FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

BWIHK BADEN-WÜRTTEMBERGISCHER INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMERTAG

STROMSTUDIE FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG

VERSORGUNGSSITUATION BIS ZUM JAHR 2040

STROMSTUDIE FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG

Versorgungssituation bis zum Jahr 2040

Verena Fluri, Connor Thelen, Bin Xu-Sigurdsson, Cristina Balmus, Markus Kaiser, Tobias Reuther, Gerhard Stryi-Hipp, Christoph Kost

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg im Breisgau
www.ise.fraunhofer.de

Die vorliegende Studie wurde vom Baden-Württembergischen Industrie- und Handelskammertag (BWIHK) beauftragt und vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme von August 2023 bis Januar 2024 durchgeführt.

Freiburg, Januar 2024

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis **5**

Kurzfassung **6**

1 Einleitung **8**

2 Strombedarf in Baden-Württemberg **10**

2.1 Methodik der Berechnung des Strombedarfs 10

2.1.1 Szenarien für die Berechnung des Strombedarfs *10*

2.1.2 Disaggregation des Strombedarfs *12*

2.2 Workshops mit der Industrie und Unternehmen 16

2.3 Strombedarfsentwicklung bis 2040 18

3 Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg **24**

3.1 Aktueller Stand 24

3.2 Potenzialbegriff 25

3.3 PV-Potenziale auf Gebäudedächern 27

3.3.1 Datengrundlagen und Methodik *27*

3.3.2 Ergebnisse PV-Potenziale auf Gebäudedächern *27*

3.4 PV-Potenziale auf Freiflächen 31

3.4.1 Datengrundlagen und Methodik *31*

3.4.2 Ergebnisse *32*

3.5 PV-Potenziale im Bereich Parkplatzüberdachungen 36

3.5.1 Datengrundlagen und Methodik *36*

3.5.2 Ergebnisse *36*

3.6 Solarthermie-Potenzial auf Gebäudedächern 39

3.6.1 Datengrundlagen und Methodik *39*

3.6.2 Ergebnisse *40*

3.7 Windkraft-Potenziale 41

3.7.1 Datengrundlagen und Methodik *41*

3.7.2 Ergebnisse *42*

3.8 Biomasse-Potenzial 45

3.8.1 Biomasse-Potenzial aus Waldholz *46*

3.8.2 Bioenergie-Potenzial aus der Landwirtschaft *48*

3.9 Wasserkraftpotenzial 48

3.10 Geothermie-Potenzial 50

3.11 Umweltwärme-Potenzial 52

3.12 Zusammenfassung Potenziale 52

4 Langfristige Deckung von Angebot und Nachfrage **55**

5 Empfehlungen zur Ausschöpfung der Potenziale der erneuerbaren Energien **58**

6 Literaturverzeichnis **60**

7 Anhang **64**

7.1 Methodik des Energiesystemmodells REMod 64

7.2 Gesamtdeutscher Strombedarf nach Sektoren 64

7.3 Unternehmen, die bei den Workshops vertreten waren 64
7.4 Weitere Daten zum Bericht 65

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrisches Fahrzeug)
BW	Baden-Württemberg
COP	Coefficient of Performance (Performancekoeffizient)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FFA	Freiflächenanlage
GHD	Gewerbe Handel Dienstleistungen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
ha	Hektar
IHK	Industrie- und Handelskammer
km	Kilometer
kW	Kilowatt
KSG	Klimaschutzgesetz
LKW	Lastkraftwagen
m	Meter
MaStR	Marktstammdatenregister
MW	Megawatt
OSM	Open Street Map
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
PtX	Power-to-X
ST	Solarthermie
TWh	Terrawattstunden
Vfm	Vorratsfestmeter
W	Watt
WGB	Wohngebäude
WZ	Wirtschaftszweig

Vorbemerkung

In dieser Studie ist mit der Angabe W, kW, MW für PV-Anlagen die Nennleistung Watt peak (Wp, kWp, MWp, GWp) gemeint, auf deren Nennung aus Lesbarkeitsgründen verzichtet wird.

Kurzfassung

Baden-Württemberg plant bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu sein. Ziel dieser Studie ist eine Analyse der Versorgungssituation für den Energieträger Strom in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2040. Dabei wird die potenzielle Entwicklung sowohl des Stromangebots als auch des Strombedarfs analysiert. Um den zukünftigen Strombedarf in Baden-Württemberg abzuschätzen, werden drei Szenarien für die mögliche Bandbreite des Strombedarfs bis zum Jahr 2040 entwickelt. Zur Reduktion der CO_2-Emissionen und zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2040 ist eine weitgehende Elektrifizierung im Industriesektor sowie in den anderen Sektoren unumgänglich. Daher zeigt jedes der drei Szenarien einen deutlich steigenden Strombedarf im Sektor Industrie auf. Der Strombedarf in Baden-Württemberg steigt von 64 TWh (2021) auf 108 bis 161 TWh im Jahr 2040. Dies entspricht einer Steigerung von rund 73 % bis 156 % (Abbildung 1).

Der Industriestrombedarf wird im Vergleich zum Strombedarf des Gewerbes bis zum Jahr 2040 stärker wachsen: Der Strombedarf für Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) steigt um 2 % bis 41 % im Vergleich zum heutigen Strombedarf. In der Industrie liegt die Steigerung je nach Szenario bei 5 % bis 65 %. Dabei wird ein hoher Strombedarf vor allem in der Grundstoffchemie, der Metallindustrie und im Papiergewerbe erwartet. Prozentual wird in der Branche „Glas, Keramik und Zement" der größte Anstieg mit 110 % (1,0 auf 2,1 TWh) erwartet. In den übrigen Branchen liegt der erwartete Anstieg im Basisszenario zwischen 22 % und 89 %. Der Anstieg sollte insgesamt niedriger ausfallen und sich am unteren Ende der Entwicklungsspanne befinden, wenn Energieeffizienzmaßnahmen im Zuge von Elektrifizierungsmaßnahmen oder Umbauten an der Energieversorgung stringent berücksichtigt werden. Neben den Elektrifizierungsmaßnahmen zahlreicher Prozesse, die heute mit fossilen Energieträgern betrieben werden, werden die Energieträger Biogas und Wasserstoff eine Ergänzung darstellen.

Um den steigenden Strombedarf klimaneutral und mit verbrauchsnaher Stromerzeugung zu decken, ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg unerlässlich. Das ermittelte technische Potenzial für Solaranlagen beläuft sich auf rund 550 TWh in Baden-Württemberg (464 TWh für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen und 80 TWh für PV-Dachanlagen). Die Potenziale für Windkraft liegen bei 125 TWh. Dies berücksichtigt das Potenzial auf generell geeigneten Flächen. Werden auch bedingt geeignete Flächen hinzugezogen, ist das Potenzial sehr viel höher (827 TWh für PV-Freiflächenanlagen und 210 TWh für Windkraft). Ein gut verfügbares Potential von 306 TWh setzt sich aus 80 TWh für PV-Dachflächen, 88 TWh für PV-Freiflächen (ca. 2% der Landesfläche) und 125 TWh für Windkraft sowie kleineren Anteilen von Wasserkraft und Biomasse zusammen. Die Stromnachfrage in 2040 wird mit dem Zubau von Erneuerbaren Energien auf Basis der Landesziele verglichen. Die Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen in 2040 auf Basis der Ziele beträgt jährlich 30 TWh aus PV-Dachanlagen und 18 TWh aus PV-Freiflächenanlagen. Für Windenergie beträgt die Stromerzeugung 32 TWh. Damit ergibt die Summe aus PV- und Windstrom ca. 80 TWh. Hinzu kommt Strom aus biogener Erzeugung und Wasserkraft mit rund 13 TWh pro Jahr.

Die Analyse zeigt, dass das Land Baden-Württemberg unter Berücksichtigung der landesspezifischen Ziele in 2040 nicht genug Strom aus Erneuerbaren Energien lokal erzeugen kann, um den steigenden Strombedarf jahresbilanziell zu decken. Jahresbilanziell bedeutet an dieser Stelle ein Vergleich der Jahresmengen. Das technische Potenzial hingegen ist sehr viel höher als der errechnete Strombedarf. Es impliziert aber eine vollständige Ausnutzung der verfügbaren Flächen. Das vermutlich erschließbare Potenzial liegt demnach zwischen den politischen Zielen und dem technischen Potenzial. Werden die Erneuerbaren Energien entsprechend der aktuellen politischen Zielsetzung ausgebaut, ergibt sich für 2040 ein bilanzieller jährlicher Saldo für Stromflüsse aus Nachbarbundesländern (Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz) oder Nachbarländern (Frankreich, Schweiz) von 63 TWh im Basisszenario, 16 TWh im Effizienzszenario und 69 TWh im Elektrifizierungsszenario. Weitere Kraftwerke wie Wasserstoffkraftwerke werden auch in Baden-Württemberg zur Stromerzeugung beitragen und die bilanzielle Lücke reduzieren, allerdings nur im Umfang von ca. 10 TWh. Es wird daher geschätzt, dass Baden-Württemberg im Jahr 2040 Stromnettoimporteur ist. Die Realisierung von hohen Installationswerten von Solar- und Windkraftanlagen in Baden-Württemberg reduziert die Abhängigkeit und stärkt die Resilienz im Stromsystem in Baden-Württemberg. Der Strompreis für verschiedenen Verbraucher könnte entsprechend niedriger sein als im Falle eines hohen Strombezugs von außerhalb.

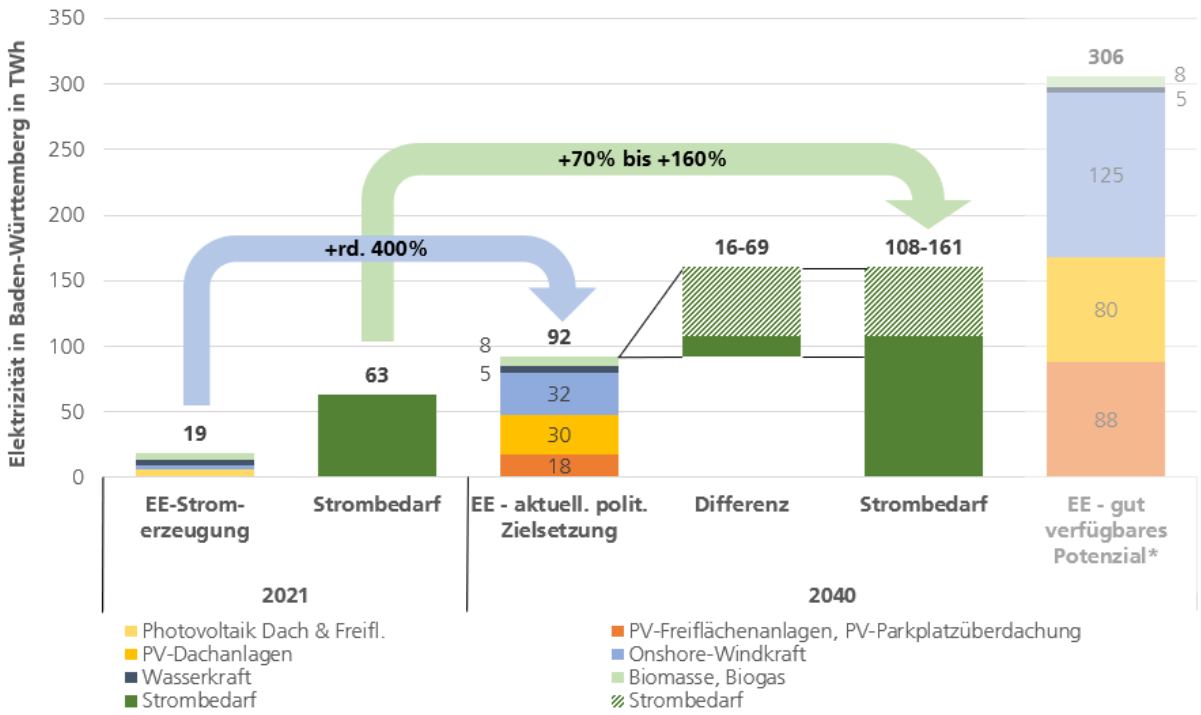


Abbildung 1: Strombedarfe und Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg (Dargestellt sind in dieser Grafik nur die generell geeigneten Flächen für Windanlagen, bei PV-Freiflächen sind 2% der Landesfläche berücksichtigt.)*

Ein entsprechender Zubau an Erneuerbaren Energien, selbst auf Basis der aktuellen politischen Zielsetzung, ist höchst herausfordernd. Um wenigstens eine jahresbilanzielle Versorgung sicher zu stellen, müssten die politischen Zielsetzungen weiter verschärft und die Rahmenbedingungen verbessert werden. Um die vorhandenen Potenziale der Erneuerbaren Energien schneller und vollständiger zu heben, können verschiedene Maßnahmen von unterschiedlichen Akteuren in Baden-Württemberg angestoßen, implementiert und realisiert werden. Die Politik kann dazu beitragen, indem sie das Ziel der Klimaneutralität 2040 um konkrete Ausbauziele mit sinnvollen Rahmenbedingungen ergänzt, deren Erreichung jährlich überprüft wird. Planungs- und Genehmigungszeiten bei Windkraftprojekten sollten weiter verringert werden. Vorrangflächen, wie sie für die Windenergie ausgewiesen werden, sollten auch für PV-Anlagen vorgesehen werden. Wo rechtliche Hürden für den Ausbau bestehen, sollten diese konsequent durch die Politik abgebaut werden.

Auf Seiten der Interessenvertretungen, wie der IHK-Organisation, besteht die Möglichkeit durch Aufklärungs- und Informationskampagnen mehr Unternehmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu gewinnen und gleichzeitig auf eine umfangreiche Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien sowie eine sichere Energieinfrastruktur im Land hinzuweisen. Gleichzeitig sollten Industrievorhaben in Bezug auf Investitionen in Zukunftstechnologien (im Feld der CO_2-freie Energieversorgung) sowie die Schulungen von Fachkräften in den verschiedenen Branchen unterstützt werden.

Die Unternehmen als potenzielle Anlagenbetreiber selbst sollten sich aktiv mit ihren Möglichkeiten, EE-Anlagen zu betreiben sowie Elektrifizierungsmaßnahmen umzusetzen, auseinandersetzen. Hierbei ist insbesondere der langfristige Blick in Bezug auf Energiekosten (CO_2-Bepreisung als hoher Kostenfaktor) wichtig.

Auch Energieversorger und Netzbetreiber können bei der Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien unterstützen, indem sie Anlagenbetreiber beim Netzanschluss der Anlagen mit schlanken Verfahren unter die Arme greifen sowie individuelle Beratung bei großen Anlagen anbieten. Gerade durch höhere Stromflüsse aus Nachbarregionen von Baden-Württemberg muss der Netzausbau im Sinne einer guten Strom- und Energieversorgung der Unternehmen in Baden-Württemberg von zentraler Wichtigkeit werden. Hierbei ist auch die Anschlussverstärkung von Industriebetrieben an das Mittelspannungsnetz entscheidend. Nur wenn alle Akteure dazu beitragen, kann die Energiewende gelingen.

1 Einleitung

Das Land Baden-Württemberg hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu werden. Um diese ehrgeizigen Klimaziele zu erreichen, sind umfassende Umstellungen von fossilen Brennstoffen auf erneuerbare Energien erforderlich. Dies wird hauptsächlich durch die Elektrifizierung von Prozessen und die verstärkte Nutzung von Grünstrom realisiert. Beispiele hierfür sind die Umstellung des Verkehrs auf Elektromobilität, die Bereitstellung von Raumwärme durch Wärmepumpen und die Anpassung von Hochtemperaturanwendungen in der Industrie auf strombasierte Heiztechnologien oder andere klimaneutrale Energieträger.

Der gesteigerte Bedarf an Strom erhöht gleichzeitig die Notwendigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien. Dies gilt besonders vor dem geplanten Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung. Somit muss nicht nur der aktuelle Strombedarf durch grüne Erzeugungskapazitäten ersetzt werden, sondern es müssen zusätzliche Kapazitäten geschaffen werden, um den ansteigenden Bedarf zu decken. Der bisherige Ausbau und die Ausbaugeschwindigkeit von erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg hat noch nicht das erforderliche Ausmaß erreicht, um die Klimaziele zu erreichen.

Sowohl der Energie- und Strombedarf als auch die Erzeugungspotenziale von erneuerbaren Energien sind in Deutschland regional stark ungleich verteilt. Die Schwerpunkte des Strombedarfs konzentrieren sich in den industriestarken und bevölkerungsreichen Regionen im Süden und Westen Deutschlands. Hingegen befinden sich die größten Potenziale für erneuerbare Energien im Norden und Osten Deutschlands. Das liegt insbesondere am Onshore- und Offshorewindpotenzial. Das Solarpotenzial in Deutschland ist in Bezug auf die Solarstrahlungsstärke annähernd gleich verteilt, wobei der Süden eine etwa 15 % höhere Solareinstrahlung als der Norden verzeichnet. Allerdings sind die Flächen zur Installation von Solaranlagen auf den Dächern und insbesondere auf Freiflächen relativ zum Strombedarf in den Flächenländern im Norden höher als in den Südländern.

Im Vergleich zu anderen Bundesländern verzeichnet Baden-Württemberg hohe Energie- und Strombedarfe, während die aktuelle erneuerbare Stromerzeugung eher kleiner ist. Allerdings ist das Windkraftpotential deutlich höher als die aktuellen Installationszahlen in Baden-Württemberg deutlich machen. Besonders durch die Elektrifizierung von Industriebetrieben sowie den Ausbau von Wärmepumpen im Gebäudebereich und Elektromobilität wird der Strombedarf im Land in den kommenden Jahren signifikant und zügig zunehmen.

Bei gleichbleibender Verteilung der Erzeugungsschwerpunkte und Verbrauchssenken bedeutet dies, dass mit dem Fortschreiten der Energiewende große Mengen an Strom über weitere Strecken in die Verbrauchsregionen transportiert werden müssen. Das Übertragungsnetz zwischen Norddeutschland und Süddeutschland muss in jedem Fall zum Transport des Windstromes aus Offshore- und Onshoreanlagen ausgebaut werden. Entsprechende Planungen der Übertragungsnetzbetreiber liegen vor. Der tatsächliche Netzausbau verläuft allerdings schleppend und wird immer wieder verzögert.

In Zukunft könnte ein verzögerter Übertrags- und Verteilnetzausbau, der mit dem Wandel der Stromerzeugung und Strombedarfsentwicklung nicht Schritt hält, sowie fehlende politische Unterstützung und unsichere Rahmenbedingungen zu Netz- und damit Versorgungsengpässen führen. Zusätzlich nimmt der Druck zu, Deutschland in verschiedene Strompreiszonen aufzuteilen. Dies könnte zu steigenden Strompreisen in Bundesländern und Regionen mit erhöhtem Importbedarf führen und erhebliche Auswirkungen auf die ansässige Industrie und somit auf die gesamte Region haben.

Steigende Strompreise und Stromimportabhängigkeiten würden insbesondere stark industrialisierte Regionen mit ihrem bereits jetzt hohen und in Zukunft stark steigenden Strombedarf vor erhebliche Herausforderungen stellen. Um die Betriebe und die Wertschöpfung im Land zu erhalten und damit den Wohlstand zu sichern, ist ein rascher und deutlicher Ausbau der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg notwendig mit dem Ziel, damit einen möglichst hohen Anteil des Strombedarfs zu decken.

In diesem Kontext verfolgt die vorliegende Studie das Ziel, die Stromversorgungssituation in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2040 zu untersuchen. Dabei wird geprüft, welche Potenziale vorhanden sind, um den

steigenden Strombedarf in der Region jahresbilanziell zu decken. Die Untersuchung vergleicht die jährlichen Mengen der Stromerzeugung mit dem jährlichen Strombedarf. Es sei darauf hingewiesen, dass eine detaillierte Betrachtung der leistungsbezogenen Deckung mit höherer zeitlicher Auflösung nicht erfolgt. Das heißt, dass auch bei einer jährlichen Deckung unterjährig Zeiträume mit Über- oder Unterdeckung auftreten.

2 Strombedarf in Baden-Württemberg

Das folgende Kapitel enthält eine Strombedarfsanalyse für das Bundesland Baden-Württemberg von heute bis zum Jahr 2040 (Jahr des Ziels Klimaneutralität für Baden-Württemberg) mit Zwischenberechnungen für die Jahre 2025, 2030 und 2035.

2.1 Methodik der Berechnung des Strombedarfs

2.1.1 Szenarien für die Berechnung des Strombedarfs

Die Strombedarfsberechnung basiert auf Transformationspfaden (Szenarien) für das deutsche Energiesystem zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahre 2045, die mit dem Energiesystemmodell REMod des Fraunhofer ISE berechnet werden [1]. REMod basiert auf einer nichtlinearen Optimierung des nationalen Energiesystems mit dem Ziel der Minimierung der gesamten Transformationskosten. Dabei dürfen die energiebedingten CO_2-Emissionen den vorgegebenen Zielwert für das Emissionsbudget bis 2045 von 7,8 Gigatonnen nicht überschreiten. Die Simulation des Energiesystemmodells REMod ist stündlich aufgelöst, die Systemtransformation wird jährlich optimiert. Das Optimierungsziel ist die Dimensionierung aller verfügbaren Technologien der Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung. Zusätzlich ergibt sich der Energiebedarf aufgeteilt in die Sektoren Industrie und Gewerbe, Haushalte und Verkehr aus der Optimierung aller möglichen Technologien in dem jeweiligen Sektor. Durch die Geschlossenheit des Energiesystemmodells ist gewährleistet, dass die Energiebilanz des Gesamtsystems zu jeder Stunde gedeckt wird. Dies führt zu einem konsistenten, kostenoptimalen Transformationsszenario des deutschen Energiesystems, welches nicht nur die Transformation der Energieversorgungskapazitäten, sondern auch der Energieverbrauchstechnologien der jeweiligen Sektoren optimiert. [1]

Die Szenarien dienen in dieser Studie als Grundlage, um eine Entwicklung des zukünftigen Strombedarfs für Baden-Württemberg abzuleiten. Da das Land Baden-Württemberg das Ziel der Klimaneutralität bereits im Jahre 2040 erreichen möchte, wurden die Ergebnisse für Gesamtdeutschland auf das Zieljahr 2040 projiziert. Im Nachfolgenden werden drei verschiedene Szenarien analysiert, welche alle zur Erreichung dieser Ziele führen. Eine Beschreibung des Energiesystemmodells REMod befindet sich in Anhang 7.1.

Dieser Abschnitt beschreibt Annahmen und Ergebnisse der drei ausgewählten Szenarien. Diese drei Szenarien entsprechen den aktuellen deutschen Klimazielen des Klimaschutzgesetzes: einer Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen um 65 % gegenüber 1990 bis 2030 und das Erreichen von Treibhausgasneutralität bis 2045 [2].

- Das Szenario *Basis*[1] trifft technologisch ausgeglichene Maßnahmen und nimmt in den Verbrauchssektoren einen leicht steigenden Nutzenergiebedarf an, entsprechend der vergangenen Entwicklung.
- Das Szenario *Effizienz*[1] nimmt eine effizientere Energienutzung und gesellschaftliche Verhaltensänderungen an, die zu einem sinkenden Nutzenergiebedarf in den Verbrauchssektoren führen. Die technologischen Annahmen entsprechen denen des Szenarios *Basis*.
- Das Szenario *Elektrifizierung*[1] trifft optimistische Annahmen für Technologien (in Bezug auf technische Entwicklung und auch dem tatsächlichen Einsatz), die einer direkten Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren entsprechen. Geringe Importmengen und hohe Importpreise für CO_2-neutrale, synthetische Energieträger sind hier zentrale Annahmen, die dazu führen, dass vermehrt auf direkte

[1] Die drei Szenarien stammen aus dem Ariadne Projekt [3]. Das Szenario *Basis* diente dort als Grundlage eines Berichts [4] und das Szenario *Elektrifizierung* wird für eine Web-Visualisierung [5] genutzt. Das Szenario *Effizienz* ist ein im Rahmen von Ariadne gerechnetes, bisher unveröffentlichtes Szenario, das auf einer eigenen Studie [1] aufbaut.

Elektrifizierung gesetzt wird. Die Entwicklung des Nutzenergiebedarfs entspricht dem Szenario *Basis*.

Tabelle 1 zeigt einen Überblick über gesamtdeutsche Ergebnisse in den drei Szenarien für das Jahr 2045 im Hinblick auf die direkte Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren, den Ausbau der Erneuerbaren Energien und gesamten Strombedarf in allen Sektoren. Unter direkter Stromnutzung wird der Einsatz von Strom als Endenergie in den Verbrauchssektoren verstanden, z.B. in Wärmepumpen in der Industrie. Unter indirekter Stromnutzung wird die Nutzung von Energieträgern verstanden, die aus Strom erzeugt wurden, wie z.B. elektrolytisch hergestellter Wasserstoff, der zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie verwendet wird. Eine Aufteilung des Strombedarfs nach den vier Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr, Gebäude und Industrie ist in Anhang 7.2.

Tabelle 1: Gesamtdeutsche Ergebnisse der Szenarien Basis, Effizienz und Elektrifizierung für das Jahr 2045 im Überblick. (BEV: battery electric vehicle)

Indikatoren	Basis	Effizienz	Elektrifizierung
Verkehr (Anteil BEVs)	PKW: 100 % BEVs LKW: 70 % BEVs	PKW: 98 % BEVs LKW: 62 % BEVs	PKW: 98 % BEVs LKW: 95 % BEVs
Gebäudewärme (Anteil Wärme-pumpen)	70 % Wärmepum-pen	69 % Wärmepum-pen	71 % Wärmepum-pen
Industrie (z.B. Wärmepumpen und Elektrodenkessel)	73 % Stromanteil an Endenergie	60 % Stromanteil an Endenergie	76 % Stromanteil an Endenergie
Ausbau Erneuerbare Energien (Wind On-/Offshore, PV)	770 GW (Wind + PV)	510 GW (Wind + PV)	830 GW (Wind + PV)
Gesamtstrombedarf Deutschland	1500 TWh	1000 TWh	1550 TWh

Die Ergebnisse in der Tabelle zeigen, dass die drei Szenarien eine Spannbreite in Bezug auf die direkte Elektrifizierung ergeben, in der das Szenario *Effizienz* die geringste direkte Elektrifizierung aufweist und das Szenario *Elektrifizierung* die ausgeprägteste: Während in allen Szenarien die PKW-Flotte komplett elektrifiziert wird, liegt der Anteil an batteriebetriebenen LKWs zwischen 62 % (*Effizienz*) und 95 % (*Elektrifizierung*). Wärmepumpen als zentrale Heiztechnologie stellen zwischen 69 % (*Effizienz*) und 71 % (*Elektrifizierung*) aller Heiztechnologien. Der Stromanteil am Endenergiebedarf im Industriesektor bewegt sich zwischen 60 % (*Effizienz*) und 76 % (*Elektrifizierung*). Der unterschiedliche Strombedarf erfordert zwischen 510 GW Wind und Photovoltaik (*Effizienz*) und 830 GW (*Elektrifizierung*) zur erneuerbaren Stromerzeugung.

Abbildung 2 zeigt den gesamtdeutschen Endenergiebedarf in der Industrie bis 2045 aufgeteilt nach Energieträgern für das Szenario *Basis*, sowie den Wert aus den Energiebilanzen [6] für das Jahr 2021. Der Endenergiebedarf insgesamt geht bis 2045 um 33 % im Vergleich zu 2021 zurück. Das ist zum einen auf den Umstieg auf effizientere Technologien zur Bereitstellung von Prozesswärme zurückzuführen. Heute werden beispielsweise vielfach Gaskessel mit einem Wirkungsgrad von ca. 90 % genutzt, während in Zukunft im Niedertemperaturbereich industrielle Wärmepumpen mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von ca. 190 % (bezogen auf den eingesetzten Strom) genutzt werden können. Im Hochtemperaturbereich können Elektrodenkessel mit einem Wirkungsgrad von 98 % zum Einsatz kommen. Dazu kommt eine leicht steigende Prozesseffizienz in der industriellen Produktion, die neben dem Technologiewechsel zur Reduktion des Endenergiebedarfs beiträgt.

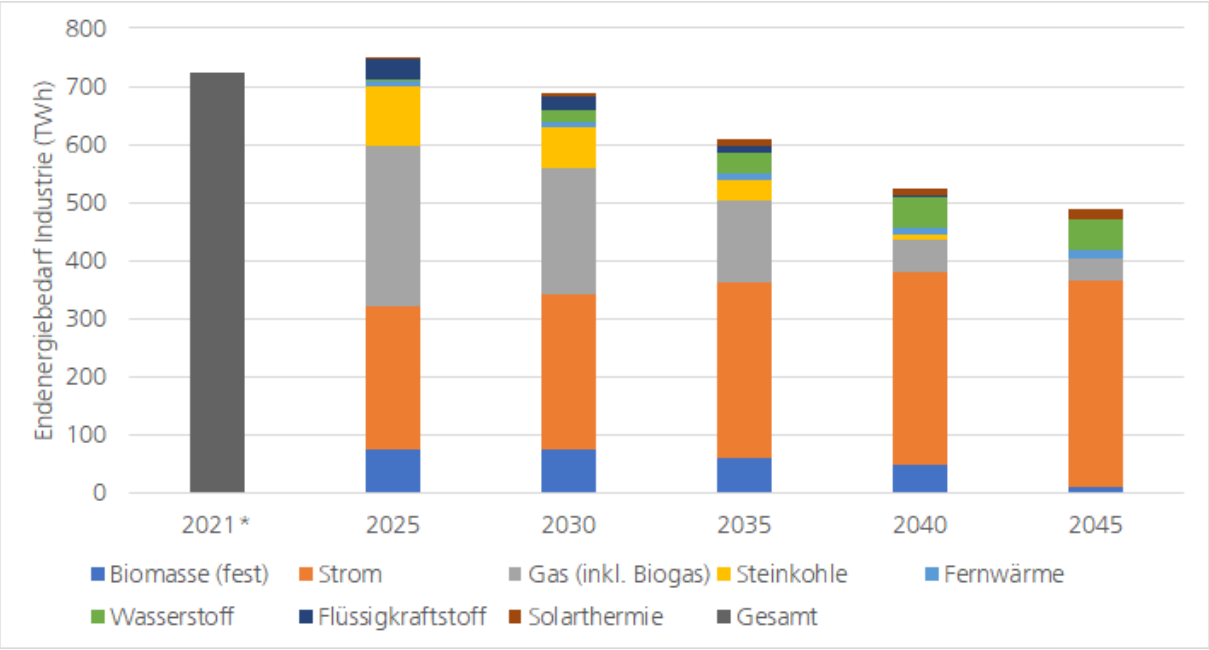


*Abbildung 2: Endenergiebedarf der Industrie (ohne stoffliche Nutzung) für das Szenario Basis. *Der Wert für 2021 stammt aus den Energiebilanzen [6].*

Zudem zeigt die Grafik den kontinuierlichen Umstieg von Erdgas, Kohle und Flüssigkraftstoffen auf Strom, Wasserstoff und Biogas, das unter „Gas" enthalten ist. Der Stromanteil steigt auf 73 % im Jahr 2045 an, Wasserstoff auf 10 % und Gas sinkt auf 8 %. Zu den hier gezeigten Energiemengen kommen Energiebedarfe für die stoffliche Nutzung zum Beispiel in der Grundstoffchemie hinzu. Während diese stoffliche Nutzung heute noch mit fossilen Energieträgern gedeckt wird, ist hier 2045 mit einem Umstieg auf Wasserstoff und einem Bedarf in der Höhe von 160 - 200 TWh zu rechnen.

2.1.2 Disaggregation des Strombedarfs

Der Strombedarf wird für die zukünftigen Jahre für alle Sektoren, wie oben beschrieben, aus den Transformationsszenarien für Gesamtdeutschland entnommen. Dabei wird zwischen den Sektoren Haushalte, Industrie, GHD und Transport, definiert im Klimaschutzgesetz (KSG), unterschieden. Zusätzlich wird der Strombedarf für die inländische Erzeugung von Wasserstoff und Power-to-X-Produkten im Sektor „PtX" analysiert.[1] Um eine Strombedarfsanalyse auf Landkreisebene für Baden-Württemberg durchzuführen, muss die Strombedarfsberechnung für Deutschland auf die Landkreise des Bundeslands Baden-Württemberg disaggregiert werden. Im nachfolgenden wird die Methodik zur Disaggregation des Strombedarfs erläutert. Dabei werden die oben aufgeführten Sektoren einzeln diskutiert.

2.1.2.1 Haushalte

Der steigende Strombedarf im Haushaltsektor ist maßgeblich auf den Zubau von Wärmepumpen zurückzuführen. Für die Strombedarfsanalyse wird eine gleichmäßige, regionenunabhängige Durchdringung der Technologie in allen Haushalten angenommen.

Der Strombedarf des Haushaltssektors der Jahre 2021 bis 2040 für ganz Deutschland wird aus den Ergebnissen der Transformationsszenarien entnommen. Die Disaggregation der Stromnachfrage der Haushaltssektors sowohl für das Startjahr 2021 als auch für alle nachfolgenden Jahre basiert auf der Bevölkerungsverteilung in den Landkreisen. Die Daten zur Bevölkerungsverteilung werden jährlich vom statistischen Bundesamt veröffentlicht [7].

2.1.2.2 Transport

Der steigende Strombedarf im Verkehrssektor ist zum einen auf die steigende Elektrifizierung im Personenverkehr über batterieelektrische Fahrzeuge und zum anderen auf die steigende Anzahl elektrischer Lastkraftwagen im Güterverkehr zurückzuführen. Die Strombedarfe sowie die Anzahl der Fahrzeuge für beide Bereiche werden den Ergebnissen der Transformationsszenarien für Deutschland entnommen.

Für die Disaggregation des Strombedarfs des Personenverkehrs werden zunächst die Anzahl der Fahrzeuge über die Bevölkerungsverteilung auf die Landkreise verteilt [7]. Dabei wird eine gleichmäßige Durchdringung angenommen.

