Hg.): Model-based quantification of the contribution of industrial heat pumps to the European climate change mitigation strategy. Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER). Online verfügbar unter https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Industrial_Summer_Study/2016/4-technology-products-and-systems/model-based-quantification-of-the-contribution-of-industrial-heat-pumps-to-the-european-climate-change-mitigation-strategy/, zuletzt geprüft am 26.03.2021.
- Marina, A.; Spoelstra, S.; Zondag, H. A.; Wemmers, A. K. (2021): An estimation of the European industrial heat pump market potenzial. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 139, S. 110545. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110545.
- Mateu-Royo, Carlos; Sawalha, Samer; Mota-Babiloni, Adrián; Navarro-Esbrí, Joaquín (2020): High temperature heat pump integration into district heating network. In: *Energy Conversion and Management* 210, S. 112719. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112719.
- Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz, Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer, Dirk Mangold, Mathieu Riegger, Christian Köhler (2020): Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärme-quellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen. Abschlussbericht. Umweltbundesamt, HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg, GeoThermal Engineering GmbH, Karlsruhe, Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart (Forschungskennzahl 3715 41 112 0).
- Meyers, Steven; Schmitt, Bastian; Vajen, Klaus (2018): The future of low carbon industrial process heat: A comparison between solar thermal and heat pumps. In: *Solar Energy* 173, S. 893–904. DOI: 10.1016/j.solener.2018.08.011.
- Mitsubishi Power (2018): The hydrogen gas turbine, successfully fired with a 30% fuel mix, is a major step towards a carbon-free society. Online verfügbar unter https://power.mhi.com/special/hydrogen/article_1#para03, zuletzt geprüft am 22.04.2021.

- Naegler, Tobias; Simon, Sonja; Klein, Martin; Gils, Hans Christian (2015): Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level. In: *Int. J. Energy Res.* 39 (15), S. 2019–2030. DOI: 10.1002/er.3436.
- Nils Lindstrand: This Swedish scientist works towards fulfilling Siemens Energy's 2030 hydrogen pledge. Siemens Energy. Online verfügbar unter <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2019/hydrogen-capable-gas-turbine.html>, zuletzt geprüft am 22.04.2021.
- NIO (2021): NIO - Intelligente Premium EVs und Ladestationen - NIO Day 2020: die erste Limousine, Autonomes Fahren und 1000 Kilometer Reichweite. Online verfügbar unter https://www.nio.com/de_DE/news/nio-day-2020-die-erste-limousine-autonomes-fahren-und-1000-kilometer-reichweite, zuletzt aktualisiert am 07.04.2021, zuletzt geprüft am 09.04.2021.
- Reuters (2020): Battery maker claims that it has revolutionary solid-state battery that outperforms lithium-ion rivals | Reuters Events | Supply Chain & Logistics Business Intelligence. Online verfügbar unter <https://www.reutersevents.com/supplychain/technology/battery-maker-claims-it-has-revolutionary-solid-state-battery-outperforms-lithium-ion>, zuletzt aktualisiert am 09.04.2021, zuletzt geprüft am 09.04.2021.
- RWE (2020): Gemeinschaftsprojekt Flüssigsalzspeicher. Online verfügbar unter <https://www.group.rwe/presse/rwe-power/2019-03-15-gemeinschaftsprojekt-fluessigsalzspeicher>, zuletzt aktualisiert am 15.04.2020.
- Sato, Ryotaro (2021): 'World's highest-capacity' solid-state battery developed in Japan. In: *Nikkei Asia* 2021, 03.03.2021. Online verfügbar unter <https://asia.nikkei.com/Business/Energy/World-s-highest-capacity-solid-state-battery-developed-in-japan>, zuletzt geprüft am 09.04.2021.
- Shammugam, Shivenes (2019): Raw materials and energy transformation process. Analysis of supply bottlenecks and implications on metal markets. [1. Auflage]. Düren: Shaker Verlag (Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung).
- Siemens Gas and Power, Engie Solutions and Centrax Ltd (2020): HYFLEXPOWER: Weltweit erste integrierte Power-to-X-to-Power-Demonstrationsanlage mit Wasserstoffgasturbine. Online verfügbar unter <https://press.siemens.com/global/de/pressemitteilung/hyflexpower-weltweit-erste-integrierte-demonstrationsanlage-einer-power-x-power>.
- Smallbone, Andrew; Jülch, Verena; et al. (2017): Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies (Energy Conversion and Management 152).
- Stefan Wolf (2017): Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme. Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,
- Stolzenburg, Klaus (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht.
- Studie des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft e.V. (2019): Solarparks – Gewinne für die Biodiversität.
- Sun, Chunwen; Liu, Jin; Gong, Yudong; Wilkinson, David P.; Zhang, Jiujun (2017): Recent advances in all-solid-state rechargeable lithium batteries. In: *Nano Energy* 33, S. 363–386. DOI: 10.1016/j.nanoen.2017.01.028.
- Tekin, Nurettin et al. (2018): Enhancement of fuel flexibility of industrial gas turbines by development of innovative hydrogen combustion systems. Kawasaki Heavy Industries, LTD. (KHI). Online verfügbar unter https://www.kawasaki-gasturbine.de/files/Hydrogen_as_fuel_for_GT.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2021.
- The Faraday Institution (2020): Solid-State Batteries: The Technology of the 2030s but the Research Challenge of the 2020s. Faraday Insights - Issue 5. Online verfügbar unter https://faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2020/04/Faraday-Insights-5_Updated.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2021.

- Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner (2010): Energy target 2050: 100% renewable electricity supply. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel. Federal Environment Agency. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050>, zuletzt geprüft am 19.04.2021.
- Thorsten Agemar, Evelyn Suchi & Inga Moeck (2019): Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende. Wie Deutschland 60 % erneuerbare Wärme bis 2050 schaffen könnte. Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik. Hannover (0135181).
- V. Wilk (Hg.) (2021): INDUSTRIEWÄRMEPUMPEN IN ÖSTERREICH. IEA Heat Pump Programme Annex 48. Unter Mitarbeit von V. Wilk, F. Helminger, M. Lauermann, S. Dusek, B. Windholz, A. Sporr, R. Geyer. DKV Wärmepumpen Konferenz 2021. Online. Austrian Institute of Technology GmbH.
- Viessmann Deutschland GmbH: Wärmepumpen bis 2000 kW. Online verfügbar unter https://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/PDF/Technologien/pr-waermepumpen_2000_kw.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/pr-waermepumpen_2000_kw.pdf, zuletzt geprüft am 19.03.2021.
- World Bank Group, Solar Energy Research Institute of Singapore (Hg.) (2019): Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report. Online verfügbar unter <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31880>.
- Xu, Chengjian; Dai, Qiang; Gaines, Linda; Hu, Mingming; Tukker, Arnold; Steubing, Bernhard (2020): Future material demand for automotive lithium-based batteries. In: *Commun Mater* 1 (1). DOI: 10.1038/s43246-020-00095-x.

Anhang

Energiebedarf [TWh _{th}]	2019/20	2030	2050
UBA FW	112		
Agora (FW RW + WW) Industrie PW <100 100–500 >500	112	185,8 100 120 270	
ISI/IEE (FW Haushalte, GHD Ind) in (RW, WW, PW)	132 (= 62 + 22 + 48)	158 (= 69 + 38 + 51)	139 (= 70 + 31 + 39)
ISE (FW – RW) Industrie PW <100 100–500 >500	81	97–147 75	116–218 70

Tabelle I Zukünftiger deutscher Wärmebedarf der Fernwärme und Industrieprozesswärme verschiedener Quellen nach Einsatz und Temperatur. FW: Fernwärme, PW: Prozesswärme, RW: Raumwärme, WW: Warmwasser, IP: Industrieprozesswärme

TWh _{th}	2020 ökonomi sch	2020 technisch / theoretis ch	2030 ökonomi sch	2030 technisch / theoretis ch	2050 ökonomi sch	2050 technisch	2050 theoretis ch	Quelle
EU IGWP <150 °C	68	174	–	–	270	–	477	EHPA (European Heat Pump Association)
EU DHC GWP <150 °	74	–	–	–	–	–	–	
EU IGWP <200 °C	–	23 GW, 178 TWh	–	–	–	–	–	A. Marina, TNO, (Marina et al. 2021)
EU Waste GWP <100 °C	–	28,3	–	–	–	–	–	G. Kosmada kis (Kosmadaki s 2019)

TWh _{th}	2020 ökonomisch	2020 technisch / theoretisch	2030 ökonomisch	2030 technisch / theoretisch	2050 ökonomisch	2050 technisch	2050 theoretisch	Quelle
IGWP <100 °C	10,3–15,2	62,8–78	–	–	–	–	106	S. Wolf, AIT 2013 (M. Sc. Stefan Wolf, PD Dr.-Ing Markus Blesl)
All IGWP	1,2	86,3 - 182,8	–	–	–	–	–	S. Wolf, 2017 (Stefan Wolf 2017)
HT-GWP >130 °C, 20 % Abwärme	0,7–2,7	11,1–44,6	–	–	–	–	–	M. Koller, DryF 2021 (M. Koller, A. Schneeberger, V. Wilk 2021)
IGWP	–	–	–	37,8 PW 25,2 RW	–	112	–	FH IWES/IBP Agora (Fraunhofer IWES/IBP 2017)
FW-GWP <100 °C	–	–	–	7,8 PW 108 RW	–	–	–	
FW-GWP 100–500 °C*	–	–	–	64,8 PW	–	–	–	
IGWP <100 °C	0,77	–	2,67–14,05	–	38–44	–	–	Remod, Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem
IGWP 100–500 °C*	0,33	–	1,15–6,02	–	16–19	–	–	

Tabelle II Literaturquellen mit ökonomischem, technischem und theoretischem Energiepotenzial der Großwärmepumpentypen in der EU und Deutschland. PW: Prozesswärme, RW: Raumwärme, WW: Warmwasser.

* Die Temperaturspanne ergibt sich aus der Klassifizierung der Nachfrage, angenommen ist, dass GWP bis 2050 nur bis maximal 250 °C versorgen.

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fh ISE)

Julian Brandes
Jan-Bleicke Eggers
Nicolas Fuchs
Martin Heinrich
Christoph Kost
Dominik Peper
Christian Schill
Shivenes Shammugam
Maximilian Trommsdorff
Stefan Wieland
Harry Wirth
Daniel Wrede

Stand:

10/2021

Bitte zitieren als:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fh ISE) (2021). Innovative Energietechnologien – Analyse ausgewählter innovativer Technologien zur Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