Zusätzlich wird den einzelnen Landkreisen ein oder mehrere Regionstypen zugeordnet. Die Daten hierfür basieren auf den regionalstatischen Raumtypologien, wobei zwischen den folgenden Regionstypen unterschieden wird: Metropolregion, Regiopole und Großstädte, Mittelstädte (städtischer Raum einer Stadtregion), kleinstädtischer dörflicher Raum einer Stadtregion, zentrale Städte einer ländlichen Region, Mittelstädte (städtischer Raum), sowie kleinstädtischer und dörflicher Raum einer ländlichen Region. [8] Diesen Regionstypen wird dann ein entsprechendes Fahrprofil für PKWs zugeordnet, woraus sich ein regionstypenabhängiger Ladebedarf für BEVs ergibt [9].

Anschließend kann aus den Szenarien für Gesamtdeutschland, der Anzahl der Bevölkerung eines Landkreises, der Zuordnung des Regionstypen eines Landkreises sowie dem Ladebedarf der jeweiligen Regionstypen, der Gesamtstrombedarf für den Personenverkehr für jeden Landkreises ermittelt werden.

Der Gesamtstrombedarf des Güterverkehrssektors ergibt sich aus dem Energiesystemmodel REMod. Das Modell unterliegt dabei der Annahme, dass der Gütertransportbedarf in den Szenarien Basis und Elektrifizierung bis 2045 um ca. 14% zunimmt und im Szenario Effizienz auf dem Niveau wie im Jahr 2021 bleibt. Der Bedarf der zurückzulegenden Streckenkilometer ist daher annähernd als konstant angenommen.

Der modellierte gesamtdeutsche Strombedarf für den Güterverkehrssektor des jeweiligen Szenarios wird über die Anzahl der Angestellten auf die jeweiligen Landkreise disaggregiert. Dies geschieht unter der Annahme, dass in Landkreisen mit vielen Beschäftigten und folglich größerer Ansammlung an Unternehmen aus dem Industrie- und GHD-Sektor auch ein höheres Güteraufkommen und damit ein höherer Energiebedarf für den Transport einhergeht. Die Zuordnung der Anzahl der Angestellten auf die einzelnen Landkreise wird dem „DemandRegio"-Projekt entnommen. [10]

2.1.2.3 Industrie

Wie auch bei den Sektoren Haushalte und Transport wird der Strombedarf der Sektoren Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in den einzelnen Landkreisen aus den Transformationsszenarien für Gesamtdeutschland disaggregiert. Dabei wird in der Vorgehensweise unterschieden zwischen dem Ist-Zustand im Jahr 2021 und allen zukünftigen Jahren.

Um den Strombedarf von Industrie und Gewerbe für das Jahr 2021 auf Landkreisebene abzubilden, wird zunächst der ermittelte Strombedarf des Sektors Industrie auf die vom Statistischen Bundesamt definierten Wirtschaftszweige (WZ) verteilt. Der Industrie werden nach der Definition des Statistischen Bundesamts in der „Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ-2008)" die Abschnitte A bis C zugeordnet. Als Verteilschlüssel für den Strombedarf werden die Daten der „Umweltökonomischen Gesamtrechnung" (UGR) verwendet [11]. Diese geben unter anderem Aufschluss darüber in welchem WZ welche Mengen an Strom eingesetzt wurden. Anschließend wird der Strombedarf der einzelnen Wirtschaftszweige auf die Landkreise disaggregiert. Dafür wir die Verteilung der Mitarbeitenden nach Landkreisen und Wirtschaftszweigen aus dem „DemandRegio" Projekt verwendet [10]. Es ergibt sich der Strombedarf eines jeden Landkreises für den Sektor Industrie aufgeschlüsselt nach den einzelnen WZ.

Anschließend werden diese Daten mit den „Jahreserhebung ü. die Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitendem Gewerbe" (JEVI) harmonisiert [12]. Diese Datenquelle gibt Aufschluss darüber, wie hoch der Strombedarf aller Betriebe des verarbeitenden Gewerbes (Abschnitte A bis C, der Klassifikation der WZ)

eines jeden Landkreise im Jahr 2021 ist. Somit kann sichergestellt werden, dass der Ist-Zustand im Startjahr 2021 mit dem tatsächlichen Strombedarf übereinstimmt.

Der Strombedarf des Sektors Industrie für die Jahre 2025 bis 2040 wird den Transformationsszenarien für Gesamtdeutschland entnommen. Dabei zeigt sich, dass der Anstieg des Strombedarfs aus dem Sektor Industrie fast ausschließlich auf die Elektrifizierung der Prozesswärme zurückzuführen ist. Der Strombedarfsanstieg wird entsprechend der aktuell verwendeten Energiemengen der energetisch genutzten Energieträger (entspricht der Prozesswärme) den einzelnen Wirtschaftszweigen zugeordnet [13]. Neben der Nutzung von Strom zur Dekarbonisierung der Prozesswärme kommen jedoch auch Biomasse und Wasserstoff sowie eventuell auch Fernwärme und andere synthetische Energieträger zum Einsatz.

Dabei wird über drei zusätzliche Faktoren, dem Elektrifizierungsfaktor, dem Energiebedarfsfaktor und dem Elektrifizierungsgrad eine Gewichtung der einzelnen Wirtschaftszweige vorgenommen. Diese Faktoren sind ursprünglich aus Literaturdaten abgleitet, wurden im Rahmen der durchgeführten Workshops mit Industrieunternehmen (siehe Kapitel 3.2), basierend auf den dortigen Diskussionen entsprechen überarbeitet [1, 3, 9, 14, 15].

- Der **Elektrifizierungsfaktor** berücksichtigt, welcher Anteil der aktuell genutzten Prozesswärme elektrifiziert werden kann. Hierbei gehen unter anderem die in den einzelnen Wirtschaftszweigen verwendeten Temperaturniveaus der Prozesswärme ein, aber auch WZ-spezifische Elektrifizierungsprognosen.
- Der **Energiebedarfsfaktor** berücksichtigt das Energieeinsparpotential durch die Umstellung auf elektrische Prozesswärme. Dies betrifft insbesondere WZ mit geringen Temperaturniveaus der Prozesswärme, bei denen durch die Verwendung Wärmepumpen der Primärenergiebedarf (ohne Berücksichtigung der Umweltwärme) reduziert werden kann.
- Der **Elektrifizierungsgrad** beschreibt die zeitliche Entwicklung der Elektrifizierung eines WZ und kann eine langsamere/zügigere Elektrifizierung in bestimmten WZ berücksichtigen.

Nachdem die Strombedarfszuwächse den einzelnen WZ zugeordnet wurden, werden diese wie zuvor über die Anzahl der Mitarbeitenden nach in den jeweiligen WZ den Landkreisen zugeordnet [10]. Es ergibt sich eine Strombedarfsentwicklung des Sektors Industrie für jeden Landkreis, welche neben dem aktuellen Strombedarf auch den Strombedarfsanstieg abhängig von der Zusammensetzung und Größe der in einer Region vertretenden Wirtschaftszweige den WZ-spezifischen Elektrifizierungsprozessen ist.

2.1.2.4 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Vorgehensweise für Disaggregation des Strombedarfs für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen gleicht dem für den Sektor Industrie. Der einzige Unterschied ist, dass keine Daten für das Jahr 2021 zum Abgleich zur Verfügung standen. Entsprechend basiert der ermittelte Strombedarf für das Jahr 2021 in den einzelnen Landkreisen im Sektor GHD ausschließlich auf der oben beschriebenen Methodik. Für die Entwicklung des Strombedarfs aller Jahre nach 2021 wird genauso vorgegangen wie im vorherigen Abschnitt beschrieben. [1, 9, 10, 12, 15]

2.1.2.5 Power-to-X

Der Strombedarf für die nationale Produktion von Wasserstoff und Power-to-X-Produkten (PtX-Produkte: synthetische, klimaneutrale gasförmige oder flüssige Energieträger) für Deutschland wird ebenfalls den Transformationsszenarien für Gesamtdeutschland entnommen.

Für die Disaggregation auf Landkreisebene wird zunächst der errechnete Verbrauch der einzelnen Sektoren hinzugezogen. Hier zeigt sich beispielsweise für das Jahr 2040, dass 52 % des Wasserstoffbedarfs in der Industrie anfallen werden, 6 % im Verkehrssektor und etwa 38 % für die Stromerzeugung in H2-Kraftwerken benötigt wird. Entsprechend dieser Anteile in den jeweiligen Jahren wird der Strombedarf für die H2-

Produktion den Sektoren zugeordnet. Anschließend findet für jeden Sektor die Disaggregation der Strommenge auf die Landkreisebene statt.

Für den Sektor Industrie wird dazu eine Liste mit in Deutschland ansässigen Unternehmen und den prognostizierten H2-Bedarfen verwendet [16]. Entsprechend der Verortung der Unternehmen sowie den ermittelten H2-Bedarfen kann der Strombedarf auf die Landkreise verteilt werden.

Für den Verkehrssektor wird die Anzahl der Angestellten in den Landkreisen für die Disaggregation des Strombedarfs verwendet. Dies ist damit begründet, dass Wasserstoff im Verkehrssektor fast ausschließlich von Lastkraftwagen benötigt wird. H2-PKWs spielen eine untergeordnete Rolle in allen Szenarien. Der (Binnen-) Schiffsverkehrs, die Luftfahrtbranche sowie der ÖPNV haben verglichen mit den hohen H2-Bedarfen der anderen Sektoren, nur einen als sehr gering einzustufenden Einfluss auf die Lokalisierung von Elektrolyseuren. Entsprechend wurden diese Bereiche bei der Verteilung der Anlagen auf die NUTS-3 Regionen nicht berücksichtigt.

Der Wasserstoffbedarf für den Betrieb von H2-Kraftwerken, wird durch das Energiesystemmodell REMod ermittelt. Durch die Berücksichtigung des gesamten Energiesystems ist garantiert, dass die ermittelten Energiemengen den Bedarf des Gesamtsystems decken. Die Disaggregation des Wasserstoffbedarfs auf die NUTS-3 Regionen erfolgt anteilig der Leistungen aktueller Gas- und Kohlekraftwerke. Die Daten hierfür stammen aus dem Marktstammdatenregister [17]. Das Vorgehen ist mit der Annahme begründet, dass Gaskraftwerke an wichtigen Netzknotenpunkten mit der entsprechenden Infrastruktur errichtet sind und diese Standorte zukünftig durch H2-Kraftwerke ersetzt werden.

2.1.2.6 Heutiger Strombedarf in Baden-Württemberg entsprechend der Methodik

Abbildung 3 zeigt den heutigen Strombedarf entsprechend dem oben beschriebenen Vorgehen für die einzelnen Sektoren in den einzelnen Landkreisen. Die Farben der Landkreise und die Größe der Kreisdiagramme spiegeln die Höhe der Strombedarfe wider. Die Stromverbräuche bewegen sich in einer Spanne von 0,3 TWh (Baden-Baden Stadt) bis knapp 3,9 TWh im Ortenaukreis. Der Verbrauch der Stadt Stuttgart beträgt 3,8 TWh. Die Anteile der einzelnen Sektoren am Strombedarf lässt sich aus den Kreisdiagrammen ablesen. Haushalte, Industrie und GHD haben unterschiedliche Anteile an der Gesamtnachfrage je nach Landkreis. Der Stromverbrauch für den Verkehr spielt aktuell noch eine sehr geringe Rolle. Der Anteil der Industrie ist in den Landkreisen sehr unterschiedlich: Von 15 % in Baden-Baden Stadt bis 68% im Alb-Donau-Kreis. Ein hoher Anteil für Industriestrombedarf bedeutet nicht in jedem Fall einen im Zusammenhang mit einem hohen Stromverbrauch im Landkreis.

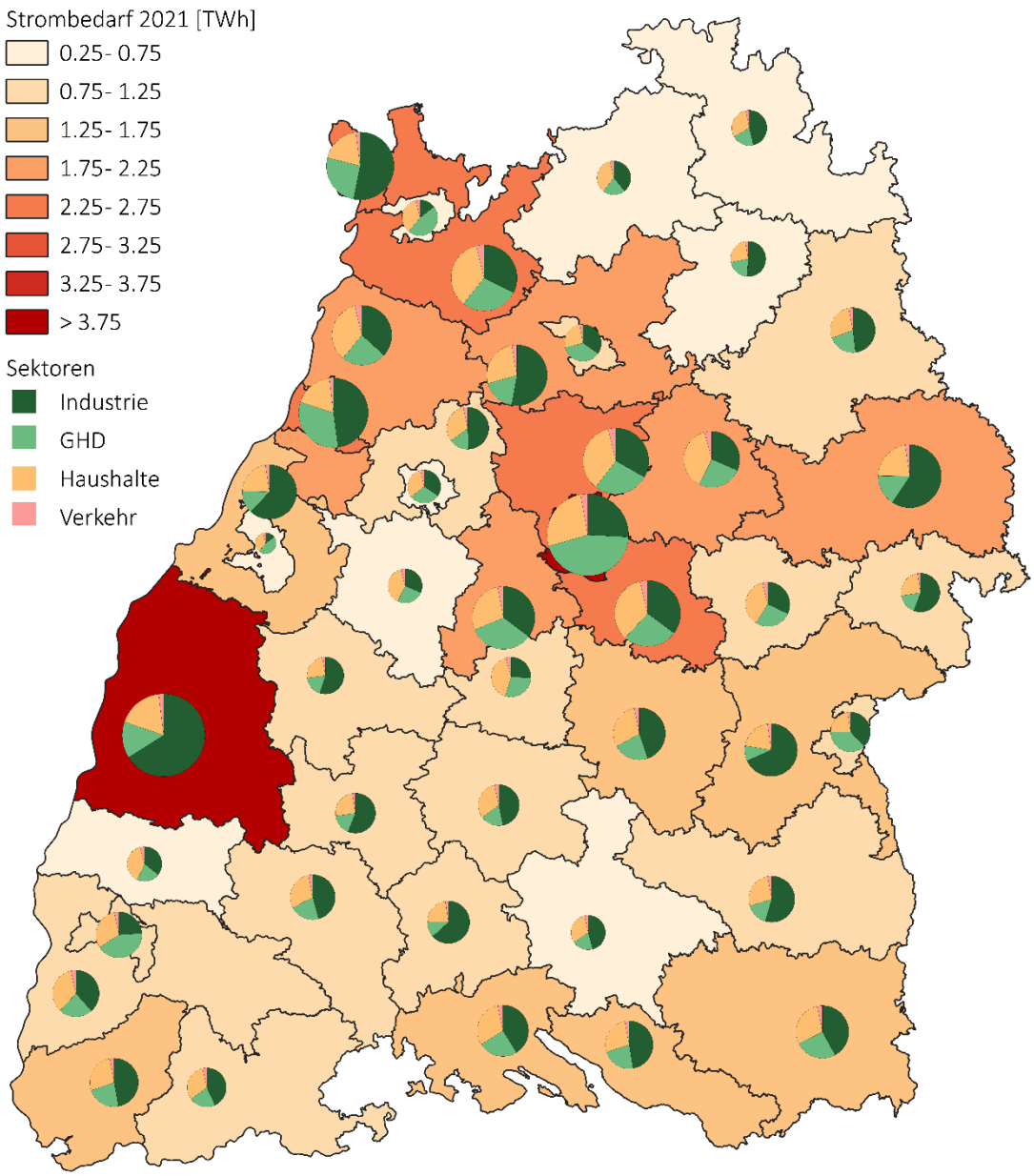


Abbildung 3: Strombedarf im Jahr 2021 nach Sektoren im Bundesland Baden-Württemberg

2.2 Workshops mit der Industrie und Unternehmen

Im Rahmen der Studie wurden zwei Workshops mit Vertreterinnen und Vertretern der Industrie und Energiebranche durchgeführt. Ziel der Workshops war die Beteiligung der Industrieunternehmen an der Erstellung der Studie durch Diskussion zu Methodik und Ergebnissen. Am ersten Workshop am 23.10.2023 in Stuttgart nahmen rund 40 Personen teil, davon Mitglieder der IHKs und Vertreterinnen und Vertretern von 29 ausgewählten Industrieunternehmen, Energieversorgern und Netzbetreibern. Die Methodik der Disaggregation des Strombedarfs sowie der Potenzialanalysen für PV-Freiflächenanlagen wurden vorgestellt und erste Ergebnisse präsentiert. Anschließend wurden in drei Kleingruppen die heutigen und zukünftigen Energiebedarfe von teilnehmenden Unternehmen sowie Dekarbonisierungsziele diskutiert. Die Ergebnisse der Diskussion flossen in die Verfeinerung der Methodik und der Ergebnisse ein. Beispielsweise wurde im Nachgang des ersten Workshops ein Datenabgleich der Verbrauchsdaten für 2040 mit den Prognosen eines Netzbetreibers durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass weitestgehend Übereinstimmung besteht. Des

Weiteren wurde die Verlässlichkeit der Daten von Destatis diskutiert, an der Methodik allerdings festgehalten, da dies die beste verfügbare Datengrundlage darstellt.

Zusätzlich wurden die Möglichkeiten der Elektrifizierung verschiedener Prozesswärmeanwendungen in den unterschiedlichen Wirtschaftsbranchen mit den Teilnehmenden diskutiert. Die Ergebnisse dieser Diskussionen sind dann in Form von angepassten Elektrifizierungsfaktoren in die Disaggregationsmethodik eingeflossen. Im Allgemeinen berichteten die Unternehmen, dass für viele Anwendungsbereiche die Technologien zu Elektrifizierung der Prozesse bereits verfügbar sind. Jedoch ist die Umsetzbarkeit dessen stark an die Wirtschaftlichkeit eines solchen Investments gekoppelt. Die Wirtschaftlichkeit hängt wiederum von den Strompreisen ab, welche für viele Teilnehmenden mit hohen Unsicherheiten verbunden sind. Weitere Punkte, die den TeilnehmerInnen der Workshops wichtig waren, sind in der Diskussion der Ergebnisse dieses Berichts aufgenommen. Beispielsweise wurde mehrfach genannt, dass die erzeugten EE-Strommengen möglicherweise bilanziell den Verbrauch decken könnten, aber zusätzlich ja noch die Gleichzeitigkeit berücksichtigt werden sollte. Auch wurde von vielen Teilnehmenden betont, dass Elektrifizierungsmaßnahmen zwar für das Gesamtsystem eine sinnvolle Option sein können, aber für die Unternehmen die Wirtschaftlichkeit oft nicht gegeben ist.

Der zweite Workshop am 5.12.2023 fand online mit einem ähnlichen Teilnehmerkreis wie beim ersten Workshop statt. Der Schwerpunkt lag diesmal auf der Diskussion der vorläufigen Ergebnisse. Des Weiteren wurden Hemmnisse und Treiber für die Dekarbonisierung diskutiert. Die Teilnehmenden zeigten sich mit der gewählten Methodik und den Ergebnissen zufrieden, betonten jedoch weiterhin die im ersten Workshop diskutierten Punkte der Wirtschaftlichkeit. Auch wurde divers diskutiert, was Treiber für die Nutzung erneuerbarer Energien sein könnten, wie beispielsweise stärkere Vorgaben vom Staat bei gleichzeitiger Förderung, schnellere Genehmigungsverfahren und mehr Unterstützung bei der Umsetzung erneuerbarer Energieprojekte. Die Ergebnisse dieser Diskussionen flossen in die Handlungsempfehlungen dieses Berichts ein. Eine Liste der vertretenen Unternehmen findet sich in Anhang 7.3 dieses Berichts.

2.3 Strombedarfsentwicklung bis 2040

Ausgehend vom heutigen Strombedarf wird im Folgenden die Entwicklung des Strombedarfs bis zum Jahr 2040 in Baden-Württemberg analysiert. Abbildung 4 zeigt die Entwicklung des Strombedarfs für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2040, aufgeteilt nach den Sektoren Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD), Haushalte, Verkehr und Power-to-X (PtX, vorwiegend Stromumwandlung in Elektrolyseanalagen). In allen drei Szenarien ist eine erhebliche Zunahme des Strombedarfs im Land Baden-Württemberg berechnet. Ausgehend vom Startjahr 2021 mit einem Strombedarf von etwa 63 TWh steigt dieser in allen Szenarien stark an. Im Jahre 2040 liegt der ermittelte Strombedarf des Landes Baden-Württemberg zwischen 108 TWh im Effizienzszenario, 144 TWh im Basisszenario und 161 TWh im Elektrifizierungsszenario. Im Basisszenario entspricht dies einem Gesamtzuwachs der Stromnachfrage von 147 %.

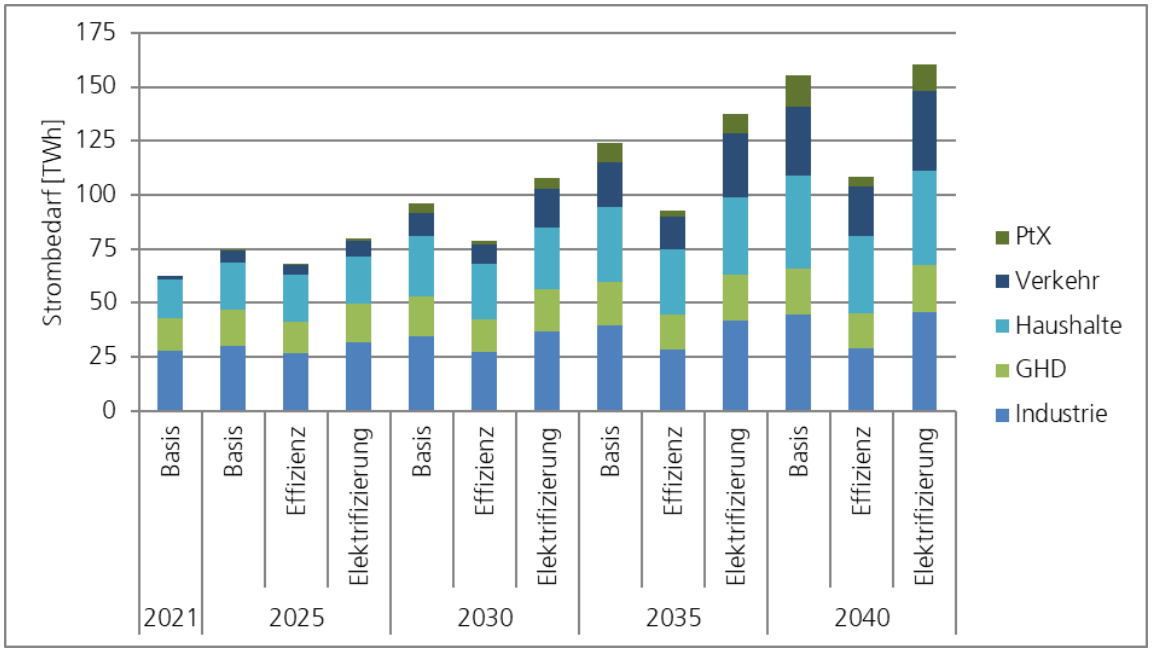


Abbildung 4: Prognostizierter Strombedarf von 2021 bis 2040 in Baden-Württemberg für die drei Szenarien Basis, Effizienz und Elektrifizierung

Dabei steigt der Strombedarf im Sektor Industrie von 28 TWh um 60 % auf 44 TWh, was insbesondere auf die Elektrifizierung der Prozesswärme zurückzuführen ist. Im GHD-Sektor steigt der Strombedarf von 16 TWh auf 21 TWh, was einem Anstieg von etwa 38 % entspricht. Im Sektor Haushalte steigt der Strombedarf von 18 TWh im Jahr 2021 auf 43 TWh im Jahr 2040. Dieser enorme Anstieg von 145 % lässt sich durch die starke Elektrifizierung in Bereich der Raumwärme und Warmwasser zurückführen. Auch im Verkehrssektor steigt die Stromnachfrage stark an. Von etwa 2 TWh im Jahre 2021 auf etwa 32 TWh im Jahre 2040. Dieser enorme Anstieg des Strombedarfs ist auf die weite Verbreitung von batterieelektrischen PKWs und LKWs zurückzuführen. Zusätzlich dazu wird für das Jahr 2040 im Basisszenario ein Strombedarf für die Wasserstoffproduktion von 14 TWh für das Land Baden-Württemberg prognostiziert. Wie in Kapitel 2.1.2.5 beschrieben basiert der prognostizierte Strombedarf für die Wasserstoff- und PtX-Produktion auf dem erwartetem Wasserstoffbedarf eines Landkreises bzw. des Landes Baden-Württemberg. Dies bedeutet nicht zwangsläufig, dass der gesamte Bedarf ausschließlich durch eine Produktion im jeweiligen Landkreis bzw. im Land Baden-Württemberg bereitgestellt werden muss.

In Abbildung 5 ist der Strombedarf im Basisszenario für das Jahr 2040 auf Landkreisebene dargestellt. Hier ist der Strombedarf für PtX nicht inkludiert. In der darauffolgenden Abbildung 6 ist dann die prozentuale Entwicklung des Strombedarfs in den einzelnen Szenarien im Vergleich zu 2021 dargestellt. Diese Abbildung zeigt, dass alle Regionen mit einem signifikanten Anstieg des Strombedarfs rechnen müssen. Der

Strombedarf der einzelnen Landkreise unterscheidet sich mit Werten zwischen 0.7 und rund 8 TWh deutlich. Der prozentuale Anstieg des Strombedarfs bewegt sich dabei zwischen +130 % und +270 %. In Anhang 7.4 dieser Studie, ist der Strombedarf des Basisszenarios für alle betrachteten Jahre nach den jeweiligen Branchen aufgeschlüsselt aufgeführt.

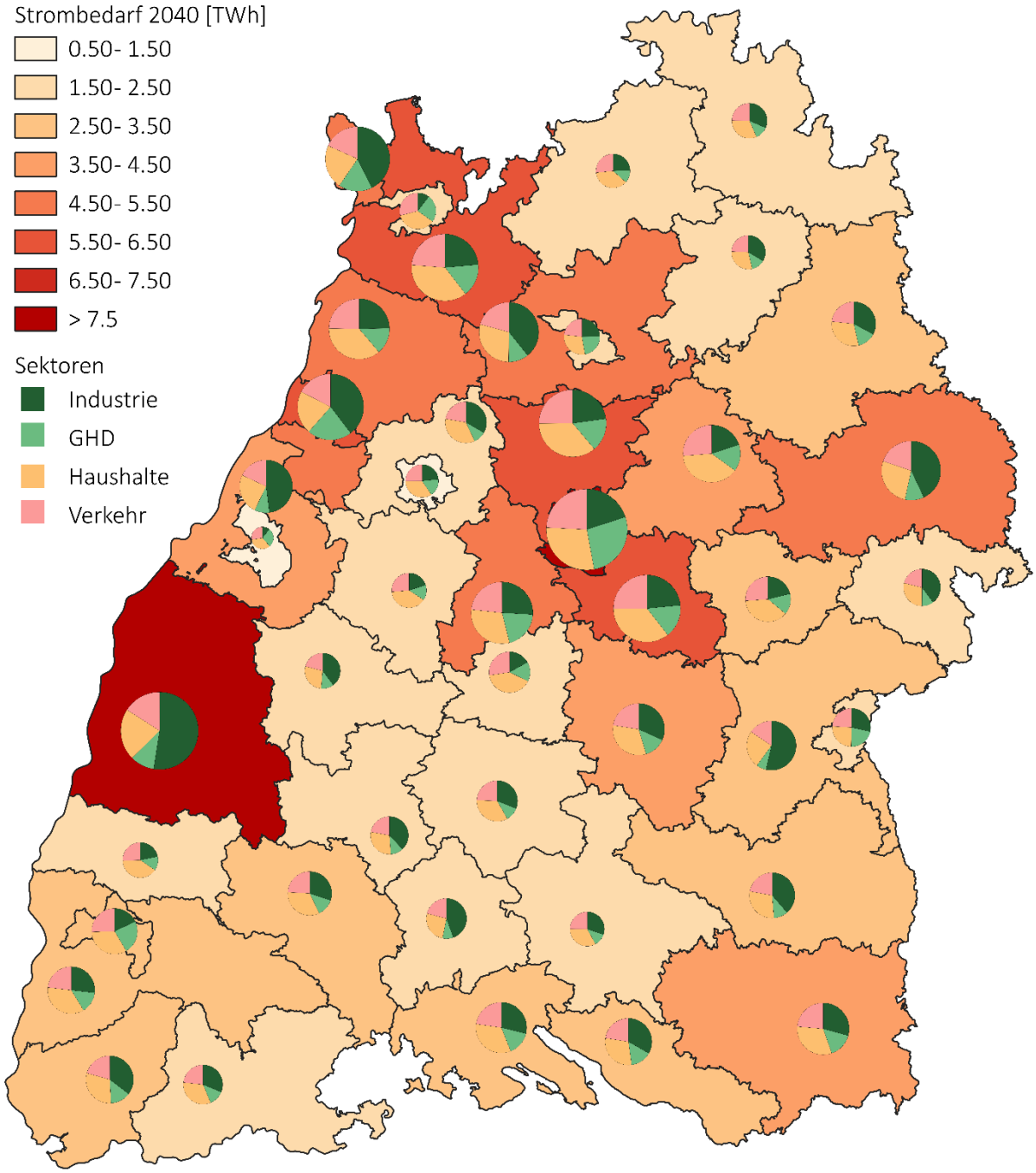


Abbildung 5: Strombedarf im Jahr 2040 nach Sektoren im Bundesland Baden-Württemberg für das Basisszenario ohne den Sektor PtX

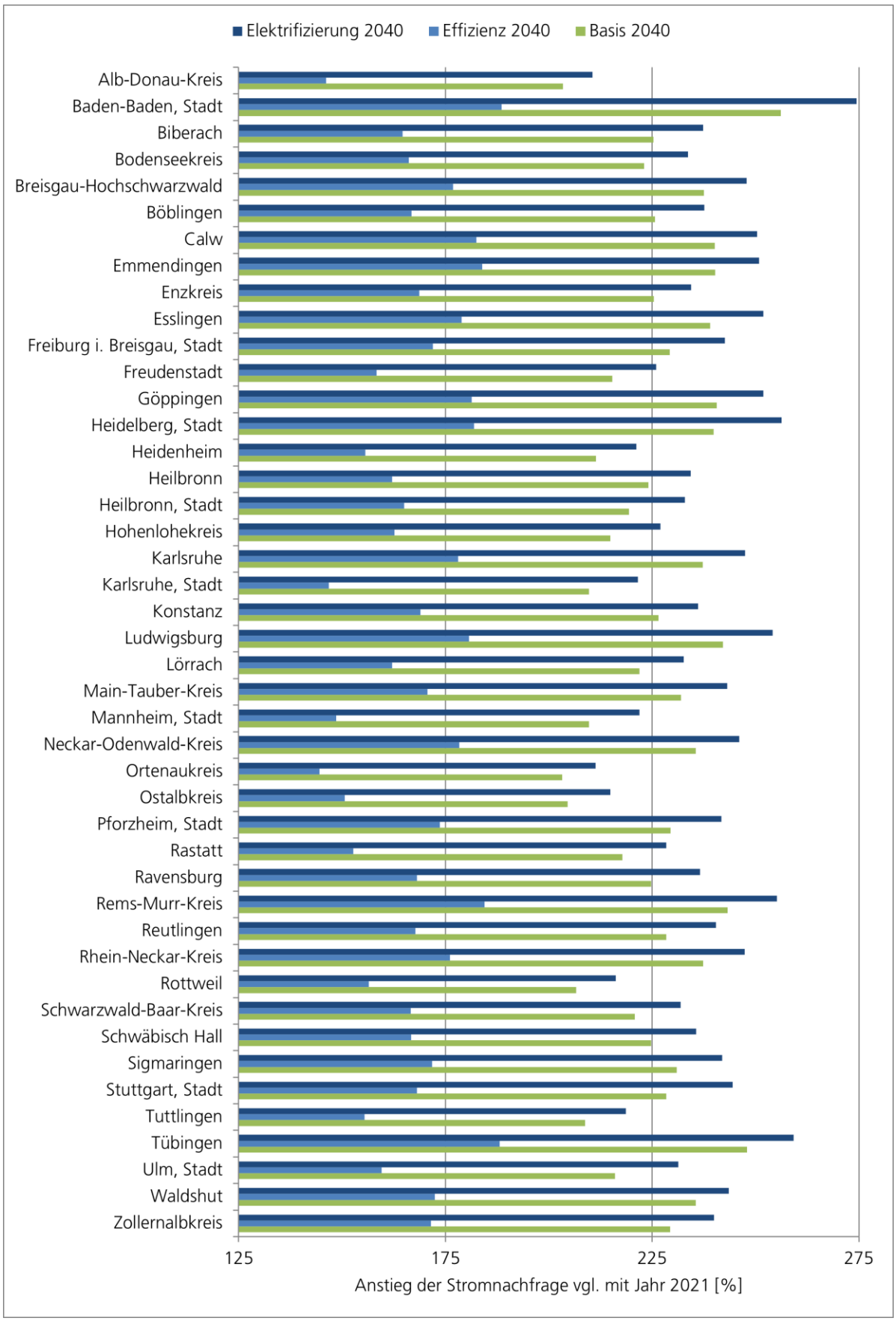


Abbildung 6: Prozentualer Anstieg der Stromnachfrage nach Landkreisen im Vergleich zum Jahr 2021 für die Szenarien Basis, Effizienz und Elektrifizierung (ohne PtX)

In städtischen Landkreisen mit einer hohen Bevölkerungszahl und Bevölkerungsdichte wie beispielsweise der Landkreis Stuttgart ist dieser Anstieg des Strombedarfs mit den hohen Einwohnerzahlen und dem damit einhergehenden zusätzlichen Elektrifizierungsbedarf in der Raumwärme begründet. Darüber hinaus geht mit hohen Bevölkerungszahlen durch die Verbreitung von Elektrofahrzeugen auch ein entsprechend hoher Strombedarfsanstieg im Transportsektor einher. Für die Stadt Stuttgart ist mit einem Strombedarfsanstieg im Haushaltssektor von 1,0 TWh bis 1,5 TWh und im Transportsektor mit einem Strombedarfsanstieg von 1,4 TWh bis 2,4 TWh zu rechnen. Zusätzlich sind in der Region Stuttgart viele Unternehmen vor allem aus dem Fahrzeugbau und der energieintensiven Grundstoffchemie verortet. Insbesondere in der Grundstoffchemie ist mit stark steigendem Strombedarf zurechnen. Entsprechend wird für den Sektor Industrie in der Region Stuttgart ein Strombedarfsanstieg um bis zu 81 % erwartet. Insgesamt kann für den Landkreis Stuttgart mit einem Strombedarfsanstieg von 2,6 bis 5,8 TWh erwartet werden, was einem Anstieg um 70 % bis etwa 150 % entspricht. Verallgemeinert ist erkennbar, dass Landkreise mit einem hohen Bevölkerungsanteil, in denen folglich der Strombedarf des Haushaltssektors einen großen Anteil am Gesamtstrombedarf hat, Strombedarfsanstiege von 70 % bis über 175 % gerechnet werden muss (im Basisszenario, siehe Abbildung). Am stärksten ist dieser Effekt in der Region Baden-Baden erkennbar. Hier ist der Anteil des Industrie-Sektors am Strombedarf im Jahre 2021 verglichen mit anderen Landkreisen sehr gering. Da die relativen Strombedarfsanstiege im Haushalts- und Verkehrssektor größer ausfallen als die in der Industrie, ist mit einem Anstieg des Strombedarfs in der Region Baden-Baden auf 180 % bis 275 % je nach Szenario zu rechnen (siehe Abbildung 6).

Ein Beispiel für einen Landkreis mit einem hohen Anteil energieintensiver Industrie ist der Ortenaukreis. Die Region weist bereits einen hohen Strombedarf für das Jahr 2021 auf, welcher zu über 60 % der Industrie zugeordnet werden kann. Der Grund hierfür liegt in den verorteten energieintensiven Branchen. Im Landkreis Ortenau sind neben dem Papiergewerbe auch Unternehmen aus den Branchen Grundstoffchemie sowie der Metallindustrie angesiedelt. Für den Ortenaukreis bedeutet dies eine Strombedarfsanstieg um 2,1 bis 5,1 TWh im Jahr 2040, von dem der Großteil von bis zu 1,6 TWh auf den Sektor Industrie zurückzuführen sind. Die Sektoren Haushalte und Transport liegen mit Strombedarfsanstiegen von 1 TWh und 1,1 TWh darunter. Insgesamt bedeutet dies eine Strombedarfsanstieg für den Landkreis Ortenau je nach Szenario von 45 % und 111 % (siehe Abbildung 6). Verallgemeinert ist erkennbar, dass in Landkreisen, in denen die Stromnachfrage durch den Industriesektor dominiert wird, Strombedarfssteigerungen von 80 % bis 115 % erwartet werden können

In Abbildung 7 ist der Strombedarf von Industriebranchen und dem GHD-Sektor des Landes Baden-Württemberg für das Basisszenario nach Wirtschaftsbranchen aufgeschlüsselt. Es ist erkennbar, dass der Sektor GHD sowohl im Jahr 2021 mit 16 TWh als auch im Jahr 2040 mit 21 TWh den größten Anteil am Strombedarf der aufgeführten Branchen hat. Dennoch ist der Anstieg mit etwa 38 % moderat. Das liegt daran, dass bereits viele Prozesse im Sektor GHD elektrifiziert sind und vergleichsweise wenig Prozesswärme benötigt wird und somit heutige Erdgasverbräuche zur Wärmeerzeugung geringer sind. Da jedoch nach dem Klimaschutzgesetz der Raumwärme und Warmwasserbedarf für die Gebäude in den Sektor miteinberechnet werden, entsteht insbesondere hieraus der Strombedarfsanstieg von 5,8 TWh (im Basisszenario) in diesem Sektor.

Auch wenn in den einzelnen Branchen der Industrie der Strombedarf geringer ist als im GHD-Sektor, sind die Strombedarfssteigerung in den Industriebranchen deutlich höher. Das ist damit begründet, dass in vielen Industrien große Energiemengen in der Prozesswärme aufgebracht werden. Hier muss zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2040 eine starke Elektrifizierung der Prozesse stattfinden. Einen besonders starken Anstieg der Stromnachfrage in Baden-Württemberg verzeichnen die Branchen Papiergewerbe mit 2,2 TWh (+58 %), Grundstoffchemie und sonstige chemische Industrie mit 4,5 TWh und 1,3 TWh (+90 %) sowie Glas, Keramik und Zement mit einem Zuwachs von 1,3 TWh (+109 %). Auch in der Metallindustrie in Baden-Württemberg ist mit einem Anstieg des Strombedarfs von 2,5 TWh zu rechnen. Anteilig ist dieser Anstieg mit +46 % jedoch geringer als im Vergleich zur Metallindustrie ganz Deutschland. Der Grund hierfür

liegt darin, dass die Stahlindustrie von Baden-Württemberg weitestgehend auf die energieintensive Hochofentechnologie verzichtet, weshalb das Elektrifizierungspotential in dieser Branche geringer ist als im bundesweiten Durchschnitt.

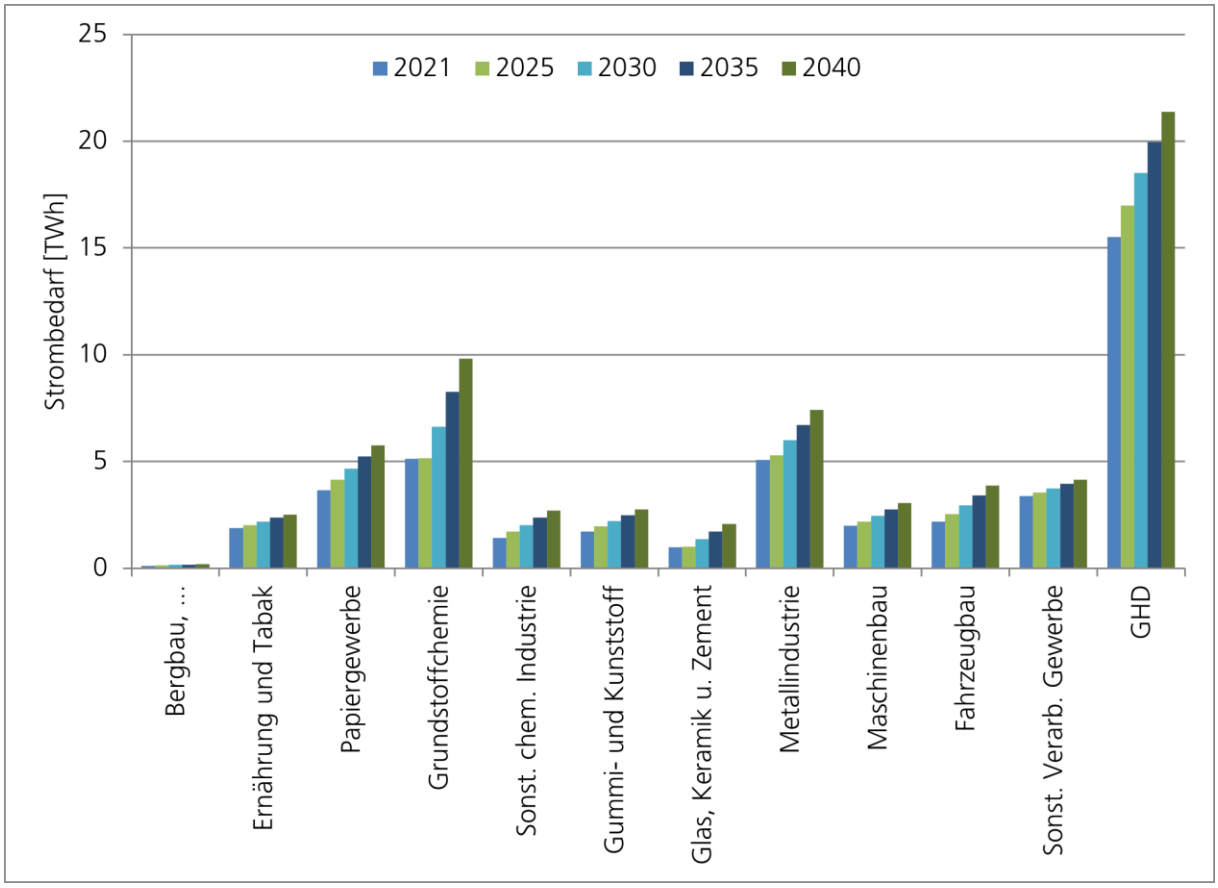


Abbildung 7: Strombedarfsentwicklung nach Branchen für die Sektoren Industrie und GHD im Basisszenario für das Land Baden-Württemberg

In Abbildung 8 ist der Wasserstoffbedarf ausschließlich aus nationaler Produktion aller Landkreise in Baden-Württemberg dargestellt. Entscheidend ist, dass dies nicht den gesamten Wasserstoffbedarf der jeweiligen Region darstellt, sondern nur den Anteil des H2-Bedarfs, der über die inländische Produktion gedeckt werden muss. Die Produktion muss entsprechend nicht in dem Landkreis verortet sein, in der der Wasserstoffbedarf festgesellt wurde, sondern kann auch aus anderen Landkreisen bezogen werden. Zusätzlich zu dem auf nationaler Ebene erzeugten Wasserstoff wurde eine Importmenge von 130 TWh Wasserstoff für ganz Deutschland angenommen.

Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, wird in allen Landkreisen des Landes Baden-Württemberg ein Wasserstoffbedarf festgestellt. Wie in Kapitel 2.1.2.5 erläutert wurde, sind die Bedarfe in den Landkreisen anhand der Verbräuche in den verschiedenen Sektoren disaggregiert worden. Als Beispiel ist der hohe Wasserstoffbedarf im Alb-Donaukreis hauptsächlich auf die dort verortete Industrie zurückzuführen. So sind in diesem Landkreis mehrere Unternehmen aus den Branchen Glas, Keramik und Zement als auch aus der Papierindustrie ansässig. In beiden Branchen wird zukünftig von einem wachsenden Bedarf an Wasserstoff ausgegangen. In der Stadt Karlsruhe ist der auffällig hohe Wasserstoffbedarf auf die ansässigen Industrieunternehmen und auf die vorhandenen Kraftwerke zurückzuführen. So sind hier energieintensive Unternehmen insbesondere aus der Grundstoffchemie, speziell aus dem Bereich der Raffinerien verortet. In diesen Branchen ist zukünftig ebenfalls von einem hohen Bedarf an Wasserstoff, auch für die stoffliche Nutzung, auszugehen. Im Bereich der Stromerzeugung sind in der Stadt Karlsruhe Erdgas- und kohlebetriebene Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von über 1,5 Gigawatt verortet. Wie in Kapitel 2.1.2.5 erläutert, werden zukünftige Wasserstoffkraftwerke, unter Anderem, anhand der heutigen Verteilung von Gas- und Kohlekraftwerken disaggregiert, da so an wichtigen und netzdienlichen Knotenpunkten eingespeist werden

kann. Entsprechend trägt dies ebenfalls zu dem zukünftig hohen Wasserstoffbedarf in dem Stadtkreis Karlsruhe (Stadt) bei.

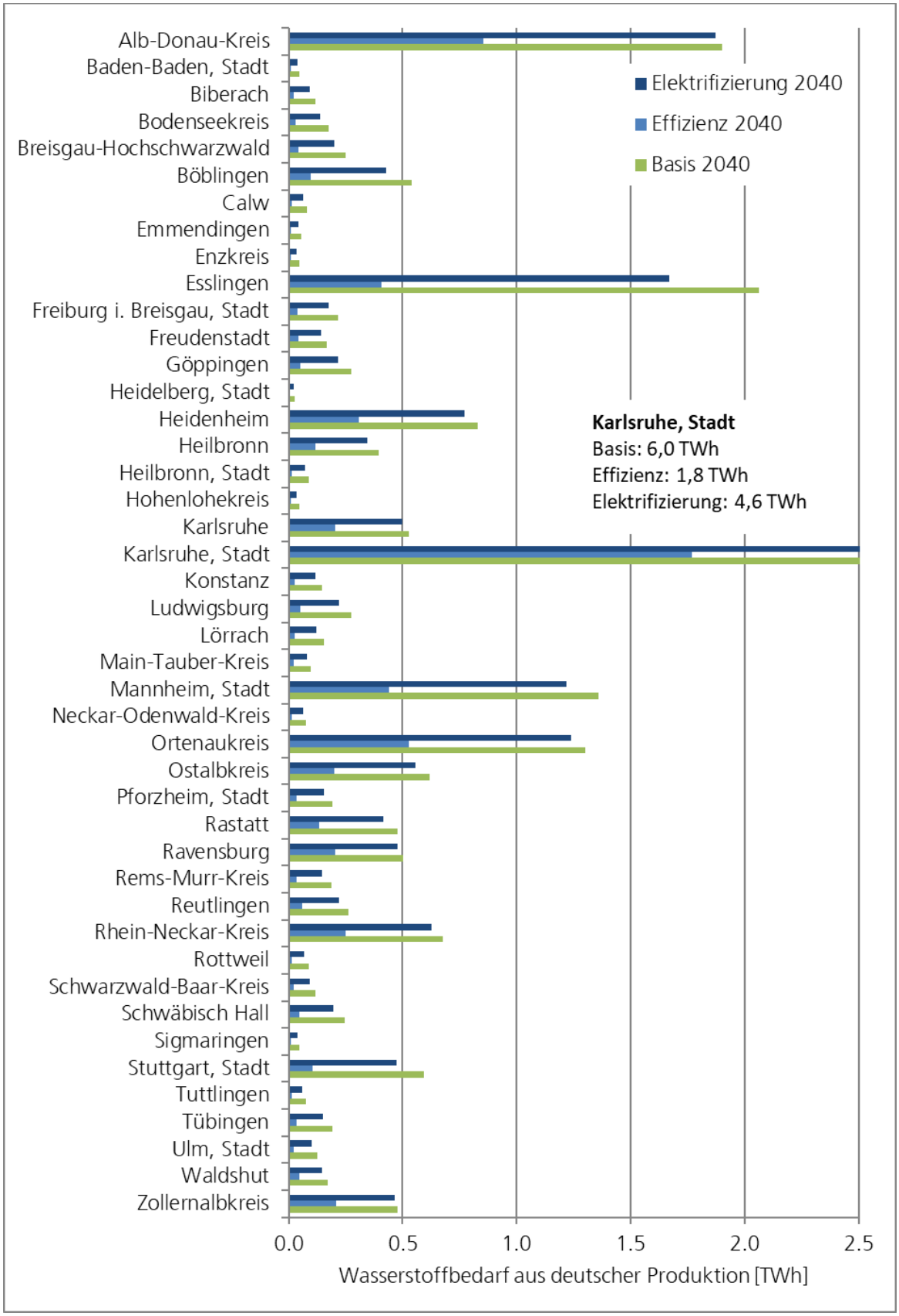


Abbildung 8: Bedarfsentwicklung für den Sektor PtX nach Landkreisen für die Szenarien Basis, Effizienz und Elektrifizierung

3 Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg

Im Folgenden werden die Potentiale erneuerbarer Energien für jeden der 44 Land- und Stadtkreise in Baden-Württemberg quantifiziert. Hierzu wurde der Energieatlas Baden-Württemberg ausgewertet, der auf umfangreichen Arbeiten beruht, die im Rahmen der vorliegenden Studie nicht leistbar gewesen wären [18]. Dies hat den Vorteil, dass die Ergebnisse konsistent mit anderen Untersuchungen sind, die Datenbasis öffentlich zugänglich und nachvollziehbar ist und die Ergebnisse anschlussfähig zu weiteren Untersuchungen sind. Zuerst wird aber der Potenzialbegriff erläutert, bevor die Ergebnisse vorgestellt werden.

3.1 Aktueller Stand

Im Oktober 2023 waren in Baden-Württemberg erneuerbare Energien zur Stromerzeugung mit einer Leistung von rund 13.300 MW installiert. Der größte Anteil davon waren PV-Aufdachanlagen mit 65 % der installierten Leistung. Der Anteil der Windenergie betrug 14 %, PV-Freiflächenanlagen, Wasserkraft und Biomasse jeweils 7 %. Die erzeugte Strommenge aus erneuerbaren Energien betrug im Jahr 2021 18,4 TWh. Davon wurde die Hälfte aus Photovoltaik (Dach- und Freiflächenanlagen) und Windenergie bereitgestellt, die andere Hälfte durch Biomasse und Wasserkraft.

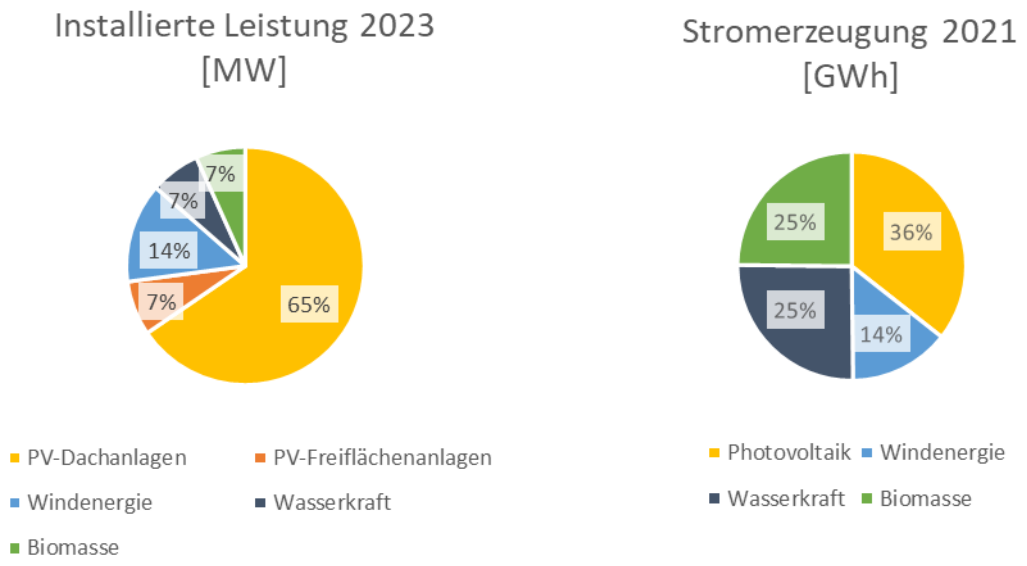


Abbildung 9: Anteile Erneuerbarer Energien an der installierten Leistung und Anteile an der erneuerbaren Stromerzeugung in Baden-Württemberg

Abbildung 10 zeigt die Verteilung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg auf Landkreisebene. Der Landkreis Schwäbisch Hall hat mit 830 MW die größte installierte Gesamtleistung. Danach folgen Ostalbkreis und Ortenaukreis mit 611 bzw. 601 MW installierter Leistung. In vielen Landkreisen stellen PV-Aufdachanlagen den größten Anteil an der installierten Leistung. Den höchsten Anteil haben PV-Aufdachanlagen in Böblingen mit 94%, dicht gefolgt von Stadt Karlsruhe, Landkreis Karlsruhe, Esslingen und dem Bodenseekreis. PV-Freiflächenanlagen haben die höchsten Anteile im Alb-Donau-Kreis mit 21 %, im Neckar-Odenwald-Kreis und Konstanz mit jeweils 15 %. In den nordöstlichen Landkreisen hat Windenergie einen starken Anteil. Dies gilt vor allem für den Main-Tauber-Kreis mit 47 % Windenergieanteil, Heidenheim mit 40 %, Göppingen mit 38 %, Schwäbisch Hall mit 36 % und Ostalbkreis mit 33 %. Wasserkraft hat große Anteil in Rastatt mit 51% sowie im Südwesten in den Landkreisen Waldshut mit 49 % und Lörrach mit 47 %. Biomasse stellt vor allem in Mannheim mit 38 % und Pforzheim mit 29 % einen großen Anteil der installierten Leistung.

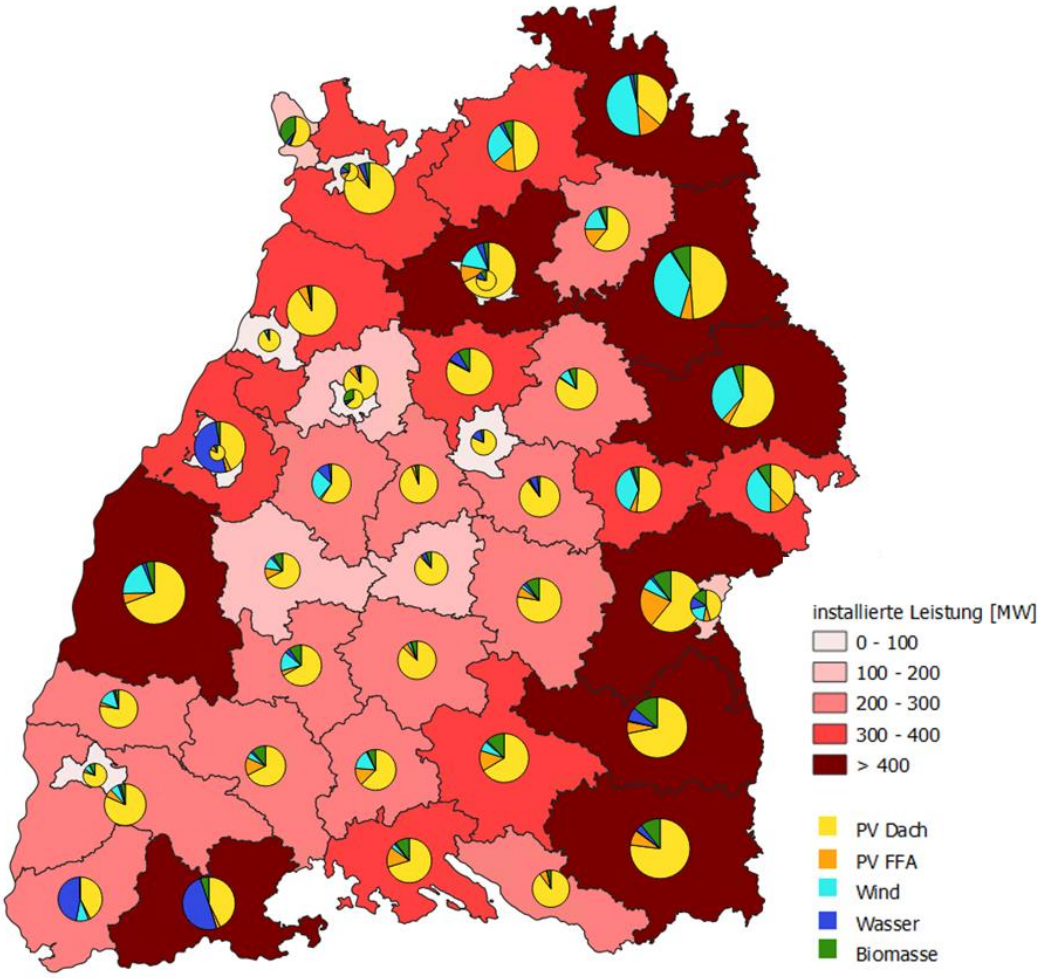


Abbildung 10: Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg nach Land- und Stadtkreisen

3.2 Potenzialbegriff

Die Bedeutung von Potenzialen fossiler und erneuerbarer Energien unterscheiden sich grundsätzlich. Bei fossilen Energien handelt es sich um Energie, die über sehr lange Zeit in Form von Kohlenstoffen gespeichert ist. Fossile Energiepotenziale sind somit die bekannte oder vermutete Menge an Kohle, Erdöl oder Erdgas, die in der Erde gelagert ist. Dabei wird unterschieden in sicher gewinnbare Reserven und in geschätzte, zusätzlich gewinnbare Ressourcen [19].

Erneuerbare Energien sind in menschlichen Maßstäben unbegrenzt verfügbar. Die Sonne scheint seit etwa 4,5 Milliarden Jahre und wird dies noch mindestens 5 Milliarden Jahre weiter tun [20]. Bei der Nutzung erneuerbarer Energien werden nicht begrenzte Energievorräte wie bei den fossilen Energien aufgebraucht, sondern ein Teil des Energiestroms von der Sonne, der die Erde kontinuierlich erreicht, wird in nutzbare Energie umgewandelt.

Die Menge an Solarenergie, die jährlich auf die Erdoberfläche trifft, ist sehr groß. Sie wird fast vollständig in Wärme umgewandelt und wieder an den Weltraum abgegeben. In Baden-Württemberg treffen pro Quadratmeter Bodenfläche pro Jahr etwa 1.200 kWh Solarenergie auf. Für ganz Baden-Württemberg entspricht dies einer Energiemenge von etwa 43.000 TWh pro Jahr. Im Jahr 2021 betrugt der gesamte Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg 1.314 PJ/a, was 365 TWh/a entspricht. Somit betrug die auf die Grundfläche von Baden-Württemberg fallende Solarenergiemenge das 118-fache des Primärenergieverbrauchs und bezogen auf den Strombedarf von 67,6 TWh/a das 635-fache [21]. Um so viel Solarstrom pro

Jahr zu erzeugen, wie in Baden-Württemberg im Jahr 2021 verbraucht wurde, müssten bei einem PV-Modulwirkungsgrad von 22 % somit nur etwa 0,8 % der Landesfläche mit Photovoltaikanlagen bedeckt werden. Das große Potenzial der erneuerbaren Energien reicht somit auch aus, um das stark industrialisierte Baden-Württemberg mit Energie zu versorgen.

Erneuerbare Energien-Potenziale geben an, wie viel Energie pro Zeitraum in einer geografisch abgegrenzten Region von erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt werden kann. Typischerweise werden die Angaben pro Jahr gemacht, da so die saisonalen Schwankungen berücksichtigt sind. Es können aber auch andere Zeiträume betrachtet werden. Im Wesentlichen besteht die Ermittlung der erneuerbaren Energien-Potenziale aus zwei Komponenten. Einerseits aus der Ermittlung des Energieangebots pro Flächeneinheit z.B. in Form der Menge an Solarstrahlung, der Bewegungsenergie des Windes oder der jährlichen Niederschlagsmenge, die prinzipiell in Wasserkraft umgewandelt werden könnte. Andererseits sind die tatsächlich verfügbaren Flächen zur Installation von Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien zu ermitteln.

Vor diesem Hintergrund lassen sich folgende Potenzialbegriffe unterscheiden.

Theoretisches Potenzial:	Auf die Gesamtfläche von Baden-Württemberg auftreffende Solarenergie, vorhandene Windenergie, Wasserkraft, Geothermie und maximal verfügbare Biomasse.
Technisches Potenzial:	Solar- und Windpotenziale auf Flächen, die hierfür prinzipiell zur Verfügung stehen. Das technische Potenzial ist wesentlich kleiner als das theoretisch verfügbare Potenzial, da nur ein geringer Teil der Flächen zur Verfügung steht. Flächenkonkurrenzen und Wirtschaftlichkeit sind nicht berücksichtigt. Biomasse-Potenziale umfassen die Biomasse, die für die energetische Nutzung erschließbar ist.
Vermutlich erschließbares Potenzial:	Erneuerbare Energien-Potenziale auf Flächen, deren Erschließung als möglich angesehen wird. Da es sich teilweise um „weiche" Einschränkungen handelt, z.B. was die Akzeptanz von Erneuerbare Energien-Anlagen angeht, weist dieses Potenzial eine größere Unsicherheit auf und kann sich bei veränderten Rahmenbedingungen wie z.B. Unsicherheit bei der Energieversorgung, Energiekostensteigerung, Notwendigkeit der CO_2-Reduktion aufgrund des Klimawandels, Änderung der regulativen Bedingungen, deutlich ändern.
Aktuell wirtschaftliches Potenzial:	Anteil des technischen Potenzials, der sich wirtschaftlich erschließen lässt. Das wirtschaftliche Potenzial hängt sowohl von den Kosten für die Anlagen der erneuerbaren Energien als auch von den Kosten der nicht-erneuerbaren Alternativen ab. Beide können sich schnell und deutlich ändern, so dass das wirtschaftliche Potenzial immer nur unter aktuellen Rahmenbedingungen ermittelt werden kann. Für die Zukunft sind Annahmen zu treffen, die eine große Unsicherheit aufweisen können, so dass auch das entsprechend ermittelte wirtschaftliche Potenzial eine große Unsicherheit aufweist.

Die Potenzialarten sind in Abbildung 11 im Überblick dargestellt.

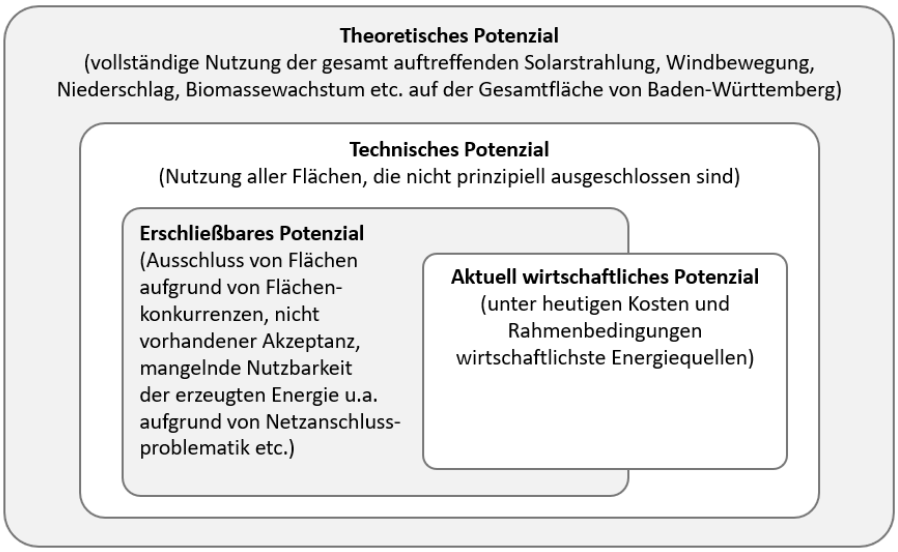


Abbildung 11: Übersicht über die verschiedenen Potenzial-Typen (eigene Darstellung)

3.3 PV-Potenziale auf Gebäudedächern

3.3.1 Datengrundlagen und Methodik

Zur Bestimmung des PV-Potenzials auf Gebäudedächern wurden im Energieatlas hochauflösende Laserscan-daten für alle Gebäude in Baden-Württemberg ausgewertet. Für jedes Dach wurden die Dachneigung, Dachausrichtung und Dachflächengröße ermittelt. Für die Einstrahlungsanalyse sowie Verschattungsanalyse wurde ein 10-jähriges Mittel der Globalstrahlung von 2007 bis 2016 verwendet und damit die potenziell installierbare PV-Leistung und die zugehörigen PV-Stromerträge berechnet [22].

Allerdings wurde im Energieatlas für Flachdächer nur eine PV-Montageart berücksichtigt [23]. Mit dieser PV-Montageart werden mehr Abstände zwischen PV-Modulen benötigt, die gegenseitige Verschattung der Modulreihen zu begrenzen. Im Vergleich zu nur nach Süden ausgerichteten PV-Modulen erlaubt die abwechselnde Ost- und Westausrichtung der Modulreihen eine dichtere Belegung des Daches und eine bessere Verteilung der Solarstromerzeugung im Tagesverlauf. Allerdings ist der Solarstromertrag etwa 15 % geringer als bei reiner Südausrichtung.

Die Größe der PV-geeigneten Dachflächen und ihre zugehörige PV-Leistung und PV-Stromerträge wurden aus dem Energieatlas Baden-Württemberg entnommen. Zusätzlich wurden die Potenziale auf Flachdächern bei Montage der PV-Modulreihen in Ost-West Ausrichtung mit einer geringeren Neigung von ca. 10° berechnet, in diesem Fall wurde angenommen, dass die PV-Modulfläche 80 % der PV-geeigneten Dachfläche ausmacht. Weiter wurde ein Wirkungsgrad der PV-Module von 22 % und eine Performance-Ratio der Gesamtanlage von 0,85 angenommen.

Aktuell sind ca. 6 % aller Gebäude in Deutschland mit PV-Anlagen belegt, die eine Leistung von etwa 40 GW aufweisen (eigene Auswertung auf Basis von Daten des Marktstammdatenregisters (MaStR-Daten), registriert ab 31.01.2019 [17]).

3.3.2 Ergebnisse PV-Potenziale auf Gebäudedächern

In Baden-Württemberg stehen ca. 5 Millionen Gebäude, wovon ca. 2,5 Mio. Wohngebäude sind. Tabelle 2 zeigt die Anzahl der untersuchten Gebäude und deren Dächer in Baden-Württemberg. 85 % aller Gebäude mit einer Dachfläche von insgesamt ca. 6,6 Mio. m² sind in Bezug auf die Solarstrahlung für die Installation von PV-Anlagen prinzipiell geeignet.

Tabelle 2: Anzahl aller untersuchten Gebäude und ihrer Dächer in Baden-Württemberg

	Gebäude		Dächer			
			Flachdächer	Schrägdächer	Flach- und Schrägdächer	
	Anzahl	Anteil	Fläche	Fläche	Fläche	Anteil
PV geeignet	**4.264.445**	**85 %**	**1.627.333 m²**	**4.988.481 m²**	**6.615.814 m²**	**62 %**
wenig PV-geeignet	779.702	15 %	663.593 m²	3.352.753 m²	4.016.346 m²	38 %
Gesamt BW	**5.044.147**	**100 %**	**2.290.926 m²**	**8.341.234 m²**	**10.632.160 m²**	**100 %**

Tabelle 3 stellt das technische PV-Potenzial für Baden-Württemberg dar, wie es im Energieatlas angegeben ist im Vergleich zu einem aktualisierten PV-Potenzial mit aktualisierten Randbedingungen, die einerseits einen erhöhten Modulwirkungsgrad von 22 % gegenüber 18 % im Energieatlas sowie eine dichtere Belegung der Flachdächer (Ost-West-Ausrichtung statt Südausrichtung im Energieatlas) umfassen[2]. Dadurch erhöht sich das Potenzial der PV-Leistung um 33 % und der Solarstromertrag um 40 %. Der Solarstromertrag steigt etwas stärker als die installierte Leistung, da einerseits der Wirkungsgrad um 22 % zunimmt, gleichzeitig aber durch die weniger optimale Ausrichtung der PV-Module auf den Flachdächern die Solareinstrahlung etwa 15 % geringer ist.

Tabelle 3: Technisches PV-Dachpotenzial für Baden-Württemberg berechnet für die Annahmen im Energieatlas und für aktualisierte Randbedingungen

		Energieatlas			Aktualisierte Randbedingungen		
		Flachdächer (PV-Anlage Südausrichtung)	Schrägdächer	**Gesamt**	Flachdächer (PV-Anlage Ost-West-Ausr.)	Schrägdächer	**Gesamt**
PV-Leistung	MW	16.972	42.972	**59.943**	32.278	47.550	**79.828**
PV-Ertrag pro Jahr	GWh/a	15.917	38.993	**54.900**	32.121	44.885	**77.000**

Das Potenzial für die installierbare PV-Leistung auf Flachdächern hängt stark von der Modulausrichtung ab. Bei reiner Südausrichtung der Module wird davon ausgegangen, dass die PV-Modulfläche nur knapp 50 % der PV geeigneten Dachfläche ausmacht, bei PV-Modulreihen, die abwechselnd nach Osten und nach Westen in geringem Winkel von ca. 10 ° geneigt sind, dann eine Modulfläche von 80 % der Flachdachfläche installiert werden. Auf derselben Flachdachfläche kann somit eine höhere PV-Leistung installiert werden. Auch wenn der Solarstromertrag um ca. 10 bis 15 % geringer ist aufgrund der etwas ungünstigeren Ausrichtung, wird mehr Solarstrom erzeugt, Da heute im Wesentlichen PV-Anlagen mit Ost-Westausrichtung auf Flachdächern gebaut werden und derzeit der durchschnittliche PV-Modulwirkungsgrad bei 22 % liegt, wird von einem PV-Dachpotenzial von 79,8 GW statt 59,9 GW in Baden-Württemberg ausgegangen.

In Tabelle 4 sind die Potenziale der installierbaren PV-Leistung aufgelistet, die im Energieatlas berechnet sind und die PV-Potenziale, die sich für die aktualisierten Randbedingungen ergeben. In der letzten Spalte

[2] Der PV-Modulwirkungsgrad nimmt aufgrund des technischen Fortschritts kontinuierlich zu, d.h. auf derselben Fläche erzeugen die PV-Module immer mehr Solarstrom. Er stieg von 14,5 % im Jahr 2012 auf 20,9 % im Schnitt im Jahr 2022 an, wobei die besten marktgängigen Module einen Wirkungsgrad von 24 % aufwiesen [24] Im Jahr 2030 wird ein mittlerer Modulwirkungsgrad von mind. 25 % erwartet.

sind die PV-Leistungen bei einer Ausnutzung von 40 % der PV-Potenziale für die aktualisierten Randbedingungen aufgelistet. 40 % Potenzialausnutzung entspricht eine PV-Leistung von 31,9 GW in Baden-Württemberg, was etwa der PV-Leistung entspricht, die laut einer Studie installiert werden muss, um die Klimaneutralität im Jahr 2040 zu erreichen, nämlich 30,7 GW auf Dächern und 16,6 GW auf Freiflächen [25]. Die Potenziale sind für alle 44 Stadt- und Landkreise aufgelistet.

Tabelle 4: PV-Dachpotenziale nach Stadt- oder Landkreisen in Baden-Württemberg

Kreis ID	Kreis	Technisches PV-Dachpotenzial		40 % des PV-Dachpotenzials (aktualisierte Rand-bedingungen)
		Energieatlas BW	***Aktualisierte Randbedingungen***	
		MW	*MW*	*MW*
8425	Alb-Donau-Kreis	1.449	1.871	748
8211	Baden-Baden, Stadt	220	294	118
8426	Biberach	1.818	2.329	932
8115	Böblingen	1.591	2.204	882
8435	Bodenseekreis	1.384	1.803	721
8315	Breisgau-Hochschwarzwald	1.581	2.022	809
8235	Calw	1.002	1.285	514
8316	Emmendingen	973	1.262	505
8236	Enzkreis	1.053	1.365	546
8116	Esslingen	2.326	3.183	1.273
8311	Freiburg im Breisgau, Stadt	653	944	378
8237	Freudenstadt	839	1.091	436
8117	Göppingen	1.398	1.858	743
8221	Heidelberg, Stadt	457	638	255
8135	Heidenheim	775	1.038	415
8125	Heilbronn	2.201	2.955	1.182
8121	Heilbronn, Stadt	526	767	307
8126	Hohenlohekreis	972	1.266	506
8215	Karlsruhe	2.655	3.559	1.424
8212	Karlsruhe, Stadt	1.054	1.505	602
8335	Konstanz	1.352	1.777	711
8336	Lörrach	1.158	1.522	609
8118	Ludwigsburg	2.221	3.084	1.234
8128	Main-Tauber-Kreis	1.016	1.291	517
8222	Mannheim, Universitätsstadt	1.071	1.605	642
8225	Neckar-Odenwald-Kreis	1.077	1.377	551
8317	Ortenaukreis	2.832	3.734	1.494
8136	Ostalbkreis	2.175	2.861	1.144
8231	Pforzheim, Stadt	370	535	214
8216	Rastatt	1.296	1.767	707
8436	Ravensburg	2.243	2.869	1.148
8119	Rems-Murr-Kreis	2.014	2.693	1.077
8415	Reutlingen	1.585	2.109	844
8226	Rhein-Neckar-Kreis	2.794	3.708	1.483
8325	Rottweil	1.053	1.372	549
8127	Schwäbisch Hall	1.831	2.362	945
8326	Schwarzwald-Baar-Kreis	1.299	1.730	692
8437	Sigmaringen	1.112	1.438	575
8111	Stuttgart, Landeshauptstadt	1.584	2.201	880
8416	Tübingen	1.120	1.483	593
8327	Tuttlingen	939	1.261	504
8421	Ulm, Universitätsstadt	503	763	305
8337	Waldshut	1.050	1.346	538
8417	Zollernalbkreis	1.319	1.701	680
	Gesamt BW	**59.943**	**79.828**	**31.931**

Abbildung 12 zeigt die Aufteilung der Potenziale der PV-Leistung auf Flach- und Schrägdächer für die Ost-West-Ausrichtung, d.h. der Variante mit den aktualisierten Randbedingungen, im Schnitt beträgt der Anteil auf Flachdächern 40 %, während das PV-Potenzial auf Schrägdächern bei 60 % liegt.

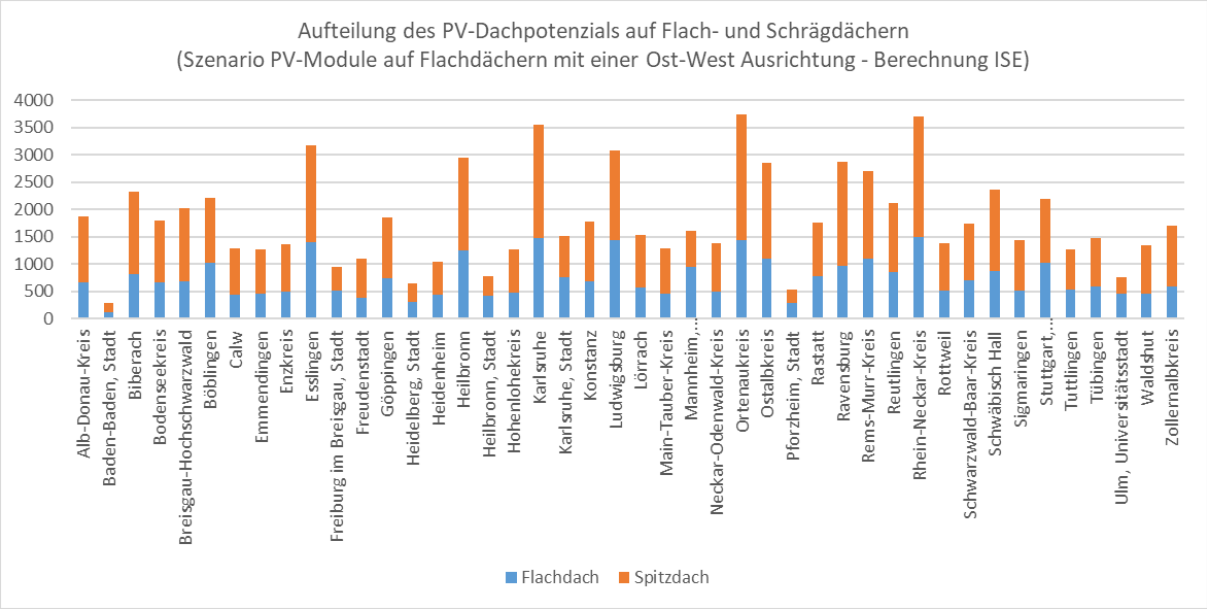


Abbildung 12: Aufteilung der technischen Potenziale der PV-Leistung auf Flach- und Schrägdächern bei Installation der PV-Modulreihen in Ost-West-Ausrichtung nach Kreisen entsprechend der aktualisierten Randbedingungen

3.4 PV-Potenziale auf Freiflächen

3.4.1 Datengrundlagen und Methodik

Als Freiflächenpotenzial wurden die nach EEG geförderten Flächen und zusätzlich die Flächen auf Parkplätzen untersucht und anschließend die zugehörigen PV-Leistungen und PV-Stromerträge berechnet.

Für die PV-Freiflächen wurde die Methodik des Energieatlas BW übernommen, in dem die nach EEG und der Freiflächenöffnungsverordnung FFÖ-VO förderbaren Anlagen berücksichtigt sind:

- Acker- und Grünlandflächen innerhalb von benachteiligten Gebieten
- Bestehende Konversionsflächen
- Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenstrecken

Um die tatsächlich für die Installation von PV-Freiflächenanlagen in Frage kommenden Flächen zu identifizieren, wurde im Energieatlas BW ein Kriterienkatalog erarbeitet, welcher eine Reihe an harten und weichen Restriktionskriterien berücksichtigt [23]. Die harten Kriterien schließen die Installation von PV-Freiflächenanlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit aus und bestehen aus ungeeigneten Flächen (Siedlungsflächen, Verkehrswege Gewässer, Wald, Naturschutzgebiete, Biotope etc.). Die weichen Restriktionskriterien weisen das Bestehen bestimmter Einschränkungen oder Auflagen auf und werden als bedingt geeigneten Flächen betrachtet (Biotopverbund, Natura 2000-Gebiete, Landschaftsschutz-gebiete etc.). Mittels einem GIS-basierten Verschneidung wurden zuerst die harten Restriktionsflächen von den als potenziell geeigneten Flächen gelöscht. Nach einer weiteren Verschneidung mit den weichen Restriktionsflächen wurden die bedingt geeigneten Potenzialflächen identifiziert. Flächen mit weniger als 100 m^2 wurden nicht berücksichtigt.

Für alle geeigneten und bedingt geeigneten Potenzialflächen wurde zusätzlich die durchschnittliche Hangneigung (in Prozent) basierend auf dem Digitalen Geländemodell ATKIS berechnet.

Auf Basis dieser Flächenermittlung im Energieatlas BW wurden die PV-Leistungen und PV-Stromerträge von Fraunhofer ISE berechnet.

3.4.2 Ergebnisse

Im Energieatlas BW wurde eine Potenzialfläche für PV-Freiflächenanlagen von 689.424 ha ermittelt, die sich auf 304.509 ha bedingt geeignete und 384.913 ha geeignete Flächen aufteilt und insgesamt 19 % der gesamten Landesfläche ausmacht (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Potenzialflächen für PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg (Energieatlas BW)

Potenzialflächen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen in Baden-Württemberg nach Energieatlas BW		**Fläche**	**Anteile**
Landesfläche gesamt		3.574.783 ha	100 %
Ungeeignete Flächen (Harte Restriktionskriterien)	Siedlungsflächen, Verkehrswege Gewässer, Wald, Naturschutzgebiete, Biotope etc.	2.885.359 ha	81 %
Bedingt geeignete Flächen (Weiche Restriktionskriterien)	Biotopverbund, Natura 2000-Gebiete, Landschaftsschutzgebiete etc.	**304.509 ha**	**8 %**
Generell geeignete Flächen	Ackerland/Grünland in benachteiligten Gebieten, Seitenrandstreifen an Autobahnen und Bahnstrecken, Konversionsflächen	**384.913 ha**	**11 %**
Potenzialfläche gesamt: Summe bedingt und generell geeignete Flächen		689.424 ha	19 %

In Abbildung 13 sind die räumlichen Verteilungen der bedingt geeigneten und der generell geeigneten Potenzialflächen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen dargestellt.

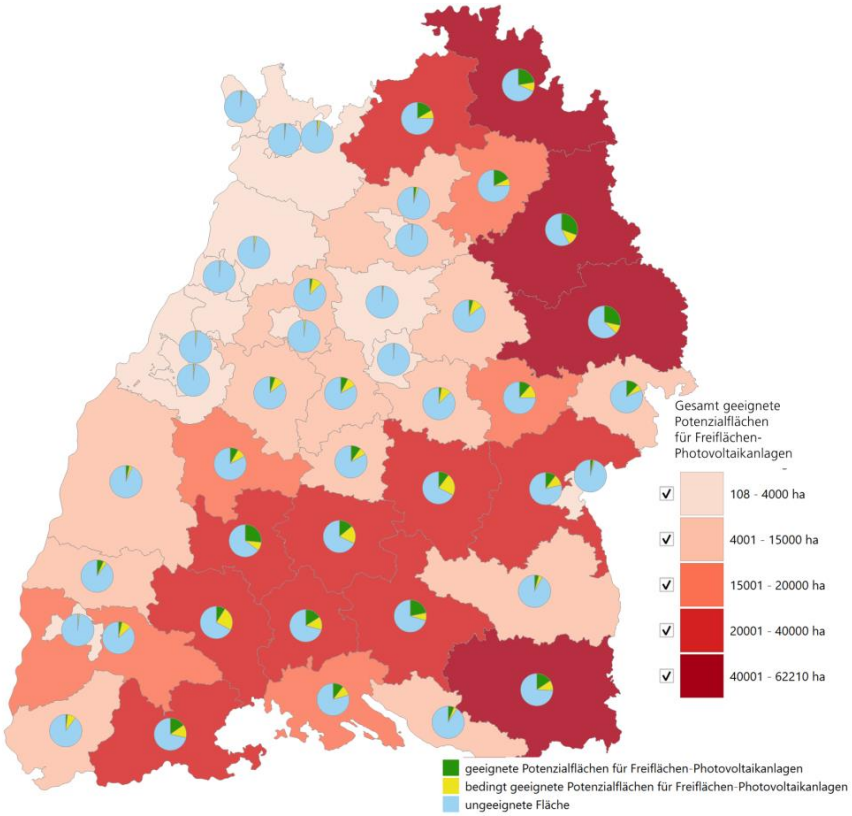


Abbildung 13: Räumliche Verteilung der bedingt geeigneten sowie der generell geeigneten Flächen zur Installation von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg (Farbtiefe: Größe der Fläche pro Kreis, Tortendiagramm: Anteile geeignet/bedingt geeignet) (Visualisierung durch Fraunhofer ISE)

Für die Berechnung der PV-Leistung anhand der ermittelten Potenzialflächen wurde angenommen, dass für eine PV-Leistung von 1,2 MW eine Fläche von 1 ha Freilandfläche benötigt wird[3]. Um den Solarstromertrag zu berechnen wurden stündlichen Globalstrahlungsdaten von den Satelliten SARAH-2 von 2011 bis 2020 genutzt und eine mittlere jährliche Globalstrahlung pro m² Grundfläche für jeden Kreis bestimmt. Nach der Berechnung der Einstrahlung auf der Modulebene konnte der Ertrag unter der Annahme einer Performance Ratio von 0,85 ermittelt werden[4].

Tabelle 6 listet die Potenziale für die PV-Leistung und die zugehörigen Solarstromerträge für PV-Freiflächenanlagen auf. Für die 689.424 ha geeignete Flächen für PV-Freiflächenanlagen (generell geeignete Flächen und bedingt geeignete Flächen) wurde eine installierbare PV-Leistung von 827 GW errechnet. Dabei entfällt mit 96 % der größte Anteil des Potenzials auf die Flächenkategorie benachteiligten Gebiete auf Acker-/Grünland. Es wird im Schnitt von einem mittleren Solarstromertrag von 1.000 kWh/kW ausgegangen, um nicht optimale Ausrichtungen und Teilverschattungen zu berücksichtigen. Bei optimaler Situation kann mit 1.100 kWh/kW gerechnet werden.

Tabelle 6: Potenziale der PV-Leistung und des Solarstromertrags für PV-Freiflächenanlagen auf verschiedenen Flächenarten in Baden-Württemberg

	Generell geeignete Fläche	**Bedingt geeignete Fläche**	**Gesamte geeignete Fläche**	**Flächenanteil**	**Maximal installierbare PV-Leistung**	**Solarstromertrag**
	ha	*ha*	*ha*		*GW*	*TWh/a*
Seitenrandstreifen	14.769	11.187	**25.956**	0,7 %	31	31
Konversionsflächen	559	183	**742**	0,02 %	1	1
Acker-/Grünland benachteiligte Gebiete	369.585	293.140	**662.726**	18,5 %	795	795
Gesamtpotenzial	**384.913**	**304.509**	**689.424**	**19,3 %**	**827**	**827**
Landesfläche BW			3.574.783	100 %		
Potenzial 2 % Landesfläche			**71.496**	**2 %**	**86**	**86**

In Deutschland sollen bis zum Jahr 2040 insgesamt 400 GW PV-Leistung installiert sein (§4 Absatz 3 EEG). Baden-Württemberg strebt bis zum Jahr 2040 die Klimaneutralität an und sieht dafür die Installation einer PV-Leistung von 47,2 GW vor, davon 30,7 GW auf Gebäudedächern und 16,6 GW als PV-Freiflächenanlagen [25]. Für die Installation dieser PV-Freiflächenanlagen sind etwa 16.600 ha Freiflächen erforderlich, was 0,5 % der Landesfläche entspricht [25]. Dem gegenüber stehen 11 % der Landesfläche als generell geeignete Fläche für PV-Freiflächenanlagen und zusätzlich noch Teile von bedingt geeigneten Freiflächen, die 8 % der Landesfläche ausmachen. Dies zeigt, dass die Flächenverfügbarkeit die Zielerreichung nicht einschränkt.

[3] Das Umweltbundesamt hat im Jahr 2021 eine durchschnittliche Installationsdichte von 1,0 MW pro ha Grundfläche für PV-Freilandanlagen ermittelt [26]. Aufgrund von Mitteilungen von Projektierern von PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg wird in dieser Studie jedoch von 1,2 MW pro ha ausgegangen.

[4] Die Performance Ratio von PV-Anlagen liegt aktuell bei etwa 82,5 % [23]. Es wird in den kommenden Jahren von weiteren Verbesserungen ausgegangen, weshalb für die Potenzialberechnungen ein Wert von 85 % angenommen wurde.

Abbildung 14 zeigt die Verteilung der Potenziale der PV-Freiflächenanlagen nach Kreisen. Die Landkreise Schwäbisch Hall und Ostalbkreis weisen die größten Potenziale mit 75 GW und 67 GW auf. Das Potenzial in den Stadtkreisen wie Ulm, Stuttgart, Baden-Baden, Karlsruhe Stadt und Freiburg ist dagegen naturgemäß sehr gering.

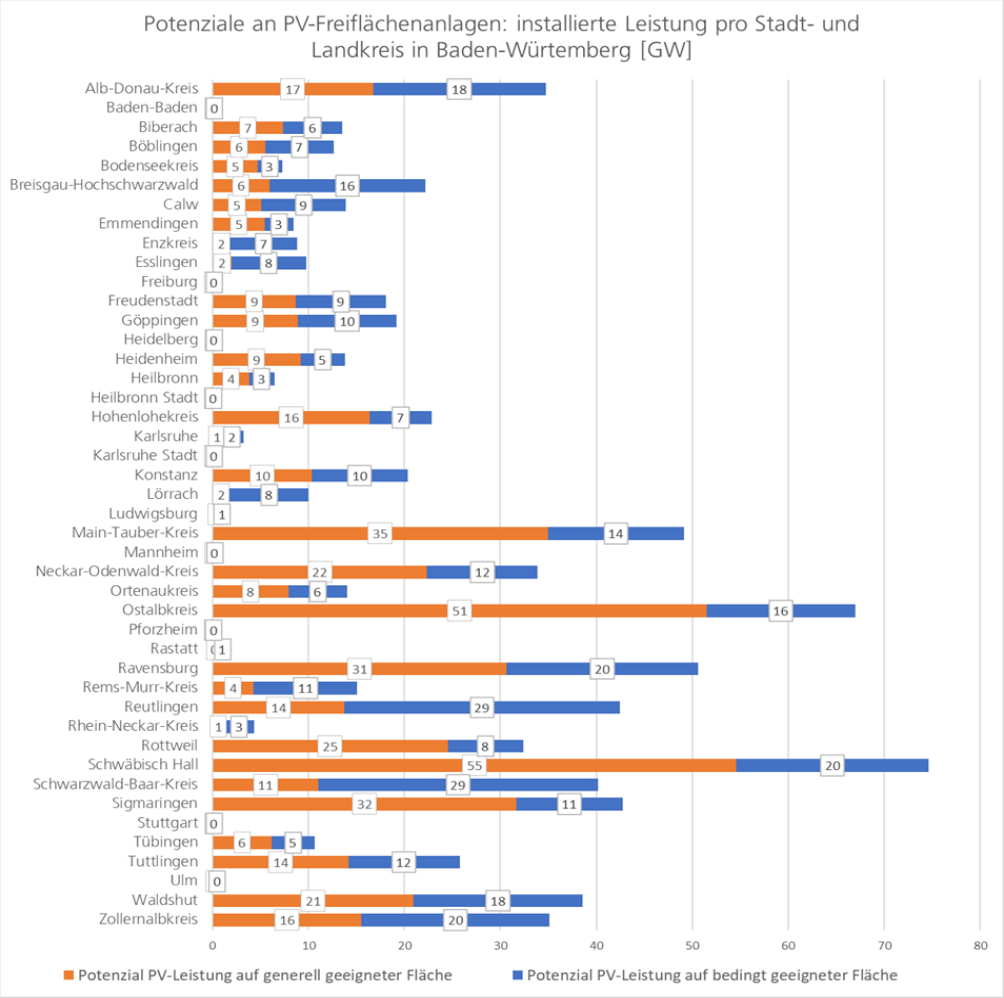


Abbildung 14: Verteilung der Potenziale für PV-Freiflächenanlagen nach Kreisen (generell und bedingt geeignete Freiflächen

Die Potenziale für PV-Freiflächenanlagen je Kreis sind in Tabelle 7 aufgelistet. In der ersten Datenspalte ist das PV-Potenzial aufgelistet, das sich errechnet bei Nutzung von 2 % der Landesfläche zur Installation von PV-Freiflächenanlagen. Vor allem in den Städten ist jedoch die Fläche auf den generell und den bedingt geeigneten Flächen geringer als 2 %. In diesen Fällen wurde jeweils der Wert aus der dritten Datenspalte mit der Summe aller Potenziale auf geeigneten (generell plus bedingt geeignet) Flächen übernommen. Hierfür wurde das Flächenpotenzial in den ländlichen Kreisen auf etwa 2,03 % erhöht, um im Landesschnitt genau 2,0 % zu erreichen. Das Verhältnis vom „PV-Potenzial 2 % Landesfläche“ zum „PV-Gesamtpotenzial auf geeigneten Freiflächen“ ist in der zweiten Datenspalte aufgelistet. Es liegt in 10 Kreisen bei 100 %, bei 2 Kreisen über 50 %, bei 6 Kreisen zwischen 20 und 50 % und in 25 Kreisen unter 20 %, was belegt, dass in den meisten Fällen das 2 % Flächen-Potenzial deutlich geringer ist als technische Potenzial der geeigneten Freiflächen.

Tabelle 7: Potenziale von PV-Freiflächenanlagen für die Nutzung von 2 % der Landesfläche und für die Nutzung aller geeigneten Freiflächen nach Kreisen

ID	Kreis			PV-Freiflächenpotenziale auf geeigneten Freiflächen

		PV-Potenzial 2 % Landesfläche	2 %-zu Gesamt-Potenzial	Gesamt geeignet	auf Seitenrandstreifen		auf Konversionsflächen		auf Acker-/Grünland in benacht. Gebieten	
		MW		*MW*	*MW*	*%*	*MW*	*%*	*MW*	*Anteil*
8425	Alb-Donau-Kreis	3.307	10%	34.712	1.210	3%	2	0%	33.500	97%
8211	Baden-Baden	330	100%	330	84	26%	0	0%	245	74%
8426	Biberach	3.431	25%	13.533	997	7%	70	1%	12.466	92%
8115	Böblingen	1.504	12%	12.614	858	7%	8	0%	11.749	93%
8435	Bodenseekreis	1.618	22%	7.259	370	5%	33	0%	6.856	94%
8315	Breisgau-Hochschw.	3.355	15%	22.202	1.220	5%	15	0%	20.967	94%
8235	Calw	1.941	14%	13.908	123	1%	1	0%	13.783	99%
8316	Emmendingen	1.655	20%	8.416	638	8%	5	0%	7.773	92%
8236	Enzkreis	1.396	16%	8.815	241	3%	0	0%	8.573	97%
8116	Esslingen	1.561	16%	9.743	725	7%	4	0%	9.014	93%
8311	Freiburg	282	100%	282	120	43%	0	0%	161	57%
8237	Freudenstadt	2.119	12%	18.076	615	3%	11	0%	17.450	97%
8117	Göppingen	1.564	8%	19.193	483	3%	30	0%	18.679	97%
8221	Heidelberg	213	100%	213	213	100%	0	0%	0	0%
8135	Heidenheim	1.527	11%	13.785	540	4%	14	0%	13.232	96%
8125	Heilbronn	2.677	42%	6.441	1.375	21%	1	0%	5.066	79%
8121	Heilbronn Stadt	129	100%	129	129	100%	0	0%	0	0%
8126	Hohenlohekreis	1.891	8%	22.878	672	3%	9	0%	22.198	97%
8215	Karlsruhe	2.641	83%	3.201	1.620	51%	15	0%	1.566	49%
8212	Karlsruhe Stadt	276	100%	276	273	99%	3	1%	0	0%
8335	Konstanz	1.991	10%	20.324	799	4%	9	0%	19.516	96%
8336	Lörrach	1.963	20%	10.010	668	7%	7	0%	9.335	93%
8118	Ludwigsburg	1.301	100%	1.301	1.074	83%	22	2%	206	16%
8128	Main-Tauber-Kreis	3.174	6%	49.144	990	2%	6	0%	48.148	98%
8222	Mannheim	325	100%	325	325	100%	0	0%	0	0%
8225	Neckar-Odenwald-Kr.	2.741	8%	33.893	578	2%	31	0%	33.283	98%
8317	Ortenaukreis	4.528	32%	14.058	1.766	13%	3	0%	12.289	87%
8136	Ostalbkreis	3.679	5%	66.999	879	1%	147	0%	65.973	98%
8231	Pforzheim	224	100%	224	82	37%	0	0%	141	63%
8216	Rastatt	1.671	100%	1.671	770	46%	8	0%	893	53%
8436	Ravensburg	3.973	8%	50.600	1.614	3%	20	0%	48.966	97%
8119	Rems-Murr-Kreis	2.089	14%	15.060	558	4%	5	0%	14.496	96%
8415	Reutlingen	2.659	6%	42.486	496	1%	6	0%	41.984	99%
8226	Rhein-Neckar-Kreis	2.584	60%	4.335	1.540	36%	14	0%	2.781	64%
8325	Rottweil	1.873	6%	32.393	543	2%	30	0%	31.820	98%
8127	Schwäbisch Hall	3.612	5%	74.652	1.759	2%	33	0%	72.861	98%
8326	Schwarzwald-Baar-Kr.	2.496	6%	40.162	754	2%	3	0%	39.406	98%
8437	Sigmaringen	2.931	7%	42.737	821	2%	196	0%	41.721	98%
8111	Stuttgart	240	100%	240	240	100%	0	0%	0	0%
8416	Tübingen	1.264	12%	10.642	535	5%	24	0%	10.084	95%
8327	Tuttlingen	1.788	7%	25.747	398	2%	14	0%	25.336	98%
8421	Ulm	289	48%	599	213	36%	21	4%	364	61%
8337	Waldshut	2.753	7%	38.580	585	2%	26	0%	37.969	98%
8417	Zollernalbkreis	2.233	6%	35.121	655	2%	45	0%	34.421	98%
Baden-Württemberg		**85.795**	**10%**	**827.308**	**31.148**	**4%**	**891**	**0%**	**795.270**	**96%**

3.5 PV-Potenziale im Bereich Parkplatzüberdachungen

PV-Anlagen eignen sich auch als Überdachung von Parkplätzen. Da die Stellplatzflächen üblicherweise bereits versiegelt sind und die solare Parkplatzüberdachung die Nutzung der Stellplätze in der Regel nicht beeinträchtigt, bietet es sich an, auch diese Potenziale zu nutzen. Weitere Vorteile sind der Wetterschutz für die darunter abgestellten Fahrzeuge und Möglichkeit der Kombination mit der Schaffung lokaler Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge. Deshalb besteht in Baden-Württemberg die Pflicht, bei Neubauten von Parkplätzen mit mehr als 35 Stellplätzen über den geeigneten Stellplätzen PV-Anlagen zu installieren (§ 23 KlimaG BW). Das Solarcluster Baden-Württemberg hat ein Faktenblatt hierzu herausgegeben [27] und das Umweltministerium Baden-Württemberg einen Praxisleitfaden zur Solarpflicht [28].

Im Folgenden werden die PV-Potenziale über Parkplatzflächen ab 35 Stellplätzen in Baden-Württemberg ermittelt.

3.5.1 Datengrundlagen und Methodik

Als Datengrundlage zur Erfassung von Parkplatzflächen wurde ein frei verfügbarer OpenStreetMap (OSM) GIS-Datensatz für Baden-Württemberg mit Stand 07.11.2023 genutzt [29]. Die OSM-Parkflächen sind in vier Klassen aufgeteilt: oberirdische Parkflächen, Parkflächen für Fahrräder, Parkhäuser und unterirdische Parkflächen. In dieser Studie wurden nur die oberirdischen Parkflächen und die Parkflächen für Fahrräder betrachtet. Der OSM-Datensatz listet insgesamt 89.296 Objekte als Parkflächen für Baden-Württemberg, wovon 87.719 Objekte zu den zwei Klassen oberirdische Parkflächen und Parkflächen für Fahrräder gehören. Diese Parkflächen wurden weiter in die Auswertung betrachtet.

Um die Parkflächen ab 35 Stellplätzen zu ermitteln, wurde angenommen, dass ein Pkw-Stellplatz typischerweise eine Größe von 2,5 m x 5 m und damit eine Fläche von 12,5 m² aufweist. Weiter wurde angenommen, dass die Stellplätze 50 % der Fläche des gesamten Parkplatzes ausmachen. Weitere Flächenanteile sind Fahrwege und Grünflächen sowie Flächen für sonstige Anlagen (siehe Abbildung 15). Die Auswertung von Satellitenbildern einiger Parkplätze ergab, dass die Stellplätze einen Flächenanteil von 30 % bis 60 % aufweisen können. Für die genannten Annahmen wurden 20.271 Objekte in Baden-Württemberg identifiziert, die mehr als 35 Stellplätze aufweisen.

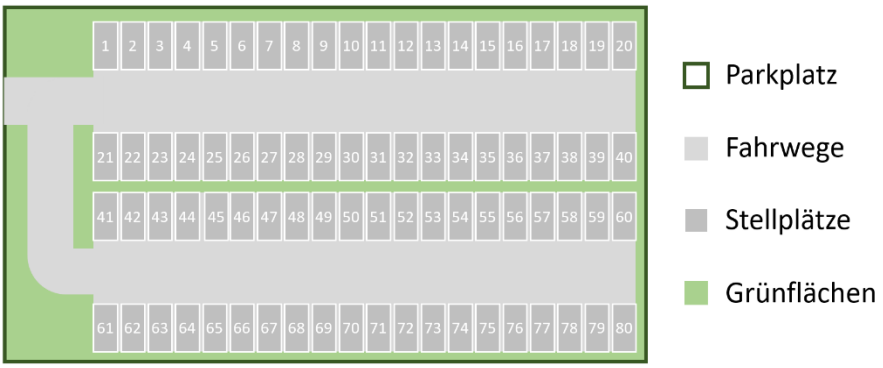


Abbildung 15: Parkfläche mit 80 Stellplätzen, die einen Flächenanteil von 40 % an der gesamten Parkplatzfläche aufweisen

3.5.2 Ergebnisse

Mit der vorgestellten Vorgehensweise wurden die in Tabelle 8 nach Größenklassen differenzierten vorhandenen Parkplätze ermittelt. Weiter wurden die PV-Potenziale der Stellplatzüberdachungen berechnet unter der Annahme, dass 50 % aller Stellplätze mit PV-Anlagen überdacht werden. Es wurde angenommen, dass nur die Hälfte der Stellplätze zur PV-Überdachung geeignet sind, um eine Verschattung von Parkplatzflächen durch Bäume oder Gebäude, aber auch die gemischte Nutzung von Stellplätzen für Pkws und z.B. Transporter oder Wohnmobile zu berücksichtigen, die jeweils eine PV-Überdachung verhindern.

Tabelle 8: Anzahl und Größenverteilung der Parkplatzflächen in Baden-Württemberg

Größenklasse der Park-plätze	**Größenklasse der Park-plätze**	**Anzahl Parkplätze**	**Gesamt-fläche Parkplätze**	**Anzahl Stellplätze**	**Anteil Stellplätze mit PV**	**Potenzial Fläche PV-Mo-dule**	**Poten-zial PV-Leis-tung auf Parkpl.**
Fläche in m²	*Anzahl Stell-plätze*	*Anzahl*	*in m²*	*Anzahl*		*in m²*	*in MW*
100000-206000	5000-8300	4	612.041	24.482	50%	153.010	27,8
20000-99999	800-4000	121	3.825.575	153.023	50%	956.394	174
10000-19999	400-799	465	6.275.557	251.022	50%	1.568.889	285
5000-9999	200-399	1.657	11.158.987	446.359	50%	2.789.747	507
2500-4999	100-199	4.671	16.095.265	643.811	50%	4.023.816	732
2000 - 2499	80-99	2.227	4.972.884	198.915	50%	1.243.221	226
875-1999	35-79	11.126	14.628.719	585.149	50%	3.657.180	665
Summe ab 35 Stellplätzen		**20.271**	**57.569.028**	**2.302.761**		**14.392.257**	**2.617**
1-875	0-34	67.448	16.799.913	671.997	50%	4.199.978	763
Summe alle Parkplätze		87.719	74.368.941	2.974.758		18.592.235	3.380

Tabelle 9: PV-Potenzial auf bestehenden Parkplätzen ab 35 Stellplätzen in BW nach Kreisen

ID	Kreis	Fläche des Kreises	Gesamt-fläche Parkplätze	Anzahl Stellplätze	Potenzial PV-Leistung
		ha	*m²*		*MW*
8425	Alb-Donau-Kreis	135.855	969.549	38.782	44
8211	Baden-Baden	14.019	245.302	9.812	11
8426	Biberach	140.953	1.353.932	54.157	62
8115	Böblingen	61.776	2.115.968	84.639	96
8435	Bodenseekreis	66.477	1.441.814	57.673	66
8315	Breisgau-Hochschw.	137.832	1.403.197	56.128	64
8235	Calw	79.729	634.902	25.396	29
8316	Emmendingen	67.980	704.626	28.185	32
8236	Enzkreis	57.360	668.518	26.741	30
8116	Esslingen	64.128	2.229.659	89.186	101
8311	Freiburg im Breisgau	15.304	862.072	34.483	39
8237	Freudenstadt	87.040	742.594	29.704	34
8117	Göppingen	64.234	1.030.624	41.225	47
8221	Heidelberg	10.883	547.998	21.920	25
8135	Heidenheim	62.714	811.039	32.442	37
8121	Heilbronn	9.989	711.004	28.440	32
8125	Heilbronn	109.991	2.190.796	87.632	100
8126	Hohenlohekreis	77.676	868.267	34.731	39
8212	Karlsruhe	17.342	1.458.986	58.359	66
8215	Karlsruhe	108.498	2.511.514	100.461	114
8335	Konstanz	81.798	1.542.446	61.698	70
8336	Lörrach	80.666	1.005.151	40.206	46
8118	Ludwigsburg	68.677	2.242.771	89.711	102
8128	Main-Tauber-Kreis	130.412	1.020.523	40.821	46
8222	Mannheim	14.497	1.943.835	77.753	88
8225	Neckar-Odenwald-Kreis	112.595	1.049.786	41.991	48
8317	Ortenaukreis	186.029	3.091.224	123.649	141
8136	Ostalbkreis	151.139	1.791.269	71.651	81
8231	Pforzheim	9.799	471.772	18.871	21
8216	Rastatt	73.843	1.630.792	65.232	74
8436	Ravensburg	163.208	1.656.945	66.278	75
8119	Rems-Murr-Kreis	85.808	1.564.598	62.584	71
8415	Reutlingen	109.248	1.359.071	54.363	62
8226	Rhein-Neckar-Kreis	106.155	3.371.721	134.869	153
8325	Rottweil	76.942	768.693	30.748	35
8127	Schwäbisch Hall	148.407	1.327.322	53.093	60
8326	Schwarzwald-Baar-Kreis	102.534	1.315.006	52.600	60
8437	Sigmaringen	120.423	802.540	32.102	36
8111	Stuttgart	20.733	1.493.476	59.739	68
8416	Tübingen	51.911	1.075.258	43.010	49
8327	Tuttlingen	73.438	752.150	30.086	34
8421	Ulm	11.868	790.173	31.607	36
8337	Waldshut	113.115	901.342	36.054	41
8417	Zollernalbkreis	91.758	1.098.803	43.952	50
	Baden-Württemberg	**3.574.783**	**57.569.028**	**2.302.761**	**2.615**

20.271 Parkplätze weisen 35 oder mehr Stellplätze auf. Dies sind zwar nur 23 % aller Parkplätze, die allerdings 77 % der Parkplatzfläche und somit der potenziellen PV-Leistung in Baden-Württemberg ausmachen.

In der Berechnung des Stromerzeugungspotenzials wurde keine Verschattung berücksichtigt, da angenommen wurde, dass mindestens die Hälfte der Stellplätze nicht verschattet und gut geeignet für eine PV-Überdachung sind (weshalb nur 50 % der Stellplätze bei der Potenzialermittlung berücksichtigt wurden). Für die 20.271 Parkplätze mit mehr als 35 Stellplätzen und einer Modulfläche von 14,4 Mio. m² ergibt sich ein PV-Potenzial auf Parkplatzflächen von 2.617 MW. Bei einem durchschnittlichen Stromertrag von 975 kWh pro kWp und Jahr für annähernd horizontal installierte PV-Module ergibt sich ein Solarstrom-Erzeugungspotenzial von 2.550 GWh pro Jahr auf Parkplatzflächen.

3.6 Solarthermie-Potenzial auf Gebäudedächern

Die üblichste Anwendung von Solarthermieanlagen sind bislang Anlagen zur Trinkwassererwärmung auf Wohngebäuden. Für einen 4-Personenhaushalt werden typischerweise 5 m² Kollektorfläche und ein Warmwasserspeicher mit 300 Litern installiert. Solarthermieanlagen, die zusätzlich zur Trinkwassererwärmung auch die Raumheizung unterstützen, werden Kombianlagen genannt. Sie haben eine größere Kollektorfläche und können somit in der Übergangszeit im Herbst und Frühjahr auch das Heizungswasser miterwärmen und zur Raumheizung beitragen. Da die Sonnenenergie vor allem im Sommer verfügbar und der Heizwärmebedarf im Winterhalbjahr vorhanden ist, kommen die zusätzlichen Solarwärmekollektoren nur in der Übergangszeit richtig zum Einsatz, im Sommer findet ihre Wärme keinen Abnehmer. Somit ist die nutzbare Wärmemenge pro Kollektorfläche bei Anlagen zur Heizungsunterstützung niedriger als bei Anlagen, die nur das Trinkwasser erwärmen. Kombianlagen werden oft so ausgelegt, dass pro 10 m² beheizter Fläche des Gebäudes 1 m² Kollektorfläche installiert wird. Auf Grund dieser verschiedenen Solarthermie-Anwendungen wurden bei der Potenzialberechnung für Baden-Württemberg auf Dächern zwei Szenarien berücksichtigt. In einem ersten Szenario wurde eine Berechnung des ST-Potenzials nur für Trinkwassererwärmung in Wohngebäude durchgeführt. In einem zweiten Szenario wurde das ST-Potenzial für Heizungsunterstützung inklusiver Trinkwassererwärmung für Wohn- und Nicht-Wohngebäude ermittelt.

Eine gebäudescharfe Untersuchung im Bereich Solarthermie war nicht möglich hauptsächlich auf Grund von fehlenden Daten zur Gebäudehöhe. Die Analyse wurde auf Kreisebene durchgeführt.

3.6.1 Datengrundlagen und Methodik

Für die Berechnung des Solarthermie (ST)-Potenzials wurde dieselbe Dachfläche wie für die Photovoltaik verwendet (siehe Tabelle 2). In diese Kategorien fallen 6.615.814 Dächer (Flach- und Schrägdach) mit einer gesamten Solarinstallations-Eignungsdachfläche von 442 Mio. m^2, welche sowohl für Photovoltaik als auch für Solarthermie geeignet sind.

In einem nächsten Schritt wurde die maximal verfügbare ST-Kollektorfläche auf Flachdächern und Schrägdächern kreisweise ermittelt. Bei Flachdächern wurde ein Faktor von Kollektorfläche zu Dachfläche von 0,5 angenommen, um die gegenseitige Verschattung der Solarwärme-Kollektoren zu minimieren. Bei Schrägdächern wurde angenommen, dass die gesamte Solarinstallations-Eignungsdachfläche als ST-Kollektorfläche genutzt werden kann.

Die maximal verfügbare ST-Kollektorfläche wurde für die Ermittlung des ST-Potenzials für Trinkwassererwärmung weiter um 50 % reduziert, da nur Wohngebäude einen nennenswerten Trinkwarmwasserbedarf aufweisen. Es wurde angenommen, dass die Hälfte der untersuchten Dachflächen zu Wohngebäuden gehören und die andere Hälfte zu Nicht-Wohngebäuden. Für die Ermittlung des ST-Potenzials zur Heizungsunterstützung inklusiver Trinkwassererwärmung andererseits wurden alle Arten von Gebäuden betrachtet.

Für die maximal verfügbare ST-Kollektorfläche wurden in beiden Szenarien die Leistung und der Ertrag berechnet. Die Nennleistung von Solarthermie-Kollektoren beträgt 0,7 kW pro m² Kollektorfläche. Für den Wärmeertrag wird in dieser Studie von 400 kWh pro m² Kollektorfläche und Jahr für Anlagen zur Trinkwassererwärmung und von 300 kWh/m²/a für Anlagen zur Heizungsunterstützung ausgegangen.

In einem letzten Schritt wurde ermittelt, wie hoch der Wärmebedarf in den Gebäuden von Baden-Württemberg ist und wie viel Kollektorfläche sich daraus ergibt. Für das Trinkwassererwärmung-Szenario wurde angenommen, dass 1,5 m² Kollektorfläche pro Einwohner installiert wird [30]. Für das zweite Szenario wurden Annahmen anhand vom Gebäudereport 2022 getroffen (zwei Wohnungen pro Gebäude, durchschnittliche Wohnfläche/Wohnung 97 m²) [31]. Die aus dem Bedarf ermittelte Kollektorfläche wurde schließlich mit der maximal verfügbaren ST-Kollektorfläche vergleichen. Abschließend wurde die maximal verfügbare ST-Kollektorfläche mit der Kollektorfläche verglichen, die zur Wärmebedarfsdeckung erforderlich wäre.

3.6.2 Ergebnisse

Die Untersuchung hat im ersten Szenario 351 Mio. m² als maximal verfügbare ST-Kollektorfläche für Heizungsunterstützung inklusive Trinkwassererwärmung ergeben (Tabelle 10). Das entspricht 79 % der gesamten Solarinstallationseignungsdachfläche für das Land Baden-Württemberg. Im zweiten Szenario wurden 175 Mio. m² als maximal installierbare ST-Kollektorfläche für Trinkwassererwärmung ermittelt. Somit macht die maximal installierbare ST-Kollektorfläche für Trinkwassererwärmung 40 % der gesamten Solarinstallationseignungsdachfläche für das Land Baden-Württemberg aus. Würden alle verfügbaren Dachflächen zur Solarwärmeerzeugung genutzt (Angebots-Potenzial), dann könnten 105 TWh Wärme im Fall der Heizungsunterstützung oder 70 TWh Wärme bei ausschließlicher Trinkwassererwärmung erzeugt werden (siehe Tabelle 10). Für diese Wärmemenge gibt es aber keinen Bedarf. Wichtiger ist deshalb das Nachfragepotenzial entsprechend dem Wärmebedarf in den Wohngebäuden (Trinkwassererwärmung) bzw. allen Gebäuden (Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung). Dieses beträgt im ersten Fall 6,8 TWh Wärme und im zweiten Fall 12 TWh Wärme (Tabelle 10 untere Hälfte). Da das Nachfrage-Potenzial etwa um den Faktor 10 geringer ist als das Angebots-Potenzial, wird die Solarthermie-Nutzung vor allem durch den lokalen Wärmebedarf bestimmt. **Die installierte ST-Kollektorfläche reduziert zwar das nutzbare PV-Potenzial, da allerdings das Nachfrage-Potenzial der Solarthermie relativ gering ist, können die Einschränkungen der Photovoltaik aufgrund der solarthermischen Nutzung vernachlässigt werden.**

Tabelle 10: Angebots- und Nachfrage-Potenzial der Solarthermie-Potenzial für Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererwärmung und für die ausschließliche Trinkwassererwärmung

	Heizungsunterstützung inkl. Trinkwassererw.	**Ausschließlich Trinkwassererwärmung**
Angebots-Potenzial Solarthermie	*Wohngebäude und Nicht-WGB*	*Nur Wohngebäude*
Solarinstallations-Eignungsdachfläche	442 Mio. m²	442 Mio. m²
Potenzial installierbare ST-Kollektorfläche	351 Mio. m²	175 Mio. m²
Potenzial ST-Kollektorleistung	245 GW_{th}	123 GW_{th}
Potenzial ST-Wärmeertrag	105 TWh_{th}	70 TWh_{th}
Nachfrage-Potenzial Solarthermie	*1 m² Kollektorfläche pro 10 m² Nutzfläche*	*1,5 m² Kollektorfläche pro Einwohner*
Potenzial installierbare ST-Kollektorfläche	41 Mio. m²	17 Mio. m²
Potenzial ST-Kollektorleistung	29 GW_{th}	12 GW_{th}
Potenzial ST-Wärmeertrag	12 TWh_{th}	6,8 TWh_{th}

3.7 Windkraft-Potenziale

Zur Ermittlung der Windkraftpotenziale in Baden-Württemberg wurden die Daten des Energieatlas und des Windatlas Baden-Württemberg ausgewertet [32].

3.7.1 Datengrundlagen und Methodik

Die Windpotenzialanalyse besteht grundsätzlich aus drei Schritten. Erstens der Ermittlung der Windpotenzialflächen (Flächen, auf denen Windkraftanlagen aufgestellt werden können und die eine ausreichende Windhöffigkeit aufweisen), zweitens der Berechnung der Windstromerträge (Brutto- und Netto-Jahresstromertrag) und drittens der Anlagen-Simulation durch die Platzierung der Referenzanlagen innerhalb der Potenzialflächen. Diese Schritte werden im Folgenden kurz vorgestellt.

(1) Ermittlung der Windpotenzialflächen

Im Energieatlas wurden die Windpotenzialflächen wie folgt ermittelt: Basierend auf dem Windatlas wurden alle Landesflächen mit einer mittleren gekappten Windleistungsdichte von mindestens 215 W/m² in 160 m Höhe über Grund als geeignet für die Installation von Windenergieanlagen definiert (Windhöffigkeit). Die Flächen wurden anhand eines Katalogs mit 40 Kriterien bewertet, wobei technische und rechtliche Aspekte (z. B. bau-, natur-, artenschutz- und immissionsschutzrechtliche Vorgaben) berücksichtigt wurden, die die Möglichkeit der Errichtung von Windkraftanlagen einschränken. Die Kriterien wurden in vier Kategorien unterteilt: *Siedlung* (Krankenhäuser, Wohngebiete, Gewerbe- und Industriegebiete etc.), *Infrastruktur* (Autobahnen, Straßen, Flughäfen etc.), *Freiraum* (Naturschutzgebiete, Nationalparks etc.) und *Turbulenzen* (mittlere meteorologische Umgebungsturbulenz in 160 m). Unterschieden wurden dabei harte Ausschlusskriterien (i.d.R. dürfen keine Windenergieanlagen errichtet werden) und weiche Restriktionskriterien (unter bestimmten Umständen dürfen Windkraftanlagen möglicherweise mit Einschränkungen errichtet werden).

Die Potenzialflächen wurden ermittelt durch eine räumliche Verschneidung der Flächen mit ausreichender Windhöffigkeit und den Ausschluss- und Restriktionsflächen entsprechend des Kriterienkatalogs. Die ermittelten Potenzialflächen wurden auf dieser Basis in zwei Kategorien unterteilt:

1. <u>Generell geeignete Flächen</u>
   Potenzialflächen mit ausreichender Windhöffigkeit, die außerhalb der Flächen mit Ausschluss- und Restriktionskriterien liegen
2. <u>Bedingt geeignete Flächen</u>
   Potenzialflächen mit ausreichender Windhöffigkeit, die außerhalb der Flächen mit Ausschlusskriterien, aber innerhalb von Flächen mit Restriktionskriterien liegen und deren Eignung deshalb speziell zu prüfen ist

(2) Berechnung der Windstromerträge

Zur Berechnung der Windstromerträge wurden drei gängige Windenergieanlagen als Referenzanlagen identifiziert: ENERCON E-138 EP3 E2 4,2 MW, Vestas V-150 4,2 MW und Vestas V-126 3,3 MW. Für diese wurden sogenannte Brutto-Jahresstromerträge anhand der luftdichtekorrigierten Leistungskennlinien der Anlagen unter Berücksichtigung des Windangebots für jeden Datenpunkt ermittelt. Verluste wie Abschattungseffekte, Verfügbarkeits- und Netzverluste sowie verschiedene Betriebseinschränkungen (insgesamt zwischen ca. 10% und 15%) wurden nicht berücksichtigt.

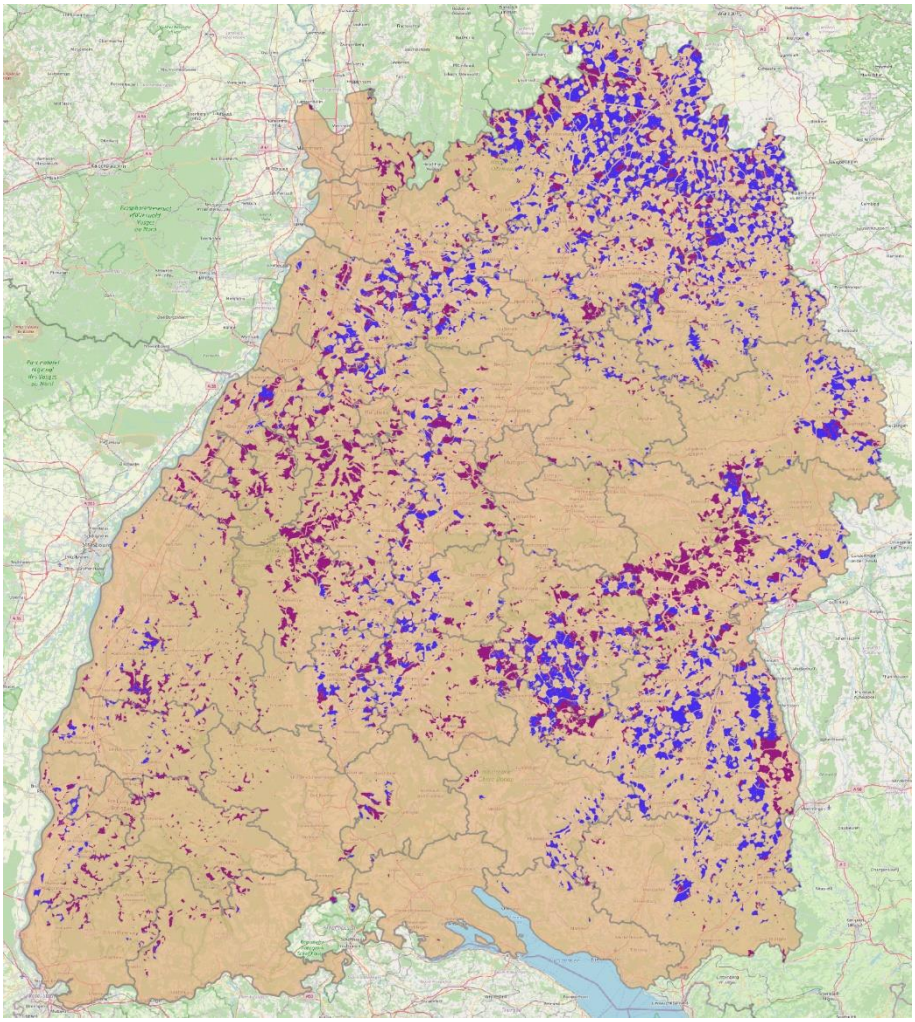
Auf dieser Basis wurden die maximal erzielbaren Netto-Jahresstromerträge für die identifizierten Potenzialflächen berechnet. Hierzu wurden die Brutto-Jahresstromerträge der Referenzanlagen Vestas V150 mit 4,2 MW und ENERCON E-138 EP3 E2 mit 4,2 MW gemittelt und umgerechnet in einen Stromertrag einer fiktiven Referenzanlage mit einer Nabenhöhe von 160 m und einem Rotordurchmesser von 150 m. Weiter wurden die Verluste z. B. durch Abschattungseffekte durch benachbarte Anlagen im Windpark oder Betriebseinschränkungen aller Art pauschal mit einem Abzug von 10 % berücksichtigt.

(3) Platzierung der Referenzanlagen innerhalb der Potenzialflächen

Die Referenzanlagen wurden im Energieatlas zuerst auf den generell und dann auf den bedingt geeigneten Flächen platziert. Für die Verringerung der Windgeschwindigkeiten durch benachbarte Windkraftanlagen und die damit verbundene Ertragsminderung wurde zwischen den Anlagen ein Abstand des fünffachen Rotordurchmessers in Hauptwindrichtung (in Baden-Württemberg: Süd-West) und des dreifachen Rotordurchmessers in Nebenwindrichtung eingehalten. Die daraus resultierenden Abstandsellipsen haben eine große Halbachse von 750 m und eine kleine Halbachse von 450 m. Bereits bestehende Windenergieanlagen wurden nicht berücksichtigt. Potenzialflächen mit weniger als 0,25 ha wurden ausgeschlossen.

3.7.2 Ergebnisse

Die im Energieatlas identifizierte gesamt geeignete Windpotenzialfläche für Baden-Württemberg beträgt 419.817 ha. Diese verteilt sich zu 53 % auf generell geeignete und zu 47 % auf bedingt geeignete Potenzialflächen. In. In Abbildung 16 sind die beiden Potenzialflächenarten in der Karte von Baden-Württemberg eingezeichnet.



Generell geeignete (53 %) Bedingt geeignete Wind-Potenzialfläche (47 %)

Abbildung 16: Generell und bedingt geeignete Windpotenzialflächen in Baden-Württemberg (eigene Darstellung, Hintergrund OpenStreetMap Karte)

Die Windpotenzialflächen nach Kreis sind in Abbildung 17 der Größe nach geordnet dargestellt. Das höchste Windenergiepotenzial hat der Main-Tauber-Kreis mit einer gesamt geeigneten Windpotenzialfläche von 47.643 ha. In zwei Drittel der Kreise sind die gesamt geeigneten Windpotenzialflächen kleiner als 10.000 ha.

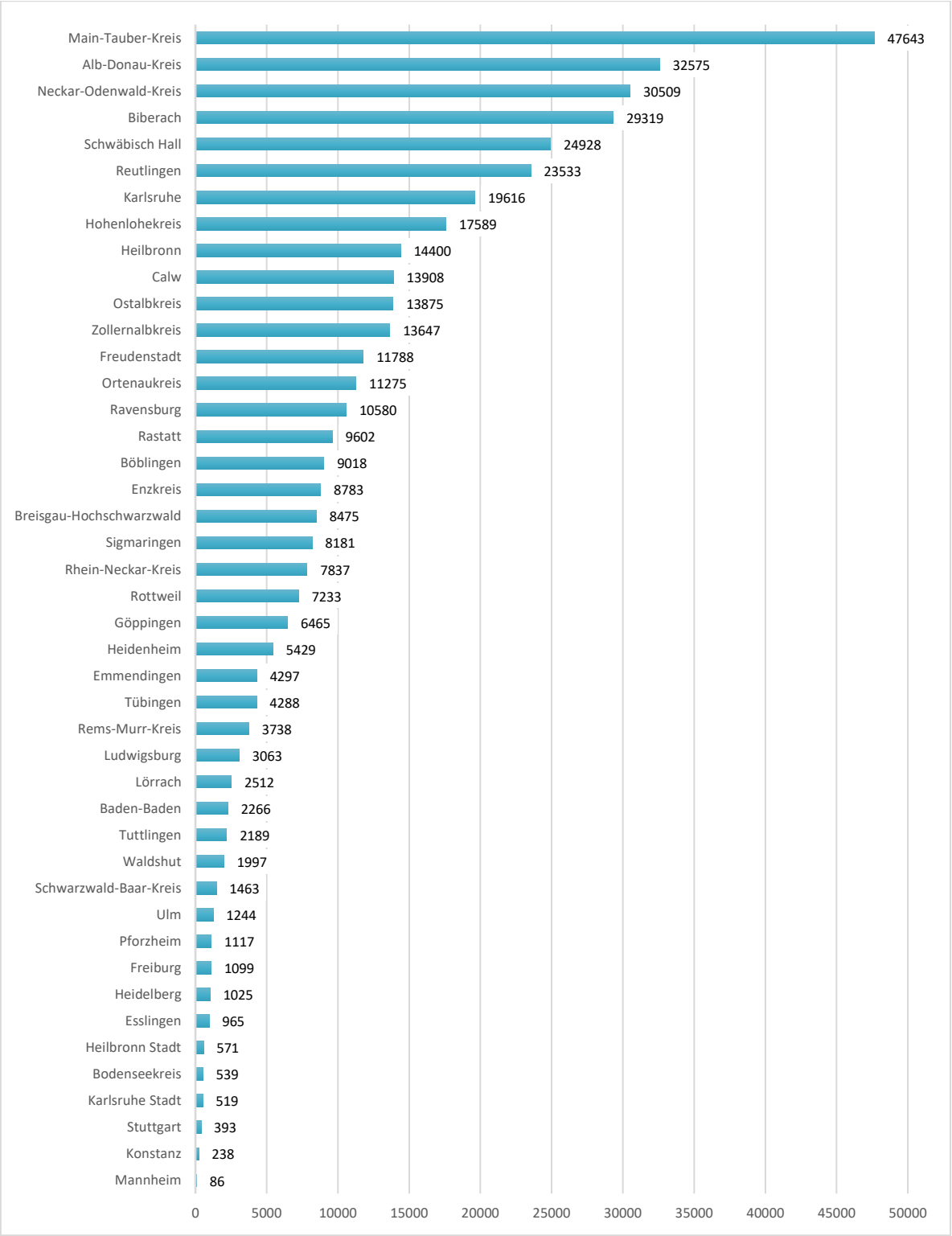


Abbildung 17: Ermittelte Windpotenzialflächen (generell geeignete und bedingt geeignete Flächen summiert) nach Kreis in Baden-Württemberg (Angabe: Fläche in ha)

Die Anteile der generell geeigneten und bedingt geeigneten Windpotenzialflächen an der Gesamtfläche des Landes Baden-Württemberg sowie die Potenziale der dort installierbaren Windkraftanlagen und deren Stromertrag sind in Tabelle 11 dargestellt. Die Methodik hierzu ist unter Kapitel 3.7.1 (3) erläutert.

Tabelle 11: Windpotenzialflächen sowie Potenziale an Windkraftanlagen und deren Stromertrag in Baden-Württemberg

	Fläche	**Anteil**	**Mögliche Anzahl Windkraftanlagen**	**Möglicher Netto Windstrom-ertrag**
	ha		Anzahl	TWh/a
Gesamtfläche Baden-Württemberg	3.574.783 ha	100%		
Generell geeignete Windpotenzialfläche	220.492 ha	6,2%	12.034	125,0
Bedingt geeignete Windpotenzialfläche	199.325 ha	5,6%	8.045	85,4
Gesamt geeignete Windpotenzialfläche	**419.817 ha**	**11,7%**	**20.079**	**210,4**

Die generell geeignete Windpotenzialfläche macht mit 220.492 ha bereits 6,2 % der Landesfläche Baden-Württemberg aus. Zusätzlich wurden 5,6 % der Landesfläche als bedingt geeignet identifiziert, dies macht zusammen 11,7 %. Dies ist wesentlich mehr als die 1,8 % der Landesfläche, die zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2040 zur Installation von Windkraftanlagen ermittelt wurde [33].

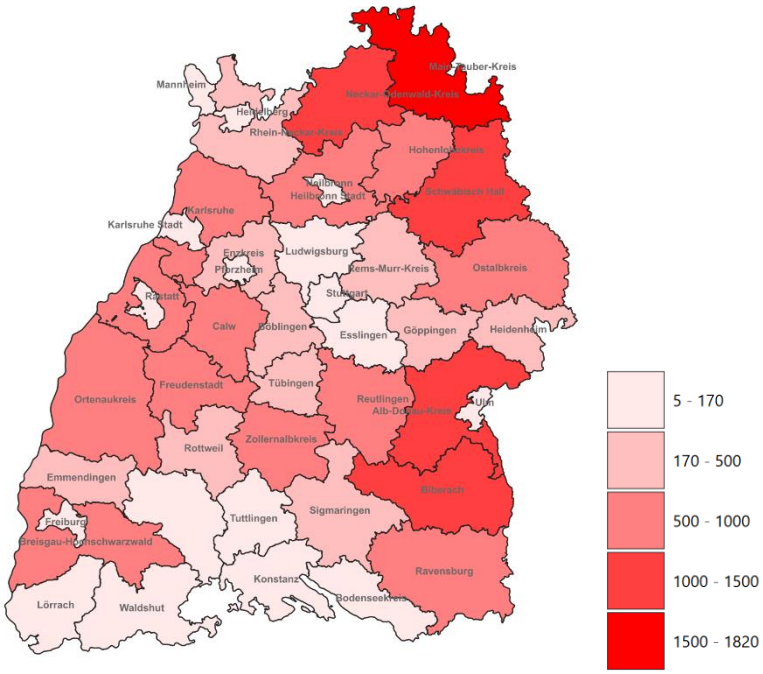


Abbildung 18: Räumliche Verteilung des Potenzials der Anzahl an Windkraftanlagen pro Kreis (generell und bedingt geeignete Potentialflächen)

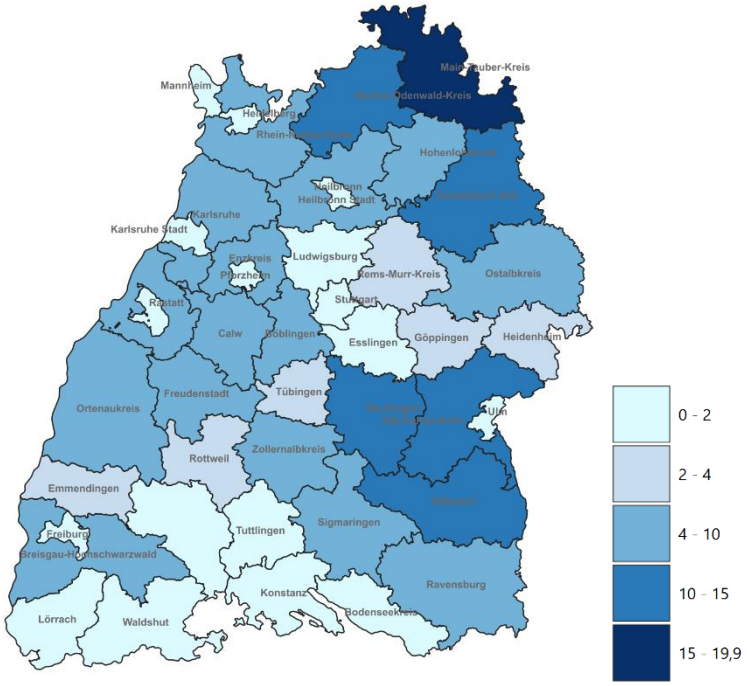


Abbildung 19: Räumliche Verteilung des Potenzials des Netto-Windstromertrags in TWh/a pro Kreis (generell und bedingt geeignete Potentialflächen)

3.8 Biomasse-Potenzial

Biomasse hatte in Baden-Württemberg im Jahr 2022 einen Anteil von 20,7 % an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 82,5 % an der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien und 100 % am Biokraftstoffverbrauch. Dies belegt die aktuell wichtige Rolle der Biomasse unter den erneuerbaren Energien [34]. Allerdings ist ein weiterer Ausbau der Biomassenutzung nur begrenzt möglich, da bereits eine nennenswerte Nutzung der Biomasse-Potenziale stattfindet und der Wettbewerb um die Nutzung der landwirtschaftlichen Flächen zur Produktion von Nahrungsmitteln als auch zum Erhalt der Biodiversität zunehmen wird. Weiter wird die Biomasse künftig in einer Kreislaufwirtschaft zunehmend auch für andere Zwecke, z.B. als Baumaterial oder als Rohstoff für die Kunststoffprodukte eingesetzt werden.

Im Jahr 2022 wurden 4.403 GWh Strom aus Biomasse erzeugt, davon 21 % aus festen biogenen Brennstoffen, 0,1 % aus flüssigen biogenen Brennstoffen, 65 % aus Biogas, 9 % aus dem biogenen Anteil des Abfalls, 4 % aus Klärgas und 1 % aus Deponiegas. Mit 19.673 GWh war der Anteil der Wärme aus Biomasse deutlich höher, wobei darunter die festen biogenen Brennstoffe (Holz) einen Anteil von 86 % ausmachten, gefolgt von Biogas mit 11 % und dem biogenen Anteil des Abfalls mit 3 % [34]. Im Folgenden werden die Potenziale aus Klär- und Deponiegas nicht weiter betrachtet, da sie nur einen geringen Anteil an der Energieversorgung haben, der auch nur begrenzt ausbaubar ist.

Die Landesregierung hat im Jahr 2023 eine Biogasstrategie auf den Weg gebracht mit dem Ziel, das Potenzial von Biogas als klimaneutrale, speicherbare und somit flexibel einsetzbare Energiequelle noch besser auszuschöpfen. Die Ziele sind u.a. die optimale Integration in das auf erneuerbaren Energien basierende Energiesystem, Maximierung des Beitrags von Biogas zur Erreichung der Treibhausgas-Minderungsziele und eine möglichst umfassende Verwertung des technisch nutzbaren Potentials an Gülle/Mist und weiteren verfügbaren biogenen Reststoffen landwirtschaftlicher und gewerblicher Herkunft im Sinne der Kreislaufwirtschaft, sofern vorteilhaft gegenüber anderen Verwertungsmöglichkeiten [35]. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden auf die Biomasse-Potenziale aus Waldholz sowie aus der Landwirtschaft eingegangen.

3.8.1 Biomasse-Potenzial aus Waldholz

Das Land Baden-Württemberg hat eine Waldfläche von ca. 1.353.134 ha (37,9 % der Landesfläche). Anhand des durchschnittlichen Holzvorrats von 358 Vorratsfestmeter (Vfm) pro Hektar in Deutschland ergibt sich ein gesamter Holzvorrat von 484 Mio. Vfm. Im Jahr 2022 wurden davon insgesamt 9,79 Mio. m³ Holz geschlagen, davon sind 1,77 Mio. m³ (18 %) als Energieholz ausgewiesen, darunter 5 % Eiche und Roteiche, 68 % Buche und sonstiges Laubholz, 2 % Kiefer und Lärche sowie 26 % Fichte, Tanne und sonstiges Nadelholz [36]. Der Holzeinschlag im Jahr 2022 machte etwa 2 % des Holzvorrats in Baden-Württemberg aus[5].

Der maximale Energieinhalt (Heizwert) des Energieholzes (bei 0 % Wassergehalt) unterscheidet sich nach den Baumarten und berechnet sich für die 1,77 Mio. m³ Energieholz zu 4.560 GWh im Jahr 2022, für höhere Wassergehalte liegt er niedriger [38]. Dieser Wert ist deutlich niedriger als die 16.914 GWh Wärme, die aus festen biogenen Brennstoffen im Jahr 2022 erzeugt wurde [34]. Dies bedeutet, dass ein großer Anteil des im Jahr 2022 genutzten Energieholzes importiert oder nicht als Holzeinschlag erfasst wurde.

Anhand der Waldfläche wurde die Erntemenge von Energieholz in Baden-Württemberg für jeden Kreis unter der Annahme eines gleichbleibenden Anteils der Baumarten berechnet. In der Abbildung 20 ist der Heizwert des Energieholzes pro Kreis dargestellt entsprechend der Waldfläche und unter Berücksichtigung des Heizwertes je Baumart.

[5] 1 Vorratsfestmeter entspricht etwa 120 % eines Erntefestmesters, ein Festmeter entspricht etwa 1 m³ massivem Holz [37].

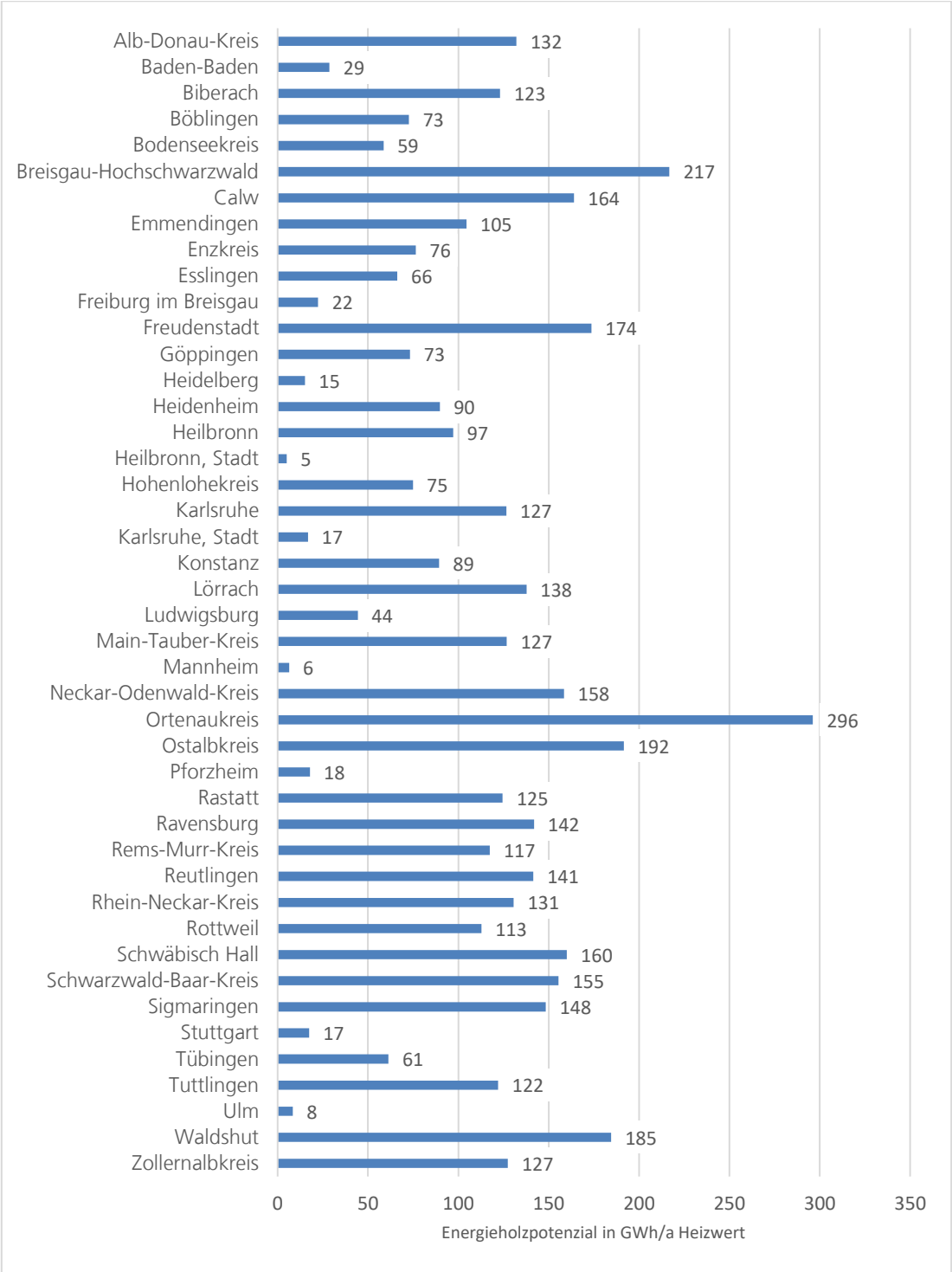


Abbildung 20: Verteilung des Energieholz-Potenzials nach Kreisen für heutigen Waldbestand bei Beibehaltung des heutigen Energieholzanteils und der Baumartenmischung

Das Potenzial an gewinnbarem Energieholz liegt höher, wenn der Anteil des Holzeinschlags am Holzvorrat und/oder der Anteil des Energieholzes am Holzeinschlag erhöht würde. Davon ist allerdings eher nicht auszugehen, da zu erwarten ist, dass die Nachfrage nach Holz zur stofflichen Nutzung (Bauholz etc.) steigt und der Klimawandel die Wälder zunehmend unter Stress setzt u.a. mit zunehmenden Dürreperioden. Deshalb ist anzunehmen, dass der Holzeinschlag eher sinkt als steigt. Es wird also davon ausgegangen, dass das Energieholz weiterhin in der Größenordnung von 5.000 GWh/a Heizwert gewonnen wird.

Im Jahr 2022 wurden aus fester Biomasse, sprich Holz, mit Anlagen mit 174 MW elektrischer Leistung 932 GWh Strom erzeugt [34], da das Energieholz heute zum größten Teil zur Wärmeerzeugung eingesetzt

wird. Es kann davon ausgegangen werden, dass es aus Effizienzgründen künftig vermehrt in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Unter der Annahme, dass langfristig 80 % des Holzes mit einem Heizwert von 4.000 GWh in Holzvergaser-BHKWs genutzt wird, lassen sich künftig mit Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 400 MW bis zu 2.000 GWh/a Strom aus dem Energieholz gewinnen [39].

3.8.2 Bioenergie-Potenzial aus der Landwirtschaft

Biomasse aus der Landwirtschaft zur Stromerzeugung lässt sich am sinnvollsten in Form von Biogas nutzen. Im Jahr 2022 wurden mit Biogasanlagen mit 635 MW elektrischer Leistung 2.862 GWh Strom erzeugt. Dagegen stammten nur 5 GWh aus flüssigen biogenen Brennstoffen, die deshalb im Folgenden nicht betrachtet werden. [34]

Biogas kann mit Reststoffen aus der Landwirtschaft wie z.B. Stroh des Getreides, aus tierischen Reststoffen wie Mist und Gülle sowie aus Bioabfällen erzeugt werden. Im Jahr 2012 stammten 41 % des Substrats von Biogasanlagen aus Silomais, 31 % aus Gülle, 6 % aus Festmist, 10 % aus Grassilage und 12 % aus sonstigen Quellen [40]. Im Jahr 2017 wurde etwa die Hälfte des angebauten Silomais zur Biogaserzeugung und 11,8 % der landwirtschaftlichen Fläche zum Anbau von Mais zur Biogaserzeugung genutzt [41]. Die Verteilung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg im Jahr 2017 nach Kreisen verdeutlicht, dass und macht deutlich, dass diese vor allem in Südosten des Landes stehen (siehe [41]).

Die Biogas-Nutzung kann gesteigert werden durch eine Ausweitung der Nutzung pflanzlichen und tierischen Reststoffen sowie Bioabfällen. Allerdings ist davon auszugehen, dass das Ausbaupotenzial hierbei begrenzt ist, da leicht verfügbare Substrate heute schon genutzt werden. Das größte Ausbaupotenzial besteht im Bereich der Nutzpflanzen, insbesondere Mais. Theoretisch könnte der Anteil der landwirtschaftlichen Fläche von 11,8 % im Jahr 2017 deutlich ausgeweitet werden, allerdings erscheint dies unrealistisch, da einerseits die Nutzungskonkurrenz der landwirtschaftlichen Flächen künftig vermutlich zunehmen wird und andererseits der Anbau von Mais als Monokultur, der u.a. einen hohen Wasserbedarf aufweist, aufgrund des Klimawandels mit zunehmenden Dürreperioden schwieriger werden könnte. Gleichzeitig bemüht sich jedoch das Land in der Biogasstrategie, die Nutzung von Biogas künftig noch besser auszuschöpfen [35]. Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen, dass die Stromproduktion aus Biogas im Land in gleicher Höhe bleibt wie heute und somit auch künftig mit Anlagen mit einer elektrischen Leistung von etwa 650 MW insgesamt etwa 3.000 GWh Strom aus Biogas erzeugt wird.

3.9 Wasserkraftpotenzial

In Baden-Württemberg waren im Jahr 2022 Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von 892 MW installiert, die 4.140 GWh Strom erzeugt haben. Mit einem Anteil von 21,4 % an der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien und 6,2 % am Bruttostromverbrauch im Land lag die Wasserkraft hinter der Photovoltaik und der Stromerzeugung aus Biomasse an dritter Stelle und zählt zu den wichtigen erneuerbaren Energiequellen in Baden-Württemberg [34]. 65 Wasserkraftanlagen gehören zur Kategorie große Wasserkraft mit mehr als 1 Megawatt Leistung, rund 1.700 Anlagen mit einer Leistung unter 1 Megawatt fallen in die Kategorie kleine Wasserkraft [42].

Das vorhandene Wasserkraftpotenzial wird schon gut ausgenutzt, Ausbaupotenziale bestehen in relativ geringem Umfang. Zu deren Ermittlung wurde der Energieatlas Baden-Württemberg ausgewertet [43]. Diesem liegt eine detaillierte Potenzialanalyse aus den Jahren 2015 und 2016 zugrunde, bei der sowohl die Untersuchung der Ausbaupotenziale an bereits für die Wasserkraft genutzten Standorten als auch von Neubaupotenzialen an bislang genutzten und noch nicht genutzten Standorten erfolgte.

Das Potenzial von Wasserkraftanlagen bis 1 MW Leistung wurde für die Einzugsgebiete Neckar, Donau, Hochrhein, Bodensee/Alpenrhein, Main und Oberrhein von untersucht. Die Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW wurden nicht einbezogen. Als Grundlage für die Potenzialermittlung dienten

ökologisch verträgliche Abflüsse gemäß Wasserkrafterlass Baden-Württemberg, die insbesondere die negativen Auswirkungen der Wasserkraftnutzung auf den Aspekt der Fischwanderungen und -migrationen vermindern. [43]

Das gesamte Untersuchungsgebiet hat eine Fläche von 36.107 km² und umfasst ein Gewässernetz von 41.467 km Länge (siehe [44]). Insgesamt wurden 9.347 Standorte in diesem Untersuchungsgebiet betrachtet, davon 2.134 bereits zur Wasserkrafterzeugung genutzte Standorte, 2.018 Regelungsbauwerke ohne zugeordnete Wasserkraftanlagen sowie 5.286 Sohlenbauwerke mit einem theoretischen Potenzial von mindestens 8 kW. [44]

In der Potenzialanalyse wurde an 429 Standorten der Neubau einer Wasserkraftanlage untersucht, während an 808 Standorten der Ausbau einer vorhandenen Nutzung geprüft wurde. An insgesamt 8.111 Standorten wurde aus verschiedenen Gründen wie z.B. zu geringer Fallhöhe kein Potenzial ermittelt. Die Ergebnisse sind zusammengefasst wie folgt: „Die vorhandene Leistung liegt bei 270 MW, die Jahresarbeit betrug im Jahr 2012 1.036 GWh. Die theoretisch mögliche technische Leistung beträgt 325 MW, die mögliche technische Jahresarbeit 1.304 GWh (5.160 Betriebsstunden/a). Als "technisch-ökonomisch-ökologisch" mögliche Jahresarbeit verbleiben davon bei dem im Energieatlas zu Grunde gelegten Szenario 1.001 GWh." [45]

Der Energieatlas bietet einen Datensatz mit installierbaren Wasserkraftanlagen aufgelöst nach Kreisen zum Download an. Die Anzahl und die Leistung der installierbaren Wasserkraftanlagen sowie der mögliche Jahresstromertrag sind in Tabelle 12 aufgelistet.

Tabelle 12: Installierbare kleine Wasserkraftanlagen bis 1 MW Leistung in Baden-Württemberg nach Kreisen (Stand: 2015/2016, Quelle: Energieatlas Baden-Württemberg [46])

ID	**Kreis**	**Installierbare kleine Wasserkraftanlagen nach Potenzialanalyse 2015/2016**		
		Anzahl	*Leistung in MW*	*Stromertrag in GWh/a*
8425	Alb-Donau-Kreis	45	7	26
8211	Baden-Baden	5	0	0
8426	Biberach	76	40	118
8115	Böblingen	11	0	0
8435	Bodenseekreis	22	1	3
8315	Breisgau-Hochschwarzwald	59	5	14
8235	Calw	71	5	23
8316	Emmendingen	87	6	23
8236	Enzkreis	25	5	24
8116	Esslingen	54	9	39
8311	Freiburg	10	1	2
8237	Freudenstadt	77	6	22
8117	Göppingen	37	4	16
8221	Heidelberg	2	1	9
8135	Heidenheim	22	2	7
8125	Heilbronn	32	5	24
8121	Heilbronn Stadt	1	0	0
8126	Hohenlohekreis	33	7	30
8215	Karlsruhe	23	3	3
8212	Karlsruhe Stadt	3	0	0
8335	Konstanz	23	4	14
8336	Lörrach	86	14	46
8118	Ludwigsburg	26	4	18
8128	Main-Tauber-Kreis	43	4	14
8222	Mannheim	0	0	0

8225	Neckar-Odenwald-Kreis	19	1	2
8317	Ortenaukreis	159	12	38
8136	Ostalbkreis	47	1	5
8231	Pforzheim	10	3	10
8216	Rastatt	33	38	94
8436	Ravensburg	80	18	50
8119	Rems-Murr-Kreis	30	2	7
8415	Reutlingen	81	8	28
8226	Rhein-Neckar-Kreis	31	3	10
8325	Rottweil	57	11	33
8127	Schwäbisch Hall	97	10	40
8326	Schwarzwald-Baar-Kreis	55	5	13
8437	Sigmaringen	51	6	25
8111	Stuttgart	0	0	0
8416	Tübingen	22	9	35
8327	Tuttlingen	10	2	7
8421	Ulm	6	14	53
8337	Waldshut	90	10	35
8417	Zollernalbkreis	24	1	3
	Baden-Württemberg	**1.775**	**289**	**963**

Die Potenzialanalyse bezog sich nur auf kleine Wasserkraftanlagen bis 1 MW Leistung, somit ist die in Tabelle 12 genannte Leistung von 289 MW deutlich geringer als die 892 MW, die nach aktueller Statistik in Betrieb befindlichen Wasserkraftanlagen. Der mögliche Jahresstromertrag wurde mit 964 GWh/a ermittelt und beträgt damit weniger als ein Viertel der 4.140 GWh, die im Jahr 2022 erzeugt wurden.

Von den in Tabelle 12 gelisteten 1.775 Anlagen ist der Großteil bereits in Betrieb. Als Ergebnis der Potenzialanalyse kann an 655 Standorten der Neubau einer Wasserkraftanlage ab 8 kW Leistung erwogen werden, an 582 Wasserkraftanlagen wurde ein zusätzliches Ausbaupotenzial von mindestens 8 kW ermittelt. Auf dieser Basis wurden 2 Szenarien für das Ausbaupotenzial für kleine Wasserkraftanlagen bis 1 MW Leistung erarbeitet. Im Szenario 1 wurden ökologische Abflüsse nach dem Wasserkrafterlass Baden-Württemberg berechnet, in Szenario 2 wurden spezifische fischökologische Anforderungen berücksichtigt. Im Szenario 1 wurde eine zusätzliche Jahresstromerzeugung von 212 GWh/a ermittelt, im Szenario 2 nur von 138 GWh/a. [47]

In einer Studie der Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg aus dem Jahr 2021 wurden die Klein- und Großwasserkraftwerke gemeinsam betrachtet und ermittelt, dass die gesamt installierte Leistung von aktuell 892 MW bis zum Jahr 2030 durch Modernisierung von Altanlagen auf rund 930 MW mit rund 4.650 GWh/a gesteigert werden. Weiter wird erwartet, dass durch Neuanlagen bzw. Erweiterungen eine zusätzliche Stromproduktionskapazität von rund 380 GWh/a erstellt werden kann. Das bis 2040 erschließbare Gesamtpotenzial wird somit auf rund 1.000 MW bzw. 5.000 GWh/a geschätzt, davon rund 4.000 GWh/a in Anlagen größer 1 MW. [39]

In der Summe wird somit von einer Erhöhung der aktuell installierten Leistung bzw. des Jahresstromertrag von Wasserkraftanlagen in Baden-Württemberg um 21 % ausgegangen. Auf welche Kreise sich die Ausbaupotenziale verteilen, ist nicht bekannt, da nicht bekannt ist, welche der in Tabelle 12 gelisteten Kleinwasserkraftanlagen bis 1 MW bereits in Betrieb sind und auch nicht bekannt ist, in welchen Kreisen die Potenziale für den Ausbau von Großwasserkraftanlagen mit mehr als 1 MW Leistung liegen.

3.10 Geothermie-Potenzial

Die Geothermie wird unterschieden in oberflächennahe Geothermie bis zu einer Tiefe von 400 m und die Tiefengeothermie ab 400 m Tiefe. Die Temperaturen des oberflächennahen Erdreichs bis 400 m Tiefe liegen

im Bereich von 10 bis 15 °C und sind deshalb geeignet als primäre Wärmequelle für Wärmepumpen (Umweltwärme, siehe Kapitel 3.11). Das Erdreich kann aber auch als saisonaler Langzeit-Untergrundspeicher bei Einbringung von Erdsonden genutzt werden. Mit Tiefenbohrungen von 3.000 m Tiefe oder mehr kann heißes Wasser ab etwa 100 °C gefördert werden, das zur Beheizung und Prozesswärmebereitstellung geeignet ist (siehe [48]). Die Potentiale der Erdwärme sind prinzipiell überall vorhanden, sie unterscheiden sich jedoch im Aufwand der Einbringung von Bohrungen, der notwendigen Tiefe, um eine gewünschte Temperatur zu erreichen und der Ergiebigkeit einer Bohrung. Davon hängt jeweils der Aufwand für die Bohrungen ab und damit die Kosten und Wirtschaftlichkeit. Weitere Faktoren für die Bewertung der Sinnhaftigkeit einer geothermischen Wärme- oder auch Stromerzeugung sind der lokale bzw. regionale Wärmebedarf und die alternativen Energiequellen im umgebenden Energiesystem.

Die Temperaturen im Erdreich nehmen kontinuierlich zu, je tiefer man bohrt. Die Temperaturzunahme beträgt im Schnitt etwa 3 Grad Celsius[6] pro 100 m. Die Temperaturverteilung im Untergrund ist jedoch nicht einheitlich. In Deutschland gibt es Gebiete, in denen die Temperaturzunahme gegenüber dem Durchschnittswert wesentlich erhöht ist. In manchen Bereichen des Oberrheingrabens, im Gebiet von Bad Urach am Fuß der Schwäbischen Alb, bei Landshut in Bayern oder in einzelnen Bereichen im Norddeutschen Becken nimmt die Temperatur teilweise um mehr als 5 Grad pro 100 m zu. In diesen Bereichen liegen so genannte positive Temperaturanomalien vor. Für die Nutzung der geothermischen Energie hat dies den Vorteil, dass die gewünschte Temperatur bereits in geringerer Tiefe erreicht wird und dadurch niedrigere Bohrkosten sowie geringere Investitionskosten anfallen. [49]

Welche Regionen sich vor diesem Hintergrund für die Nutzung von Tiefengeothermie besonders eigenen, geben die Potenzialkarten in [49]) an. In Baden-Württemberg weist hierbei vor allem der Oberrheingraben gute Bedingungen auf. Die Nutzung der Tiefengeothermie wird auch von der Bundesregierung als wichtiger Baustein der Wärmewende gesehen. Sie verfolgt das Ziel, bundesweit 10 TWh Wärme aus mittlerer und tiefer Geothermie bis zum Jahr 2030 zu erschließen und will dafür mindestens 100 Projekte anstoßen [50].

Die Größe des Potenzials der geothermischen Wärmeversorgung hängt von verschiedenen Rahmenbedingungen ab, wie z.B. den benötigten Vorlauf- und der möglichen Rücklauftemperaturen (Injektionstemperatur) der Wärme. Zu unterscheiden ist auch das technische Angebotspotenzial (die förderbare Wärmemenge) und das technische Bereitstellungspotenzial (der Anteil des Angebotspotenzials, für den in der Region auch ein Wärmebedarf vorhanden ist). In einer Untersuchung wurde beispielsweise für den Oberrheingraben ein technisches Angebotspotenzial für geothermische Wärme von bis zu 8 GW Leistung und einem Wärmeertrag von bis zu 20 TWh/a ermittelt [51]. Das Gebiet ist in [51] dargestellt. Unter der Annahme, dass die Hälfte dieses Potenzials (10 TWh/a Wärme) in Baden-Württemberg anfällt, ergibt sich ein Anteil von etwa 13 % am Gesamtwärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser in Baden-Württemberg mit 78 TWh im Jahr 2019 [31], was die Relevanz des Potenzials zeigt.

Die Stromerzeugung mit Geothermischen Anlagen, die heiße Temperaturen aus entsprechenden Tiefen nutzen, ist technisch gut erprobt, so sind in der Türkei geothermische Anlagen zur Stromerzeugung mit 1,69 GW, in Italien mit 0,92 GW und in Island mit 0,75 GW elektrischer Leistung installiert (Stand 2022) [52]. In Deutschland gibt es dagegen bislang nur einige wenige Forschungsprojekte, so betreibt die EnBW den Betrieb einer geothermischen Anlage in Bruchsal mit 0,5 MW elektrischer Leistung mit einer Bohrung mit 2.500 m Tiefe [53]. Ob die geothermische Stromerzeugung langfristig einen Beitrag zu akzeptablen Kosten liefern kann, ist bislang offen. In naher Zukunft konzentriert sich die Nutzung der Geothermie auf die Wärmebereitstellung.

[6] Umgangssprachlich wird hier die Einheit „Grad Celsius" verwendet, physikalisch korrekt ist jedoch „Kelvin (K)" bei denselben Werten

3.11 Umweltwärme-Potenzial

Die Umweltwärme wird genutzt, wenn Wärmepumpen Wärme auf einem höheren Temperaturniveau als der Temperatur der Wärmequelle bereitstellen. Als primäre Wärmequellen kommen die Umgebungsluft, das Erdreich (durch horizontal verlegte Kollektoren oder durch Erdsonden, d.h. Bohrungen von typischerweise 80 bis 150 m Tiefe, sogenannte oberflächennahe Geothermie), Flusswasser, Grundwasser oder Seewasser in Frage. Das Verhältnis von Umweltwärme zu einzusetzendem Strom hängt von der Temperaturdifferenz zwischen Umweltwärme und bereitgestellter Wärme ab. Ja höher die Temperaturdifferenz, desto mehr Strom muss eingesetzt werden. Wärmepumpen, die zur Beheizung von Gebäuden eingesetzt werden, haben typischerweise eine Leistungszahl (COP, Coefficient of Performance) von 3 bis 5, d.h. bei Einsatz von 1 kWh Strom werden 3 bis 5 kWh nutzbare Wärme bereitgestellt. Die verbleibende Energiemenge wird der Wärmequelle als Umweltwärme entzogen und beträgt somit zwischen 2 und 4 kWh. Je nach Einsatz der Wärmepumpen und den verwendeten Temperaturniveaus kann auch ein COP von 7 oder mehr erreicht werden, bei sehr kalten Außentemperaturen kann jedoch auch bei Wärmepumpen, die Außenluft als Umweltwärme-Quelle nutzen, der Wärmepumpeneffekt ganz aussetzen und sich der Heizstab einschalten, was einem COP von 1 entspricht. Wichtig ist es, den mittleren COP über das gesamte Jahr zu ermitteln.

Das Potenzial an Umweltwärme ist praktisch unbegrenzt, soweit Außenluft genutzt wird. Bei Erdbohrungen besteht die Begrenzung des Potenzials in der verfügbaren Fläche zum Einbringen der Bohrungen. Das Potenzial von Flusswasser oder stehenden Gewässern als Umweltwärme-Quelle ist begrenzt und muss vor Ort ermittelt werden.

3.12 Zusammenfassung Potenziale

Eine Übersicht der Potenziale für die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien, die in den vorigen Kapiteln vorgestellt wurden, ist in Tabelle 13 nach Kreisen aufgelistet in der Übersicht dargestellt. Dabei wurde angenommen, dass der Stromertrag der PV-Anlagen im Durchschnitt 1.000 kWh pro kW für Dach- und Freiflächenanlagen sowie 900 kWh pro kW für PV-Parkplatzüberdachungen beträgt. Die Verteilung der Stromerträge der mit fester Biomasse betriebenen KWK-Anlagen wurde den Kreisen proportional zu ihren Waldanteilen zugeordnet. Die Stromerträge der Biogasanlagen wurden proportional zu den heute installierten Biogas-Anlagenleistungen verteilt. Bei der Wasserkraft beträgt das Gesamtpotenzial 5.000 GWh/a, von dem heute schon 4.500 GWh/a genutzt werden. Eine Aufteilung der Potenziale von kleinen Wasserkraftanlagen nach Kreisen ist dargestellt und beträgt mit 963 GWh/a knapp 20 % des Gesamtpotenzials. Das restliche Potenzial liegt im Bereich der großen Wasserkraft ab 1 MW pro Anlagen mit einem Stromertrag von 4 GWh/a. Hierzu liegen keine Zuordnungen nach Kreisen vor.

Tabelle 13: Übersicht der Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbare Energien nach Kreisen

Kreis	***PV Dach-anla-gen***	**PV-Frei-fläche 2 % der Landes-fläche**	**PV Park-plätze**	**Windkraft auf generell geeigne-ten Flä-chen**	**Energie-holz**	**Biogas**	**Kleine Wasser-kraft**	**Summe**
	GWh/a	*GWh/a*	*GWh/a*	*GWh/a*	*GWh/a*	*GWh/a*	*GWh/a*	*GWh/a*
Alb-Donau-Kreis	1.871	3.307	40	7.421	132	262	26	13.059
Baden-Baden	294	330	10	194	29	0	0	857
Biberach	2.329	3.431	56	9.181	123	352	118	15.590
Böblingen	2.204	1.504	86	2.137	73	40	0	6.044
Bodenseekreis	1.803	1.618	59	421	59	33	3	3.996
Breisgau-Hochschw.	2.022	3.355	58	1.551	217	50	14	7.267
Calw	1.285	1.941	26	1.116	164	17	23	4.572
Emmendingen	1.262	1.655	29	1.204	105	57	23	4.335
Enzkreis	1.365	1.396	27	1.852	76	32	24	4.772
Esslingen	3.183	1.561	91	72	66	19	39	5.031
Freiburg	944	282	35	202	22	0	2	1.487
Freudenstadt	1.091	2.119	31	1.494	174	46	22	4.977
Göppingen	1.858	1.564	42	807	73	54	16	4.414
Heidelberg	638	213	23	0	15	0	9	898
Heidenheim	1.038	1.527	33	1.914	90	74	7	4.683
Heilbronn	2.955	2.677	29	5.975	97	72	24	11.829
Heilbronn Stadt	767	129	90	168	5	0	0	1.159
Hohenlohekreis	1.266	1.891	35	6.317	75	58	30	9.672
Karlsruhe	3.559	2.641	59	5.449	127	29	3	11.867
Karlsruhe Stadt	1.505	276	103	65	17	0	0	1.966
Konstanz	1.777	1.991	63	113	89	150	14	4.197
Lörrach	1.522	1.963	41	462	138	3	46	4.175
Ludwigsburg	3.084	1.301	92	876	44	88	18	5.503
Main-Tauber-Kreis	1.291	3.174	41	17.018	127	57	14	21.722
Mannheim	1.605	325	79	0	6	0	0	2.015
Neckar-Odenw.-Kreis	1.377	2.741	43	10.439	158	52	2	14.812
Ortenaukreis	3.734	4.528	127	2.754	296	38	38	11.515
Ostalbkreis	2.861	3.679	73	5.395	192	103	5	12.308
Pforzheim	535	224	19	28	18	0	10	834
Rastatt	1.767	1.671	67	1.007	125	28	94	4.759
Ravensburg	2.869	3.973	68	5.884	142	275	50	13.261
Rems-Murr-Kreis	2.693	2.089	64	1.534	117	51	7	6.555
Reutlingen	2.109	2.659	56	6.355	141	118	28	11.466
Rhein-Neckar-Kreis	3.708	2.584	138	1.822	131	43	10	8.436
Rottweil	1.372	1.873	32	2.671	113	99	33	6.193
Schwäbisch Hall	2.362	3.612	54	11.555	160	168	40	17.951
Schwarzw.-Baar-Kreis	1.730	2.496	54	222	155	88	13	4.758
Sigmaringen	1.438	2.931	32	3.598	148	204	25	8.376
Stuttgart	2.201	240	61	0	17	1	0	2.520
Tübingen	1.483	1.264	44	1.308	61	46	35	4.241
Tuttlingen	1.261	1.788	31	568	122	69	7	3.846
Ulm	763	289	32	161	8	0	53	1.306
Waldshut	1.346	2.753	37	305	185	78	35	4.739
Zollernalbkreis	1.701	2.233	45	3.342	127	44	3	7.495
Summe	**79.828**	**85.798**	**2.354**	**124.957**	**4.560**	**3.000**	**963**	**301.460**
4 TWh/a für große Wasserkraft sind nicht den Kreisen zugeordnet								

Die in den obigen Kapiteln ermittelten Potenziale an Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg sind in Tabelle 13 zusammenfassend dargestellt. Das gesamte Stromerzeugungspotenzial von 306 TWh pro Jahr ist groß. Dabei wurde für PV-Freiflächen nicht das technische Potenzial, sondern das Potenzial auf 2 % der Landesfläche (siehe Kapitel 3.4.2) und für die Windkraftanlagen nur das Potenzial auf generell geeigneten Flächen (siehe Kapitel 3.7.2) aufgelistet, die deutlich kleiner sind als die technischen Potenziale. Zum Vergleich sind die aktuellen politischen Zielsetzungen der Landesregierung Baden-Württemberg, soweit vorhanden, dargestellt bzw. die Angaben von Studien zur Klimaneutralität. Die Zielsetzung von 30,7 GW PV-Leistung auf Dächern entspricht einer Potenzialausnutzung von ca. 40 %, bei PV-Freiflächen entspricht die Vorgabe von 16,6 GW nur 20 % des 2 % Potenzials. Für PV-Parkplatzüberdachungen und wird von 50 % Potenzialausschöpfung ausgegangen. Bei der Windkraft wird vom aktuellen Ziel der Nutzung von 1,8 % der Landesfläche ausgegangen. Die Stromerzeugung aus fester Biomasse (Holz) geht zwar vom gleichen Holzeinschlag wie heute aus, allerdings mit einem deutlich erhöhten KWK-Anteil in dessen Nutzung. Biogas bleibt unverändert zur heutigen Erzeugung. Für die Wasserkraft wird eine volle Ausschöpfung des technischen Potenzials angenommen, das etwa 11 % höher als die heutige Wasserkraftnutzung ist.

Tabelle 14: Gut verfügbare Potenziale zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg aus erneuerbaren Energien und aktuelle politische Zielsetzung zur Potenzialausnutzung

Potenzialart	**Gut verfügbare Potenziale**		**Politische Ziele bzw. Studienziele**		Politische Zielsetzung Baden-Württemberg bzw. getroffene Annahmen
	Installierte elektrische Leistung	**Stromer-zeugung**	Installierte elektrische Leistung	**Stromer-zeugung**	
	GW	TWh/a	GW	TWh/a	
PV-Dachpotenzial	79,8	80	30,7	29,6	30,7 GW auf Dächern [25]
PV-Freiflächen 2 % Landesfläche	85,8	85,8	16,6	16,6	16,6 GW Freiflächenanlagen [25]
PV-Parkplatzüberd.	2,6	2,4	1,3	1,2	Annahme: 50 % Pot.-Ausschöpfung
Windpotenzial generell geeign. Flächen		125		32,4	1,8 % der Landfläche [54]
Feste Biomasse		4,6		4,6	Gleichbleibende Gesamtmenge Holzeinschlag, Erhöhung KWK
Biogas		3,0		3,0	Gleichbleibende Menge
Wasserkraft	1,0	5,0	1,0	5,0	Studie BW klimaneutral 2040 [39]
Summe		**306**		**92**	

Das Potenzial der Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien ist deutlich schwerer anzugeben. Das Solarthermie-Potenzial beträgt bei Heizungsunterstützung etwa 12 TWh, die Bioenergie-Wärme etwa 5,4 TWh und das Geothermie-Potenzial im Oberrheingraben bis zu 20 TWh Wärme pro Jahr. Die Umweltwärme ist dagegen annähernd unbegrenzt verfügbar. Inwieweit diese Wärmequellen in der Praxis tatsächlich nutzbar sind, ist jedoch pauschal schwer abschätzbar. Dabei ist davon auszugehen, dass die Wärme künftig im Wesentlichen durch Wärmepumpen, also mit Strom unter Nutzung der Umweltwärme bereitgestellt wird. Die anderen genannten Quellen stellen eine Ergänzung dar.

Die teilweise relativ geringen Ausnutzungsgrade der erneuerbaren Energien im aktuellen politischen Zielszenario in Bezug auf die technischen Potenziale zeigen, dass noch genügend Spielraum besteht, bei Bedarf die Ausbauziele für erneuerbare Energien noch weiter anzuheben.

4 Langfristige Deckung von Angebot und Nachfrage

Abbildung 21 zeigt den Strombedarf in Baden-Württemberg heute und die Ergebnisse für das Jahr 2040. Im Vergleich dazu ist die heutige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die aktuelle politische Zielsetzung sowie das technische Potenzial dargestellt. Die Energiemengen bei der aktuellen politischen Zielsetzung entsprechen 0,5 % der Landesfläche für PV-Freiflächenanlagen und 1,8 % der Landesfläche für Windenergieanlagen (Flächenziele Baden-Württemberg). Außerdem wird angenommen, dass 40 % des maximalen PV-Dachpotenzials genutzt wird (in Anlehnung an die Sektorziele 2040 Baden-Württemberg [25]. Es wird davon ausgegangen, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft und Biomasse sich nur geringfügig erhöht. Ein Ausbau von Photovoltaik und Windkraft in dieser Größenordnung ist ambitioniert, doch selbst mit diesen Strommengen kann die errechnete Stromnachfrage in 2040 von 108 bis 161 TWh nicht vollständig gedeckt werden. Die Deckung beträgt ca. 57 bis 85 %. Es entstünde ein Importsaldo von 16 bis 69 TWh. Eine höhere Deckung der Nachfrage aus Erneuerbaren Energien ist möglich, da sich das vermutlich erschließbare Potenzial über der aktuellen politischen Zielsetzung und unter dem technischen Potenzial befindet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dies eine jahresbilanzielle Deckung ist. Die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Nachfrage ist nicht berücksichtigt, da hierfür eine deutlich aufwendigere systematische Betrachtung von Erzeugung, Stromnetz und Nachfrage in viertel- oder stündlicher Auflösung notwendig wäre.

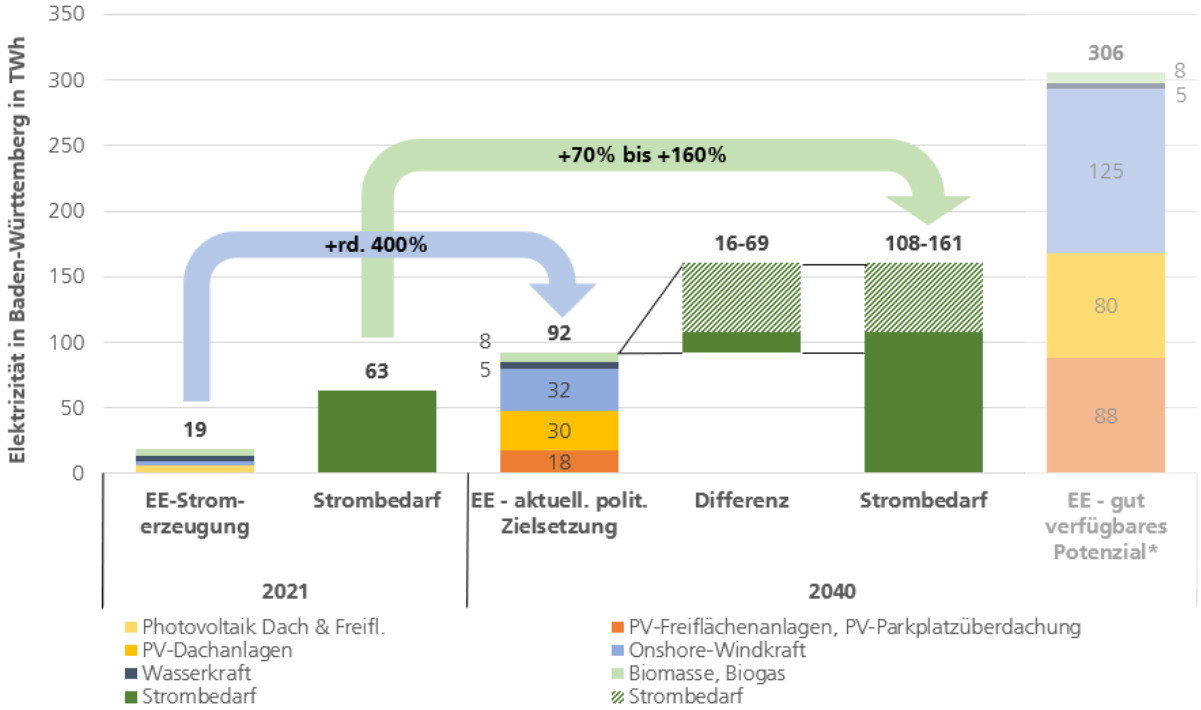


Abbildung 21: Heutige EE-Stromerzeugung und Strombedarf in Baden-Württemberg, Strombedarf und EE-Potenziale in 2040[7]

Das Potenzial erneuerbarer Energien ist in den Landkreisen Baden-Württembergs unterschiedlich verteilt (siehe Abbildung 22). Insbesondere in den Stadtkreisen ist das Potenzial nicht ausreichend für die berechneten Strombedarfe. In ländlich geprägten Landkreisen kann wiederum das Potenzial erneuerbarer Energien den berechneten Strombedarf weit übersteigen. Ein starker Austausch zwischen den Regionen wird daher unerlässlich sein. Main-Tauber-Kreis und Schwäbisch Hall stechen heraus mit den größten Potenzialen, was

[7]* Dargestellt sind in dieser Grafik nur die generell geeigneten Flächen für Windanlagen, bei PV-Freiflächen sind 2% der Landesfläche berücksichtigt. Werden auch bedingt geeignete Flächen genutzt (siehe Abschnitt 3.12) so liegt das technische Potenzial bei 1132 TWh.

durch eine Kombination aus hohem PV-Freiflächenpotenzial und hohem Windpotenzial begründet ist. Die zugrundeliegenden Daten sind im Anhang in Tabelle 19 zu finden.

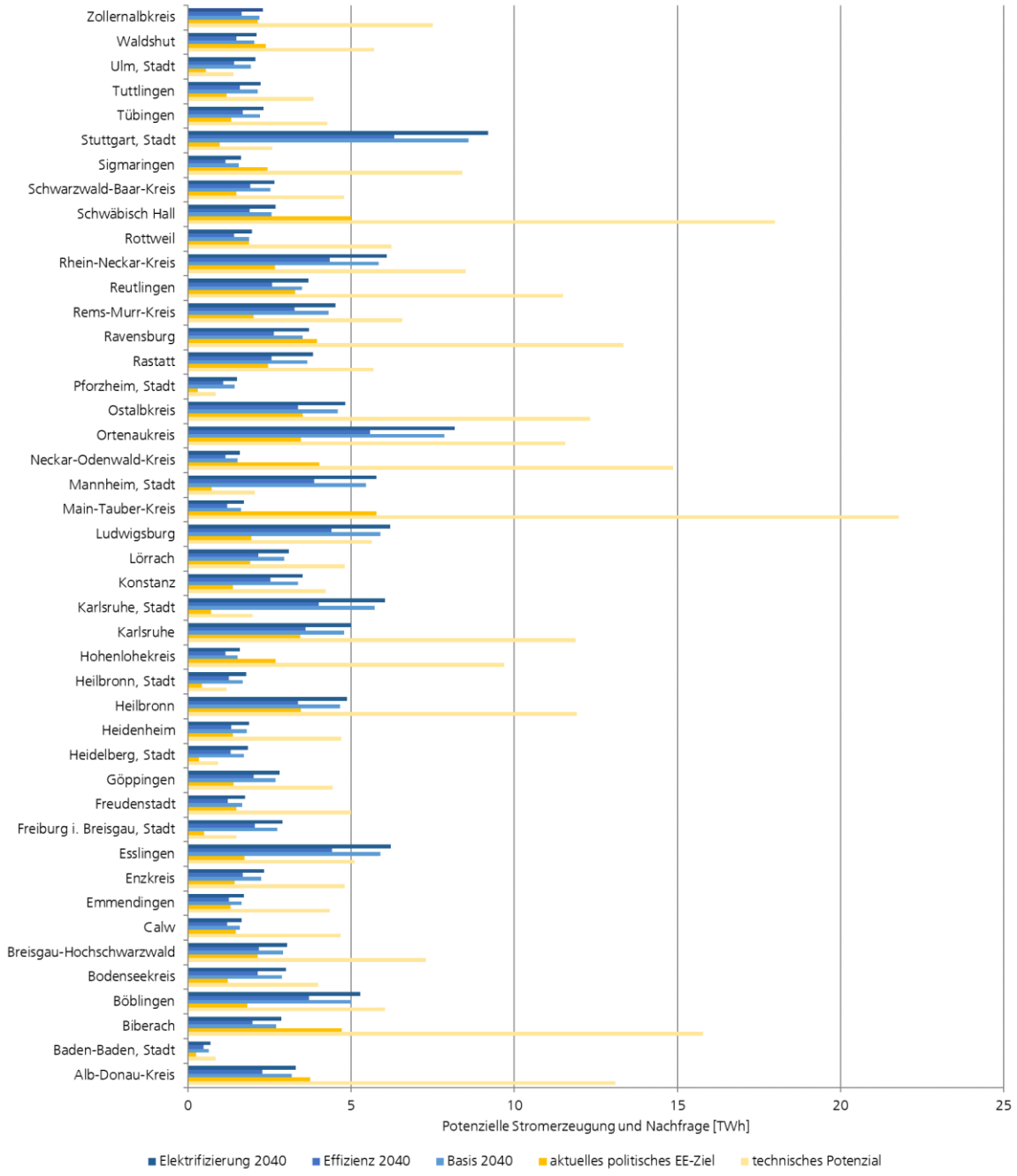


Abbildung 22: Stromnachfrage in den drei Szenarien in 2040 im Vergleich mit den EE-Potenzialen auf Landkreisebene. Beim technischen Potenzial wurde angenommen, dass 2% der Landesfläche für Freiflächenanlagen genutzt werden.

Das deutsche Energiesystem im Jahr 2040 zeichnet sich durch einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien aus. Die zukünftige Stromerzeugung wird deutlich höheren, wetterbedingten Schwankungen ausgesetzt sein als die heutige. Diese Schwankungen können umso leichter kompensiert werden, je größer das betrachtete Einzugsgebiet ist. Das bedeutet, dass ein Stromaustausch zwischen verschiedenen Regionen und Ländern mit unterschiedlichen Wetterlagen anzustreben ist.

Eine flexible Nachfrage ist ebenfalls notwendig, um auf die Schwankungen in der Stromerzeugung reagieren zu können. Um die Stromnachfrage zu flexibilisieren, kann eine Vielzahl von Technologien eingesetzt werden, beispielsweise Wärmepumpen, Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen oder Elektrolyseure. Weitere

Flexibilitäten sind durch thermische, elektrische und chemische (Groß-)Speicher bereitzustellen. Die Steuerung der Flexibilitäten wird sinnvollerweise über Preissignale erfolgen.

Trotz dieser Maßnahmen ist es unwahrscheinlich, dass sich einzelne Bundesländer in Deutschland selbstversorgen. Dies sollte auch nicht angestrebt werden, da ein vernetztes und großflächiges ausgelegtes Energiesystem deutlich niedrigere Gesamtkosten hat als mehrere kleinere separate autarke Energiesysteme. Dementsprechend kommt dem Ausbau der weiträumigen Übertragungsnetze und der Vollendung des Energie-Binnenmarktes in der EU eine herausragende Rolle zu. Gleichzeitig müssen jedoch auch die Anschlüsse von großen Nachfragern in der Industrie an das Mittelspannungsnetz ausgebaut und verstärkt werden. Ein lokaler Ausbau der Erneuerbaren Energien ist trotzdem anzustreben, da eine fehlende lokale Stromerzeugung zu höheren Endkundenpreisen in Regionen ohne eigene Erzeugung führen könnte.

Der Netzentwicklungsplan 2037/2045 der Übertragungsnetzbetreiber für Baden-Württemberg sieht vor, dass zwei Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen in Baden-Württemberg enden: das *Ultranet* in Philippsburg sowie *SuedLink* in Großgartach. Mit deren Fertigstellung hat das Bundesland erste gute Bedingungen, Strom überregional zu importieren oder exportieren. Weitere Netzverstärkungen, vornehmlich im Norden des Landes, sind geplant. Jedoch sind wie oben geschrieben, die Nieder- und Mittelspannungsnetze nicht zu vergessen, um den starken Einspeiseleistung aus Erneuerbaren Energien und Strombedarfen bis 2040 Herr zu werden.

5 Empfehlungen zur Ausschöpfung der Potenziale der erneuerbaren Energien

Im folgenden Abschnitt werden konkrete Umsetzungsstrategien für verschiede Akteure in Baden-Württemberg gegeben, um den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu beschleunigen und das Angebotspotenzial in der Region zu heben.

Politische Akteure

Politische Vorgaben sind ein starkes Steuerungsinstrument mit hohem Einfluss auf den Verlauf des EE-Zubaus in Baden-Württemberg. Das Ziel der Klimaneutralität 2040 muss um jährliche Ausbauziele ergänzt werden, deren Erreichung und Höhe in Abhängigkeit zur Stromnachfrage und Dekarbonisierungsstand jährlich überprüft wird. Planungs- und Genehmigungszeiten bei der Windkraftprojekten sollten weiter verringert werden. Wo immer rechtliche Hürden für den Ausbau bestehen, sollten diese konsequent durch die Politik abgebaut werden. Vorrangflächen, wie sie für die Windenergie ausgewiesen werden, sollten auch für PV-Anlagen vorgesehen werden. Bei der Ausweisung von Vorrangflächen sollte ein politischer Diskurs über die Lastenverteilung des EE-Ausbaus geführt werden, da die Stromlast und die Erzeugungspotenziale häufig nicht im gleichen Kreis vorhanden sind. Es ist unausweichlich, dass einige Landkreise mehr EE-Zubau schultern müssen als andere. Zur Harmonisierung des Ausbaus sollten die Landkreise und Regionen entsprechend ihrer Potenziale erneuerbare Energien abgleichen und zielführend zubauen. Hierbei sollte durch vielfältige Beteiligungs- und Informationsformate die Akzeptanz bei der Bevölkerung gefördert werden. Eine Erhöhung der Akzeptanz für Energieinfrastruktur ist essenziell für den Wirtschaftsstandort in Baden-Württemberg. Durch die Initiierung und Förderung von Pilot- und Leuchtturmprojekten und den konsequenten Ausbau auf öffentlichen Gebäuden können Projekte mit Vorbildfunktion geschaffen und damit die Akzeptanz und Etablierung der EE-Technologien weiter gefördert werden.

Für eine reibungslose Verteilung der EE-Erzeugung und eine sichere Stromversorgung in Zukunft ist es wichtig, frühzeitig die Weichen für einen ausreichenden Stromnetzausbau zu stellen, da es sich dabei um langfristige Planungen handelt. Der Netzausbau geht dabei weit über Baden-Württemberg hinaus. Insofern muss die Politik die Strombedarfe des Landes Baden-Württemberg deutlich kommunizieren und darauf achten, dass die Bedarfe in die nationalen und internationalen Netzentwicklungsplanungen einfließen.

Weitere Instrumente, die eingeführt werden können, sind landesspezifische Förderprogramme und eine PV-Pflicht für Bestandsgebäude. Um den Ausbau weiter zu beschleunigen können durch eine Überprüfung und Anpassung der Denkmalschutzanforderungen und des Baurechts Hürden beseitigt werden. Hierfür ist es auch wichtig in Zusammenarbeit mit den lokalen Verteilnetzbetreibern die Netzanschlussbedingungen zu überprüfen.

Interessenvertretungen wie IHK, Handwerks-, Architekten-, Ingenieurskammern

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung der verschiedenen Sektoren ist ein wichtiges und komplexes Thema für die Zukunftsfähigkeit des Landes Baden-Württemberg und von Unternehmen im Besonderen. Diesen Umstand sollte Rechnung getragen werden, indem die Interessenvertretungen eigene Stellen schaffen, die sich mit diesen Themen ausreichend beschäftigen können. Dies hilft auch dabei die Thematik breiter zu kommunizieren, so dass nicht nur der Ausbau der Erneuerbaren Energien und Elektrifizierungsmaßnahmen als Fokus gesetzt wird, sondern auch die damit verbunden Themen, wie zum Beispiel Initiativen gegen den Fachkräftemangel (bspw. bei Fachkräften der Elektroinstallation) vorangetrieben werden können.

Interessensvertretungen vermitteln Unternehmensinteressen an die entsprechenden Adressaten in der Politik und können mithilfe der Ergebnisse dieser Studie die notwendigen Rahmenbedingungen für die Unternehmen fordern. Eine weitere wichtige Aufgabe der Interessenvertretungen ist die Information und Weiterbildung von Mitgliedern in den Bereichen EE-Ausbau, Eigenerzeugung und Elektrifizierung ihrer Prozesse. Darüber hinaus können sie Informationen zu Fachbetrieben bündeln und diese gezielt an ihre Mitglieder

weitergeben. Sie können außerdem den Wissensaustausch unter den Mitgliedern fördern, indem sie z.B. Plattformen für Best-Practices schaffen oder Leuchtturmprojekte unterstützen. Bei einer besonders guten Zusammenarbeit sind auch Partnerschaften für den EE-Ausbau oder die Beschaffung von Strom und Material denkbar.

Beratungsstellen und Energieagenturen

Die Aufgaben der Beratungsstellen ähneln denen der Interessenvertretungen. Sie richten sich aber nicht nur an einzelne Gruppen, sondern können sich breiter aufstellen und damit auch Menschen erreichen, die nicht in Interessensgruppen vertreten sind. Sie können sich zum Beispiel verstärkt auf Eigenheimbesitzer und Haushalte fokussieren und diese beraten und motivieren.

Unternehmen in der Industrie, im Gewerbe und im Wohnungsbau

Unternehmen sind ein enorm wichtiger Baustein für das Gelingen der Energiewende, daher ist es wichtig, dass sie sich aktiv damit auseinandersetzen und dabei bestmöglich unterstützt werden. Die Unternehmen müssen sich mit ihren Produkten und Geschäftsmodellen im Rahmen der Energiewende auseinandersetzen, um mögliche Veränderungen in diesen abschätzen zu können. Dies kann zum Beispiel die Elektrifizierung von bestimmten Prozessen sein oder die Versorgung mit selbsterzeugtem Solarstrom, um Teile des eigenen Strombedarfs zu decken und sich damit unabhängiger von externen Faktoren zu machen. Dabei ist es wichtig, eine Reihe von Faktoren zu berücksichtigen, wie z.B. die Preisentwicklung von Erdgas und Wasserstoff oder die Stromnachfrageentwicklung des eigenen Unternehmens. Da es sich hierbei um komplexe Themen handelt, die im Alltag von kleinen und mittelgroßen Unternehmen nur eine untergeordnete Rolle spielen, kann die Unterstützung durch externe Hilfe sehr vorteilhaft sein. Ein erster Schritt für die Entwicklung einer solchen Strategie kann mit einem einfachen CO_2- und Energiemonitoring beginnen, um Klarheit über die Energieverbräuche innerhalb des Unternehmens zu gewinnen. Als zweiter Schritt sollten dann Effizienzmaßnahmen identifiziert und umgesetzt werden.

Ein einfacher Weg, um einen ersten Beitrag für die Dekarbonisierung des Unternehmens zu leisten, ist die Installation einer Solaranlage. Dabei ist es wichtig, eigene Flächen zu identifizieren und den Ausbau mithilfe von Installateuren und Projektentwicklern zu planen. Eine eigenen PV-Anlage bietet darüber hinaus eine Absicherung gegenüber schwankenden Marktpreisen.

Stromnetzbetreiber

Die Netzbetreiber sollten so befähigt werden, dass sie den EE-Ausbau durch eine einfache und schnelle Bearbeitung der Anträge auf Netzanschluss unterstützen können. Zusammen mit den Energieversorgern sollten Sie bei Netzanschlussfragen beratend zur Seite stehen. Ein verstärkter Netzausbau und intelligente Betriebsstrategien erhöhen die Stabilität des Netzes und reduzieren die Notwendigkeit von Einspeisemanagementmaßnahmen.

Energieversorger

Die Energieversorger können als Partner für die Industrie bei Fragen der Strombeschaffung auftreten und die Nachfrage nach Erneuerbaren Energien zielgerichtet unterstützen. Durch den Aufbau von eigenen EE-Kapazitäten und einem EE-Portfolio können sie die Stromnachfrage in der Industrie unterstützen. Mit lokalen Projekten kann auch die Verbindung zwischen Stromangebot und -Nachfrage dargestellt werden.

6 Literaturverzeichnis

[1] Julian Brandes, Markus Haun, Daniel Wrede, Patrick Jürgens, Christoph Kost, Hans-Martin Henning, "Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update November 2021: Klimaneutralität 2045", Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf.

[2] Bundesregierung, *Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672 (Zugriff am: 28. September 2022).

[3] *Ariadne Projekt.* [Online]. Verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/ (Zugriff am: 14. Dezember 2023).

[4] G. Luderer *et al.,* "Deutschland auf dem Weg aus der Gaskrise", 2022.

[5] F. Bartels, C. Auer, F. Benk, G. Luderer und D. Soergel, *Ariadne Transformation Tracker.* [Online]. Verfügbar unter: https://tracker.ariadneprojekt.de/de/ (Zugriff am: 14. Dezember 2023).

[6] AG Energiebilanzen e.V., *Energiebilanz der Bundesrepublik 2021.* [Online]. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?wpv-jahresbereich-bilanz=2021-2030 (Zugriff am: 14. Dezember 2023).

[7] Statistisches Bundesamt, *Kreisfreie Städte und Landkreise nach Fläche, Bevölkerung und Bevölkerungsdichte.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/04-kreise.html.

[8] Bundesministerium für Digitales und Verkehr, *Regionalstatistische Raumtypologie (RegioStaR).* [Online]. Verfügbar unter: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html (Zugriff am: 15. Dezember 2023).

[9] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Interne Datensätze*.

[10] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., *Datensätze aus dem DemandRegio Projekt.* [Online]. Verfügbar unter: http://opendata.ffe.de/project/demandregio/ (Zugriff am: 20. Juni 2022).

[11] Statistisches Bundesamt, *Umweltökonomische Gesamtrechnung 85131-0002 Verwendung von Energie: Deutschland, Jahre, Produktionsbereiche, Energieträger.* [Online]. Verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=85131-0002&bypass=true&levelindex=0&levelid=1663858479887#abreadcrumb (Zugriff am: 7. Juni 2021).

[12] Statistisches Bundesamt, *Jahreserhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes, im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden(JEVI).* [Online]. Verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=43531-0002&bypass=true&levelindex=0&levelid=1663933606458#abreadcrumb (Zugriff am: 23. Juni 2022).

[13] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, *Jahreserhebung ü. die Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitendem Gewerbe.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.regionalstatistik.de/genesis/online?sequenz=statistikTabellen&selectionname=43531#abreadcrumb (Zugriff am: 15. Dezember 2023).

[14] Sabine Frisch et. al., *Prozesswärme im Marktanreizprogramm: Zwischenbericht zu Perspektivische Weiterentwicklung des Marktanreizprogramms*. Stuttgart, 2010.

[15] Prof. Dr.-Ing. Clemens Rohde, *Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD.* [Online]. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/isi_anwendungsbilanz_industrie_2020_20210903.pdf (Zugriff am: 22. Juli 2022).

[16] Marius Neuwirth, *The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany: Energy Conversion and Management.* [Online]. Verfügbar unter: https://isi.pages.fraunhofer.de/pshp/ (Zugriff am: 15. Dezember 2023).

[17] BNetzA, *Marktstammdatenregister: MaStR-Daten registriert ab 31.01.2019 (Stand 22.08.2022)*. Bundesnetzagentur (BNetzA). [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html.
[18] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Energieatlas Baden-Württemberg.* [Online]. Verfügbar unter: www.energieatlas-bw.de/ (Zugriff am: 10. Dezember 2023).
[19] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hg., "Zahlen und Fakten: Energiedaten: Nationale und internationale Entwicklung, letzte Aktualisierung 20.01.2022", 2022.
[20] B. Siemes, *Wird die Sonne ewig scheinen?* [Online]. Verfügbar unter: https://www.planet-wissen.de/natur/weltall/sonne/pwiewirddiesonneewigscheinen100.html (Zugriff am: 5. Dezember 2023).
[21] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg und Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Hg., "Energiebericht kompakt 2023" [Online]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Energiebericht-kompakt-2023.pdf. Zugriff am: 20. November 2023.
[22] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Daten- und Berechnungsgrundlagen, Modell: Energieatlas. Sonne.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas-bw.de/sonne/dachflachen/potenzialanalyse/daten-und-berechnungsgrundlagen (Zugriff am: 10. Dezember 2023).
[23] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Wirtschaftlichkeitsrechner: Energieatlas. Sonne.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas-bw.de/sonne/dachflachen/potenzialanalyse/wirtschaftlichkeitsrechner (Zugriff am: 16. September 2023).
[24] VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V., Hg., "VDI Statusreport: Fotovoltaik wird tragende Säule der Stromversorgung", 2023. Zugriff am: 3. Januar 2024.
[25] ZSW, ifeu, Öko-Institut und Fraunhofer ISI, Hamburg Institut, "Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040: Teilbericht Sektorziele 2030", 2022.
[26] Umweltbundesamt, *Photovoltaik: Flächeninanspruchnahme durch Freiflächenanlagen.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/photovoltaik#freifl%C3%A4chen (Zugriff am: 11. Dezember 2023).
[27] Solar Cluster Baden-Württemberg e.V., Hg., "Photovoltaik-Parkplätze, Solarüberdachungen von Park- & Stellplätzen: Faktenpapier Aktualisierung 2023", 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://solarcluster-bw.de/de/aktuelles/downloads. Zugriff am: 12. Dezember 2023.
[28] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Hg., "Praxisleitfaden zur Photovoltaik-Pflicht" [Online]. Verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/praxisleitfaden-zu-photovoltaik-pflicht-veroeffentlicht-1. Zugriff am: 12. Dezember 2023.
[29] Geofabrik GmbH, *Download OpenStreetMap data for this region: Baden-Württemberg.* [Online]. Verfügbar unter: https://download.geofabrik.de/europe/germany/baden-wuerttemberg.html (Zugriff am: 10. November 2023).
[30] Wüstenrot Stiftung, *Solarthermie: Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäusern.* [Online]. Verfügbar unter: http://www.solarthermie-potenziale.de/cms/wp-content/uploads/2014/05/Solarthermie_in_Einfamilienhausern_Wuestenrot_Stiftung_2014.pdf.
[31] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Hg., "Gebäudereport 2022", 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Gebaeudereport-2022-barrierefrei.pdf.
[32] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Windatlas Baden-Württemberg: Energieatlas Baden-Württemberg. Wind.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas-bw.de/wind/windatlas (Zugriff am: 15. November 2023).

[33] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, *Windenergie und Naturschutz: Gesetzliche Grundlagen und Hilfen.* [Online]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien/windenergie/planung-genehmigung-und-bau/windenergie-und-naturschutz (Zugriff am: 12. Dezember 2023).
[34] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Hg., "Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2022", 2023.
[35] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, *Biogasstrategie Baden-Württemberg auf den Weg gebracht: Pressemitteilung 04.07.2023.* [Online]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/biogasstratht-tps://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/biogasstrategie-baden-wuerttemberg-auf-den-weg-gebrachtegie-baden-wuerttemberg-auf-den-weg-gebracht (Zugriff am: 9. Dezember 2023).
[36] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, *Holzeinschlag nach Holzsorten und Waldeigentumsarten 2022.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.statistik-bw.de/Landwirtschaft/Ernte/Holzeinschlag-Sorten.jsp (Zugriff am: 20. November 2023).
[37] Wald-Prinz, *Raummaße für Stammholz im Wald.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.wald-prinz.de/festmeter-raummeter-schuttraummeter-co/551 (Zugriff am: 20. November 2023).
[38] Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft, Hg., "Der Energieinhalt von Holz: LWF Merkblatt 12, Juli 2014", 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.lwf.bayern.de/mam/cms04/service/dateien/mb-12-energiegehalt-holz.pdf. Zugriff am: 20. November 2023.
[39] J. Nitsch und M. Magosch, "Baden-Württemberg klimaneutral 2040: Erforderlicher Ausbau der Erneuerbaren Energien", 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://erneuerbare-bw.de/fileadmin/user_upload/pee/Startseite/Magazin/Projekt/PDF/20211027_Studie_EE-Ausbau_fuer_klimaneutrales_BW.pdf. Zugriff am: 12. Dezember 2023.
[40] J. Messner und M. Elsäßer, "Gas aus Gras - welche Grünlandaufwüchse eignen sich für die Biogaserzeugung", 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://lazbw.landwirtschaft-bw.de/site/pbs-bw-new/get/documents/MLR.LEL/PB5Documents/lazbw_2017/lazbw_gl/Gr%C3%BCnlandwirtschaft_und_Futterbau/Biogas/Dokumente_Biogas/Gas%20aus%20Gras.pdf. Zugriff am: 20. November 2023.
[41] J. Messner, "Aktueller Stand der Biogasnutzung in Baden-Württemberg", 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://lazbw.landwirtschaft-bw.de/site/pbs-bw-new/get/documents/MLR.LEL/PB5Documents/lazbw_2017/lazbw_gl/Gr%C3%BCnlandwirtschaft_und_Futterbau/Biogas/Dokumente_Biogas/Aktueller_Stand_Biogasnutzung_2018.pdf. Zugriff am: 20. November 2023.
[42] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, *Wasserkraft.* [Online]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/erneuerbare-energien/wasserkraft (Zugriff am: 10. Dezember 2023).
[43] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Ermitteltes Wasserkraftpotenzial: Energieatlas. Wasser.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas-bw.de/wasser (Zugriff am: 15. November 2023).
[44] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Untersuchungsgebiet: Energieatlas Baden-Württemberg. Wasser.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas-bw.de/wasser/hintergrundinformationen/untersuchungsgebiet (Zugriff am: 10. Dezember 2023).
[45] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Potenzialanalyse: Energieatlas Baden-Württemberg. Wasser.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas-bw.de/wasser/potenzialanalyse (Zugriff am: 10. Dezember 2023).
[46] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Wasserkraftpotenzial auf Gebietsebene: Daten- und Kartendienst der LUBW.* [Online]. Verfügbar unter: https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/api/processingChain?repositoryItemGlobalId=energie_wasser.Ermitteltes+Wasserkraftpotenzial.energie%3Aeebw_wasser_pot_gebietsebene.sel&conditionValuesSetHash=A9B99DD&selector=energie_wasser.Ermitteltes+Wasserkraftpotenzial.energie%3Aeebw_wasser_pot_gebietsebene.sel&sourceOrderAsc=false&offset=0&limit=2147483647 (Zugriff am: 10. Dezember 2023).

[47] J. Reiss, A. Becker und S. Heimerl, "Ergebnisse der Wasserkraftpotenzialermittlung in Baden-Württemberg: Praxis Wasserkraft" in *Wasserwirtschaft*, S. 18–23. [Online]. Verfügbar unter: https://www.springerprofessional.de/ergebnisse-der-wasserkraftpotenzialermittlung-in-baden-wuerttemb/15098170

[48] R. Bracke und E. Huenges, Hg., "Roadmap tiefe Geothermie für Deutschland: Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende", 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://doi.org/10.24406/ieg-n-645792. Zugriff am: 14. November 2023.

[49] Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, Hg., "Tiefe Geothermie, Grundlagen und Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland", 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.geotis.de/homepage/sitecontent/info/publication_data/public_relations/public_relations_data/LIAG_Broschuere_Tiefe_Geothermie.pdf. Zugriff am: 4. Dezember 2023.

[50] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Eckpunkte für eine Erdwärmekampagne: Geothermie für die Wärmewende", 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eckpunkte-geothermie.html. Zugriff am: 5. Dezember 2023.

[51] M. Sandrock *et al.,* "Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen: Climate Change 31/2020", 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_10_21_climate_change_31_2020_kommunaler_klimaschutz_durch_verbesserung_der_effizienz_abschlussb_0.pdf. Zugriff am: 5. Dezember 2023.

[52] European Geothermal Energy Council, Hg., "EGEC Geothermal Market Report 2022: 12th Edition July 2023, key findings", 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.egec.org/media-publications/egec-geothermal-market-report-2022/. Zugriff am: 5. Dezember 2023.

[53] EnBW, *Geothermie.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/geothermie/ (Zugriff am: 5. Dezember 2023).

[54] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, *Windenergie und Klimaschutz - eine untrennbare Verbindung: Wind-an-Land-Gesetz.* [Online]. Verfügbar unter: https://klimaschutzland.baden-wuerttemberg.de/windkraft (Zugriff am: 10. Dezember 2023).

7 Anhang

7.1 Methodik des Energiesystemmodells REMod

Die Strombedarfsberechnung basiert auf Transformationspfaden (Szenarien) für das deutsche Energiesystem zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahre 2045, die mit dem Energiesystemmodell REMod des Fraunhofer ISE berechnet werden. Mit dem Energiesystemmodell REMod können Transformationspfade des deutschen Energiesystems, also die jährliche technologische Zusammensetzung des Energiesektors, des Gebäudesektors, des Industriesektors und des Verkehrssektors von heute bis 2050 berechnet werden. Ein solcher Transformationspfad ist beispielsweise charakterisiert durch die Entwicklung der installierten Leistungen von Erneuerbaren Energien oder konventionellen Kraftwerken, die Anzahl an Wärmepumpen zur Raumheizung, die Anzahl an Elektrodenkesseln in der Industrie oder die Anzahl an batteriebetriebenen PKWs. Diese Transformationspfade erfüllen zwei zentrale Randbedingungen: zum einen das Erreichen von politisch gesetzten Klimazielen und zum anderen eine Deckung des Energiebedarfs auf stündlicher Ebene in Deutschland. Die berechneten Transformationspfade unterscheiden sich je nach den Annahmen, die getroffen werden. Über unterschiedliche Annahmen werden verschiedene Szenarien umgesetzt, die dazu dienen, mögliche Entwicklungen für das deutsche Energiesystem für unterschiedliche zukünftige Welten aufzuzeigen und dafür ein konsistentes Mengengerüst für Leistungen und Energien zu berechnen. Szenarien sind nicht als exakte Prognosen für die Zukunft zu betrachten. Weiterführende Informationen zum Energiesystemmodell REMod finden sich in [1].

7.2 Gesamtdeutscher Strombedarf nach Sektoren

Strombedarf für Deutschland im Jahr 2045 aufgeteilt nach Sektoren in TWh

Sektor	Basis	Effizienz	Elektrifizierung
Verkehr	230	164	264
Gebäude	387	289	379
Industrie	355	239	368
Energiewirtschaft	365	186	353

7.3 Unternehmen, die bei den Workshops vertreten waren

Dr. W. Schwabe GmbH&Co.KG	Netze ODR GmbH
e.systeme21 GmbH	Netze-Gesellschaft Südwest mbH
ebm-papst Mulfingen GmbH & Co.KG	Oberland Gruppe
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Opterra Wössingen GmbH
Ettlin Spinnerei und Weberei Produktions GmbH	Rolls-Royce Power Systems
Go-Ahead Baden-Württemberg GmbH	Schmalz
Härterei Haferbier GmbH	Schmid Bioenergie GmbH & Co. KG
Härterei Reese Brackenheim GmbH	SCHWENK Zement GmbH & Co. KG
J. M. Voith SE & Co. KG	Stadtwerke Karlsruhe GmbH
J. Schmalz GmbH	Stadtwerke Konstanz GmbH
Klöpfer GmbH & Co. KG	STOPA Anlagenbau GmbH
Koehler Renewable Energy GmbH	Südzucker AG - Werk Offenau

Michelin	SWU Energie GmbH
MiRO Karlsruhe	TransnetBW
Netze BW	TTS Tooltechnic Systems AG & Co. KG

7.4 Weitere Daten zum Bericht

Im nachfolgenden findet sich der Strombedarf der Land- und Stadtkreise sowie auf aggregiert auf IHK-Bezirke, aufgeschlüsselt nach den verschiedenen Sektoren. Die Werte sind dabei in der Einheit Gigawattstunden angegeben.

Tabelle 15: Strombedarf des Basisszenarios nach Landkreisen und Sektoren in [GWh]

Region	Jahr	Industrie	GHD	Haushalte	Verkehr	PtX	Gesamt
Alb-Donau-Kreis	2020	1069	146	315	34	0	1564
Alb-Donau-Kreis	2025	1162	163	390	100	86	1901
Alb-Donau-Kreis	2030	1344	180	496	203	438	2661
Alb-Donau-Kreis	2035	1530	194	623	353	835	3535
Alb-Donau-Kreis	2040	1707	207	774	495	1282	4465
Baden-Baden, Stadt	2020	38	115	88	9	0	250
Baden-Baden, Stadt	2025	42	131	109	26	2	310
Baden-Baden, Stadt	2030	51	147	139	52	10	399
Baden-Baden, Stadt	2035	61	163	174	107	19	524
Baden-Baden, Stadt	2040	70	178	217	177	33	675
Biberach	2020	657	189	322	35	0	1203
Biberach	2025	729	212	398	107	4	1450
Biberach	2030	834	236	506	218	23	1817
Biberach	2035	944	254	636	401	46	2281
Biberach	2040	1049	271	790	600	78	2788
Bodenseekreis	2020	611	293	347	38	0	1289
Bodenseekreis	2025	658	328	429	111	5	1531
Bodenseekreis	2030	760	366	546	224	34	1930
Bodenseekreis	2035	861	393	685	423	69	2431
Bodenseekreis	2040	958	419	851	646	117	2991
Breisgau-Hochschwarzwald	2020	472	288	422	45	0	1227
Breisgau-Hochschwarzwald	2025	519	325	521	132	8	1505
Breisgau-Hochschwarzwald	2030	610	365	663	265	49	1952
Breisgau-Hochschwarzwald	2035	698	394	833	470	99	2494
Breisgau-Hochschwarzwald	2040	782	422	1035	676	169	3084
Böblingen	2020	781	746	625	67	0	2219
Böblingen	2025	840	811	773	194	17	2635
Böblingen	2030	983	881	984	390	105	3343
Böblingen	2035	1144	948	1235	748	214	4289
Böblingen	2040	1296	1012	1535	1166	363	5372
Calw	2020	207	170	255	28	0	660
Calw	2025	223	184	315	83	3	808
Calw	2030	253	198	401	169	16	1037
Calw	2035	286	211	503	295	32	1327

Calw	2040	318	224	626	416	55	1639
Emmendingen	2020	243	146	266	28	0	683
Emmendingen	2025	262	164	328	82	2	838
Emmendingen	2030	295	184	418	164	11	1072
Emmendingen	2035	327	197	525	292	22	1363
Emmendingen	2040	357	210	652	421	38	1678
Enzkreis	2020	492	154	318	34	0	998
Enzkreis	2025	526	172	393	98	1	1190
Enzkreis	2030	600	190	500	196	9	1495
Enzkreis	2035	678	205	628	348	18	1877
Enzkreis	2040	752	218	780	500	31	2281
Esslingen	2020	869	657	849	91	0	2466
Esslingen	2025	950	732	1050	260	66	3058
Esslingen	2030	1094	811	1336	521	407	4169
Esslingen	2035	1242	879	1677	974	823	5595
Esslingen	2040	1383	943	2085	1484	1390	7285
Freiburg i. Breisgau, Stadt	2020	286	501	368	39	0	1194
Freiburg i. Breisgau, Stadt	2025	294	532	454	103	7	1390
Freiburg i. Breisgau, Stadt	2030	355	563	578	203	43	1742
Freiburg i. Breisgau, Stadt	2035	427	603	726	417	87	2260
Freiburg i. Breisgau, Stadt	2040	494	642	902	697	147	2882
Freudenstadt	2020	425	138	188	20	0	771
Freudenstadt	2025	465	152	233	62	6	918
Freudenstadt	2030	529	167	296	127	34	1153
Freudenstadt	2035	597	179	372	233	68	1449
Freudenstadt	2040	662	190	462	348	112	1774
Göppingen	2020	356	302	412	44	0	1114
Göppingen	2025	382	326	509	131	9	1357
Göppingen	2030	441	352	648	264	54	1759
Göppingen	2035	506	377	813	478	109	2283
Göppingen	2040	568	400	1011	702	185	2866
Heidelberg, Stadt	2020	103	334	253	27	0	717
Heidelberg, Stadt	2025	107	349	312	71	1	840
Heidelberg, Stadt	2030	128	365	397	139	5	1034
Heidelberg, Stadt	2035	154	393	499	294	11	1351
Heidelberg, Stadt	2040	179	420	620	500	18	1737
Heidenheim	2020	474	142	211	23	0	850
Heidenheim	2025	504	152	261	68	34	1019
Heidenheim	2030	567	162	332	137	183	1381
Heidenheim	2035	644	173	417	253	354	1841
Heidenheim	2040	717	183	519	379	559	2357
Heilbronn	2020	1098	368	551	59	0	2076
Heilbronn	2025	1190	404	682	172	15	2463
Heilbronn	2030	1395	442	867	346	83	3133
Heilbronn	2035	1617	476	1089	640	164	3986
Heilbronn	2040	1829	508	1353	964	266	4920

Heilbronn, Stadt	2020	266	276	201	21	0	764
Heilbronn, Stadt	2025	288	302	249	57	3	899
Heilbronn, Stadt	2030	331	328	317	111	18	1105
Heilbronn, Stadt	2035	375	353	398	232	36	1394
Heilbronn, Stadt	2040	416	376	494	391	61	1738
Hohenlohekreis	2020	361	144	179	20	0	704
Hohenlohekreis	2025	384	158	222	59	1	824
Hohenlohekreis	2030	423	172	282	121	9	1007
Hohenlohekreis	2035	467	184	354	235	18	1258
Hohenlohekreis	2040	509	195	441	369	31	1545
Karlsruhe	2020	742	490	711	77	0	2020
Karlsruhe	2025	789	540	879	224	22	2454
Karlsruhe	2030	918	592	1119	453	118	3200
Karlsruhe	2035	1052	638	1405	814	227	4136
Karlsruhe	2040	1179	681	1746	1186	356	5148
Karlsruhe, Stadt	2020	1305	878	491	52	0	2726
Karlsruhe, Stadt	2025	1414	962	607	138	201	3322
Karlsruhe, Stadt	2030	1683	1049	772	271	1085	4860
Karlsruhe, Stadt	2035	1983	1152	970	578	2110	6793
Karlsruhe, Stadt	2040	2268	1251	1205	994	3353	9071
Konstanz	2020	614	371	457	49	0	1491
Konstanz	2025	654	407	565	143	5	1774
Konstanz	2030	760	445	718	287	28	2238
Konstanz	2035	871	479	902	522	58	2832
Konstanz	2040	976	512	1121	770	98	3477
Ludwigsburg	2020	810	667	867	93	0	2437
Ludwigsburg	2025	882	741	1072	267	9	2971
Ludwigsburg	2030	1036	818	1364	536	54	3808
Ludwigsburg	2035	1195	884	1713	987	110	4889
Ludwigsburg	2040	1347	947	2129	1480	186	6089
Lörrach	2020	628	300	364	39	0	1331
Lörrach	2025	697	328	450	113	5	1593
Lörrach	2030	810	357	573	227	30	1997
Lörrach	2035	931	381	719	413	62	2506
Lörrach	2040	1046	404	894	609	105	3058
Main-Tauber-Kreis	2020	326	143	211	23	0	703
Main-Tauber-Kreis	2025	345	155	261	71	3	835
Main-Tauber-Kreis	2030	397	168	332	145	20	1062
Main-Tauber-Kreis	2035	458	180	417	268	39	1362
Main-Tauber-Kreis	2040	517	193	518	404	65	1697
Mannheim, Stadt	2020	1382	671	493	52	0	2598
Mannheim, Stadt	2025	1496	727	609	134	53	3019
Mannheim, Stadt	2030	1756	783	775	260	291	3865
Mannheim, Stadt	2035	2051	850	974	568	569	5012
Mannheim, Stadt	2040	2332	914	1210	994	916	6366
Neckar-Odenwald-Kreis	2020	253	139	229	25	0	646

Neckar-Odenwald-Kreis	2025	269	150	283	78	2	782
Neckar-Odenwald-Kreis	2030	302	160	360	159	15	996
Neckar-Odenwald-Kreis	2035	339	171	452	282	31	1275
Neckar-Odenwald-Kreis	2040	375	182	562	405	53	1577
Ortenaukreis	2020	2554	550	688	74	0	3866
Ortenaukreis	2025	2741	613	851	217	56	4478
Ortenaukreis	2030	3190	678	1083	437	293	5681
Ortenaukreis	2035	3669	738	1360	820	563	7150
Ortenaukreis	2040	4125	794	1690	1249	878	8736
Ostalbkreis	2020	1331	355	500	54	0	2240
Ostalbkreis	2025	1436	385	618	159	24	2622
Ostalbkreis	2030	1597	416	787	322	132	3254
Ostalbkreis	2035	1788	447	988	600	259	4082
Ostalbkreis	2040	1970	477	1228	907	417	4999
Pforzheim, Stadt	2020	214	187	201	21	0	623
Pforzheim, Stadt	2025	223	202	248	56	6	735
Pforzheim, Stadt	2030	258	216	315	111	38	938
Pforzheim, Stadt	2035	297	231	396	220	77	1221
Pforzheim, Stadt	2040	334	245	492	358	130	1559
Rastatt	2020	1042	224	369	40	0	1675
Rastatt	2025	1143	252	457	116	18	1986
Rastatt	2030	1334	280	581	233	100	2528
Rastatt	2035	1549	306	730	434	198	3217
Rastatt	2040	1755	331	907	657	323	3973
Ravensburg	2020	659	404	455	49	0	1567
Ravensburg	2025	724	440	563	146	22	1895
Ravensburg	2030	826	478	716	296	113	2429
Ravensburg	2035	931	511	899	551	217	3109
Ravensburg	2040	1031	543	1117	832	338	3861
Rems-Murr-Kreis	2020	558	460	680	73	0	1771
Rems-Murr-Kreis	2025	605	509	841	210	6	2171
Rems-Murr-Kreis	2030	690	561	1070	423	36	2780
Rems-Murr-Kreis	2035	778	604	1343	767	74	3566
Rems-Murr-Kreis	2040	861	646	1670	1132	126	4435
Reutlingen	2020	687	341	458	49	0	1535
Reutlingen	2025	754	375	566	138	9	1842
Reutlingen	2030	869	410	720	276	53	2328
Reutlingen	2035	995	445	904	517	107	2968
Reutlingen	2040	1115	477	1123	790	178	3683
Rhein-Neckar-Kreis	2020	800	698	873	94	0	2465
Rhein-Neckar-Kreis	2025	862	752	1079	270	28	2991
Rhein-Neckar-Kreis	2030	1032	810	1372	543	149	3906
Rhein-Neckar-Kreis	2035	1212	872	1723	966	289	5062
Rhein-Neckar-Kreis	2040	1384	930	2142	1394	457	6307
Rottweil	2020	511	151	223	24	0	909
Rottweil	2025	541	165	276	73	3	1058

Rottweil	2030	595	179	351	150	17	1292
Rottweil	2035	656	191	441	277	35	1600
Rottweil	2040	714	204	548	414	59	1939
Schwarzwald-Baar-Kreis	2020	524	247	339	37	0	1147
Schwarzwald-Baar-Kreis	2025	555	266	419	106	4	1350
Schwarzwald-Baar-Kreis	2030	618	285	533	213	23	1672
Schwarzwald-Baar-Kreis	2035	693	305	669	401	47	2115
Schwarzwald-Baar-Kreis	2040	763	324	832	612	80	2611
Schwäbisch Hall	2020	548	241	315	34	0	1138
Schwäbisch Hall	2025	590	268	389	106	8	1361
Schwäbisch Hall	2030	672	297	495	216	48	1728
Schwäbisch Hall	2035	759	323	622	399	98	2201
Schwäbisch Hall	2040	841	347	773	597	166	2724
Sigmaringen	2020	307	132	208	23	0	670
Sigmaringen	2025	332	144	258	72	2	808
Sigmaringen	2030	375	157	328	147	9	1016
Sigmaringen	2035	423	170	412	265	19	1289
Sigmaringen	2040	469	182	512	385	33	1581
Stuttgart, Stadt	2020	972	1682	1003	106	0	3763
Stuttgart, Stadt	2025	1064	1837	1240	272	19	4432
Stuttgart, Stadt	2030	1272	1998	1578	529	116	5493
Stuttgart, Stadt	2035	1502	2170	1981	1174	235	7062
Stuttgart, Stadt	2040	1720	2334	2463	2081	400	8998
Tuttlingen	2020	646	125	225	25	0	1021
Tuttlingen	2025	689	142	279	75	2	1187
Tuttlingen	2030	775	161	355	153	15	1459
Tuttlingen	2035	864	173	445	290	30	1802
Tuttlingen	2040	949	185	554	445	51	2184
Tübingen	2020	228	259	364	39	0	890
Tübingen	2025	240	277	450	113	6	1086
Tübingen	2030	282	297	572	227	37	1415
Tübingen	2035	329	316	718	411	76	1850
Tübingen	2040	374	335	893	604	129	2335
Ulm, Stadt	2020	339	330	201	21	0	891
Ulm, Stadt	2025	364	350	249	57	4	1024
Ulm, Stadt	2030	419	370	316	111	25	1241
Ulm, Stadt	2035	484	397	397	255	51	1584
Ulm, Stadt	2040	546	423	494	464	86	2013
Waldshut	2020	371	188	273	30	0	862
Waldshut	2025	387	205	337	92	6	1027
Waldshut	2030	465	222	429	189	36	1341
Waldshut	2035	553	237	538	333	70	1731
Waldshut	2040	636	251	669	475	115	2146
Zollernalbkreis	2020	447	172	302	33	0	954
Zollernalbkreis	2025	477	189	374	98	21	1159
Zollernalbkreis	2030	541	206	475	199	109	1530

Zollernalbkreis	2035	612	221	597	361	209	2000
Zollernalbkreis	2040	680	235	742	532	321	2510

Tabelle 16: Strombedarf des Basisszenarios nach IHK-Bezirken und Sektoren in [GWh]

Bezirk	**Jahr**	**Industrie**	**GHD**	**Haushalte**	**Ver-kehr**	**PtX**	**Ge-samt**
Region Stuttgart	2020	4346	4514	4436	474	0	13770
Region Stuttgart	2025	4723	4956	5485	1334	126	16624
Region Stuttgart	2030	5516	5421	6980	2663	772	21352
Region Stuttgart	2035	6367	5862	8762	5128	1565	27684
Region Stuttgart	2040	7175	6282	10893	8045	2650	35045
Heilbronn - Franken	2020	2599	1172	1457	157	0	5385
Heilbronn - Franken	2025	2797	1287	1803	465	30	6382
Heilbronn - Franken	2030	3218	1407	2293	939	178	8035
Heilbronn - Franken	2035	3676	1516	2880	1774	355	10201
Heilbronn - Franken	2040	4112	1619	3579	2725	589	12624
Ostwürttemberg	2020	1805	497	711	77	0	3090
Ostwürttemberg	2025	1940	537	879	227	58	3641
Ostwürttemberg	2030	2164	578	1119	459	315	4635
Ostwürttemberg	2035	2432	620	1405	853	613	5923
Ostwürttemberg	2040	2687	660	1747	1286	976	7356
Karlsruhe	2020	3127	1707	1659	178	0	6671
Karlsruhe	2025	3388	1885	2052	504	243	8072
Karlsruhe	2030	3986	2068	2611	1009	1313	10987
Karlsruhe	2035	4645	2259	3279	1933	2554	14670
Karlsruhe	2040	5272	2441	4075	3014	4065	18867
Rhein-Neckar	2020	2538	1842	1848	198	0	6426
Rhein-Neckar	2025	2734	1978	2283	553	84	7632
Rhein-Neckar	2030	3218	2118	2904	1101	460	9801
Rhein-Neckar	2035	3756	2286	3648	2110	900	12700
Rhein-Neckar	2040	4270	2446	4534	3293	1444	15987
Nordschwarzwald	2020	1338	649	962	103	0	3052
Nordschwarzwald	2025	1437	710	1189	299	16	3651
Nordschwarzwald	2030	1640	771	1512	603	97	4623
Nordschwarzwald	2035	1858	826	1899	1096	195	5874
Nordschwarzwald	2040	2066	877	2360	1622	328	7253
Südlicher Oberrhein	2020	3555	1485	1744	186	0	6970
Südlicher Oberrhein	2025	3816	1634	2154	534	73	8211
Südlicher Oberrhein	2030	4450	1790	2742	1069	396	10447
Südlicher Oberrhein	2035	5121	1932	3444	1999	771	13267
Südlicher Oberrhein	2040	5758	2068	4279	3043	1232	16380
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2020	1681	523	787	86	0	3077
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2025	1785	573	974	254	9	3595
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2030	1988	625	1239	516	55	4423
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2035	2213	669	1555	968	112	5517

Schwarzwald-Baar-Heuberg	2040	2426	713	1934	1471	190	6734
Hochrhein-Bodensee	2020	1613	859	1094	118	0	3684
Hochrhein-Bodensee	2025	1738	940	1352	348	16	4394
Hochrhein-Bodensee	2030	2035	1024	1720	703	94	5576
Hochrhein-Bodensee	2035	2355	1097	2159	1268	190	7069
Hochrhein-Bodensee	2040	2658	1167	2684	1854	318	8681
Reutlingen	2020	1362	772	1124	121	0	3379
Reutlingen	2025	1471	841	1390	349	36	4087
Reutlingen	2030	1692	913	1767	702	199	5273
Reutlingen	2035	1936	982	2219	1289	392	6818
Reutlingen	2040	2169	1047	2758	1926	628	8528
Ulm	2020	2065	665	838	90	0	3658
Ulm	2025	2255	725	1037	264	94	4375
Ulm	2030	2597	786	1318	532	486	5719
Ulm	2035	2958	845	1656	1009	932	7400
Ulm	2040	3302	901	2058	1559	1446	9266
Bodensee-Oberschwaben	2020	1577	829	1010	110	0	3526
Bodensee-Oberschwaben	2025	1714	912	1250	329	29	4234
Bodensee-Oberschwaben	2030	1961	1001	1590	667	156	5375
Bodensee-Oberschwaben	2035	2215	1074	1996	1239	305	6829
Bodensee-Oberschwaben	2040	2458	1144	2480	1863	488	8433

Tabelle 17: Strombedarf des Elektrifizierungsszenarios nach IHK-Bezirken und Sektoren in [GWh]

Bezirk	**Jahr**	**Industrie**	**GHD**	**Haus-halte**	**Verkehr**	**PtX**	**Ge-samt**
Region Stuttgart	2020	4346	4514	4436	474	0	13770
Region Stuttgart	2025	5022	5291	5513	1741	215	17782
Region Stuttgart	2030	5903	5806	7115	4498	941	24263
Region Stuttgart	2035	6788	6263	8861	7616	1545	31073
Region Stuttgart	2040	7365	6566	10927	9351	2131	36340
Heilbronn - Franken	2020	2599	1172	1457	157	0	5385
Heilbronn - Franken	2025	2959	1368	1811	600	48	6786
Heilbronn - Franken	2030	3427	1502	2339	1531	211	9010
Heilbronn - Franken	2035	3904	1614	2912	2573	352	11355
Heilbronn - Franken	2040	4216	1689	3592	3143	494	13134
Ostwürttemberg	2020	1805	497	711	77	0	3090
Ostwürttemberg	2025	2070	569	884	290	80	3893
Ostwürttemberg	2030	2321	614	1141	728	353	5157
Ostwürttemberg	2035	2600	659	1421	1213	617	6510
Ostwürttemberg	2040	2782	688	1753	1473	894	7590
Karlsruhe	2020	3127	1707	1659	178	0	6671
Karlsruhe	2025	3605	2032	2063	656	333	8689
Karlsruhe	2030	4270	2235	2661	1688	1470	12324
Karlsruhe	2035	4956	2435	3314	2852	2571	16128
Karlsruhe	2040	5405	2565	4087	3496	3726	19279

Rhein-Neckar	2020	2538	1842	1848	198	0	6426
Rhein-Neckar	2025	2899	2107	2294	718	119	8137
Rhein-Neckar	2030	3438	2265	2961	1845	523	11032
Rhein-Neckar	2035	3999	2438	3689	3117	905	14148
Rhein-Neckar	2040	4367	2553	4549	3821	1301	16591
Nordschwarzwald	2020	1338	649	962	103	0	3052
Nordschwarzwald	2025	1517	751	1195	379	28	3870
Nordschwarzwald	2030	1742	819	1543	924	117	5145
Nordschwarzwald	2035	1970	877	1921	1526	194	6488
Nordschwarzwald	2040	2117	912	2369	1843	269	7510
Südlicher Oberrhein	2020	3555	1485	1744	186	0	6970
Südlicher Oberrhein	2025	4010	1742	2166	685	102	8705
Südlicher Oberrhein	2030	4716	1915	2795	1719	446	11591
Südlicher Oberrhein	2035	5414	2063	3481	2873	776	14607
Südlicher Oberrhein	2040	5870	2160	4292	3500	1120	16942
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2020	1681	523	787	86	0	3077
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2025	1874	606	978	327	16	3801
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2030	2100	665	1263	830	68	4926
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2035	2333	712	1573	1387	110	6115
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2040	2486	742	1938	1690	151	7007
Hochrhein-Bodensee	2020	1613	859	1094	118	0	3684
Hochrhein-Bodensee	2025	1831	995	1359	438	27	4650
Hochrhein-Bodensee	2030	2164	1088	1753	1061	113	6179
Hochrhein-Bodensee	2035	2495	1164	2183	1742	188	7772
Hochrhein-Bodensee	2040	2713	1214	2692	2097	262	8978
Reutlingen	2020	1362	772	1124	121	0	3379
Reutlingen	2025	1561	893	1396	443	53	4346
Reutlingen	2030	1808	973	1802	1094	228	5905
Reutlingen	2035	2062	1045	2243	1814	393	7557
Reutlingen	2040	2229	1093	2766	2197	566	8851
Ulm	2020	2065	665	838	90	0	3658
Ulm	2025	2408	769	1042	342	121	4682
Ulm	2030	2787	838	1345	875	529	6374
Ulm	2035	3163	900	1675	1473	945	8156
Ulm	2040	3410	939	2065	1800	1393	9607
Bodensee-Oberschwaben	2020	1577	829	1010	110	0	3526
Bodensee-Oberschwaben	2025	1818	967	1255	421	41	4502
Bodensee-Oberschwaben	2030	2093	1065	1620	1055	178	6011
Bodensee-Oberschwaben	2035	2357	1142	2018	1756	307	7580
Bodensee-Oberschwaben	2040	2532	1190	2488	2132	443	8785

Tabelle 18: Strombedarf des Effizienzszenarios nach IHK-Bezirken und Sektoren in [GWh]

Bezirk	**Jahr**	**Indust-rie**	**GHD**	**Haushalte**	**Verkehr**	**PtX**	**Ge-samt**
Region Stuttgart	2020	4346	4514	4436	474	0	13770

Region Stuttgart	2025	4181	4367	5371	1122	32	15073
Region Stuttgart	2030	4294	4467	6457	2128	225	17571
Region Stuttgart	2035	4549	4599	7631	3769	336	20884
Region Stuttgart	2040	4627	4640	9102	5771	505	24645
Heilbronn - Franken	2020	2599	1172	1457	157	0	5385
Heilbronn - Franken	2025	2491	1138	1765	389	10	5793
Heilbronn - Franken	2030	2544	1168	2121	745	62	6640
Heilbronn - Franken	2035	2682	1201	2508	1303	95	7789
Heilbronn - Franken	2040	2724	1210	2991	1947	143	9015
Ostwürttemberg	2020	1805	497	711	77	0	3090
Ostwürttemberg	2025	1709	476	861	191	25	3262
Ostwürttemberg	2030	1721	483	1036	363	140	3743
Ostwürttemberg	2035	1801	496	1224	627	230	4378
Ostwürttemberg	2040	1825	500	1460	917	344	5046
Karlsruhe	2020	3127	1707	1659	178	0	6671
Karlsruhe	2025	2997	1640	2009	423	100	7169
Karlsruhe	2030	3067	1668	2415	804	583	8537
Karlsruhe	2035	3265	1725	2854	1421	957	10222
Karlsruhe	2040	3324	1743	3405	2161	1430	12063
Rhein-Neckar	2020	2538	1842	1848	198	0	6426
Rhein-Neckar	2025	2428	1747	2236	465	34	6910
Rhein-Neckar	2030	2480	1753	2688	878	196	7995
Rhein-Neckar	2035	2641	1803	3178	1550	319	9491
Rhein-Neckar	2040	2691	1819	3788	2361	478	11137
Nordschwarzwald	2020	1338	649	962	103	0	3052
Nordschwarzwald	2025	1285	632	1165	251	4	3337
Nordschwarzwald	2030	1313	650	1400	473	31	3867
Nordschwarzwald	2035	1379	665	1654	805	47	4550
Nordschwarzwald	2040	1399	669	1972	1151	70	5261
Südlicher Oberrhein	2020	3555	1485	1744	186	0	6970
Südlicher Oberrhein	2025	3427	1443	2109	448	30	7457
Südlicher Oberrhein	2030	3522	1480	2538	846	172	8558
Südlicher Oberrhein	2035	3722	1523	2998	1468	281	9992
Südlicher Oberrhein	2040	3783	1536	3576	2172	421	11488
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2020	1681	523	787	86	0	3077
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2025	1605	509	953	214	3	3284
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2030	1627	523	1146	408	16	3720
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2035	1695	537	1355	710	23	4320
Schwarzwald-Baar-Heuberg	2040	1715	541	1616	1050	35	4957
Hochrhein-Bodensee	2020	1613	859	1094	118	0	3684
Hochrhein-Bodensee	2025	1554	836	1324	292	4	4010
Hochrhein-Bodensee	2030	1597	859	1592	552	31	4631
Hochrhein-Bodensee	2035	1692	882	1880	931	47	5432
Hochrhein-Bodensee	2040	1721	889	2243	1313	70	6236
Reutlingen	2020	1362	772	1124	121	0	3379
Reutlingen	2025	1304	745	1360	293	14	3716

Reutlingen	2030	1330	761	1635	554	86	4366
Reutlingen	2035	1403	781	1932	947	139	5202
Reutlingen	2040	1424	787	2305	1369	207	6092
Ulm	2020	2065	665	838	90	0	3658
Ulm	2025	1987	643	1016	221	44	3911
Ulm	2030	2036	656	1221	422	242	4577
Ulm	2035	2145	674	1443	742	405	5409
Ulm	2040	2177	680	1720	1116	606	6299
Bodensee-Oberschwaben	2020	1577	829	1010	110	0	3526
Bodensee-Oberschwaben	2025	1521	812	1223	276	11	3843
Bodensee-Oberschwaben	2030	1561	839	1470	527	69	4466
Bodensee-Oberschwaben	2035	1639	860	1737	910	111	5257
Bodensee-Oberschwaben	2040	1661	867	2071	1327	165	6091

Tabelle 19: Strombedarfe in den drei Szenarien in 2040 im Vergleich mit den EE-Potenzialen auf Landkreisebene (in TWh) (ohne Strombedarf für PtX)

Region	**Basis 2040**	**Effizienz 2040**	**Elektrifizierung 2040**	**aktuelles politisches EE-Ziel**	**technisches Potenzial**
Alb-Donau-Kreis	3,2	2,3	3,3	3,7	13,1
Baden-Baden, Stadt	0,6	0,5	0,7	0,3	0,9
Biberach	2,7	2,0	2,9	4,7	15,8
Böblingen	5,0	3,7	5,3	1,8	6,0
Bodenseekreis	2,9	2,1	3,0	1,2	4,0
Breisgau-Hochschwarzwald	2,9	2,2	3,0	2,1	7,3
Calw	1,6	1,2	1,7	1,5	4,7
Emmendingen	1,6	1,3	1,7	1,3	4,4
Enzkreis	2,3	1,7	2,3	1,4	4,8
Esslingen	5,9	4,4	6,2	1,7	5,1
Freiburg i. Breisgau, Stadt	2,7	2,1	2,9	0,5	1,5
Freudenstadt	1,7	1,2	1,7	1,5	5,0
Göppingen	2,7	2,0	2,8	1,4	4,4
Heidelberg, Stadt	1,7	1,3	1,8	0,3	0,9
Heidenheim	1,8	1,3	1,9	1,4	4,7
Heilbronn	4,7	3,4	4,9	3,5	11,9
Heilbronn, Stadt	1,7	1,3	1,8	0,4	1,2
Hohenlohekreis	1,5	1,1	1,6	2,7	9,7
Karlsruhe	4,8	3,6	5,0	3,4	11,9
Karlsruhe, Stadt	5,7	4,0	6,0	0,7	2,0
Konstanz	3,4	2,5	3,5	1,4	4,2
Lörrach	3,0	2,2	3,1	1,9	4,8
Ludwigsburg	5,9	4,4	6,2	1,9	5,6
Main-Tauber-Kreis	1,6	1,2	1,7	5,8	21,8
Mannheim, Stadt	5,4	3,9	5,8	0,7	2,0
Neckar-Odenwald-Kreis	1,5	1,2	1,6	4,0	14,9
Ortenaukreis	7,9	5,6	8,2	3,5	11,6

Ostalbkreis	4,6	3,4	4,8	3,5	12,3
Pforzheim, Stadt	1,4	1,1	1,5	0,3	0,8
Rastatt	3,6	2,6	3,8	2,5	5,7
Ravensburg	3,5	2,6	3,7	3,9	13,4
Rems-Murr-Kreis	4,3	3,3	4,5	2,0	6,6
Reutlingen	3,5	2,6	3,7	3,3	11,5
Rhein-Neckar-Kreis	5,8	4,3	6,1	2,7	8,5
Rottweil	1,9	1,4	2,0	1,9	6,2
Schwäbisch Hall	2,6	1,9	2,7	5,0	18,0
Schwarzwald-Baar-Kreis	2,5	1,9	2,7	1,5	4,8
Sigmaringen	1,5	1,2	1,6	2,4	8,4
Stuttgart, Stadt	8,6	6,3	9,2	1,0	2,6
Tübingen	2,2	1,7	2,3	1,3	4,3
Tuttlingen	2,1	1,6	2,2	1,2	3,9
Ulm, Stadt	1,9	1,4	2,1	0,5	1,4
Waldshut	2,0	1,5	2,1	2,4	5,7
Zollernalbkreis	2,2	1,6	2,3	2,1	7,5

Tabelle 20: Windkraftpotentiale je Kreis

	Windkraftpotenziale							
	Geeignete Windpotenzialfläche	**Bedingt geeignete Windpotenzialfläche**	**Gesamt geeignete Windpotenzialfläche**	**Mögliche Windkraftanlagen in geeigneten Flächen**	**Mögliche Windkraftanlagen in bedingt geeigneten Flächen**	**Mögl. Nettostromertrag in geeigneten Flächen**	**Mögl. Nettostromertrag in bedingt geeigneten Flächen**	**Mögl. Nettostromertrag in gesamt geeigneten Flächen**
	ha	***ha***	***ha***	***Anzahl***	***Anzahl***	***GWh***	***GWh***	***GWh***
Stuttgart	0	393	393	0	24	0	228	228
Böblingen	3.686	5.332	9.018	218	199	2.137	1.938	4.074
Esslingen	78	887	965	8	53	72	532	604
Göppingen	1.691	4.774	6.465	74	202	807	2.325	3.132
Ludwigsburg	1.242	1.821	3.063	93	73	876	691	1.567
Rems-Murr-Kreis	2.048	1.690	3.738	154	85	1.534	825	2.359
Heilbronn Stadt	356	215	571	18	14	168	138	306
Heilbronn	10.254	4.146	14.400	604	141	5.975	1.421	7.396
Hohenlohekreis	10.680	6.909	17.589	587	202	6.317	2.123	8.440
Schwäbisch Hall	19.254	5.674	24.928	1.092	186	11.555	1.940	13.494
Main-Tauber-Kreis	36.434	11.209	47.643	1.543	277	17.018	2.916	19.934
Heidenheim	3.476	1.953	5.429	196	72	1.914	724	2.639
Ostalbkreis	9.650	4.225	13.875	542	134	5.395	1.391	6.786
Baden-Baden	88	2.178	2.266	15	95	194	1.232	1.426
Karlsruhe Stadt	39	480	519	6	35	65	377	442
Karlsruhe	8.711	10.905	19.616	529	362	5.449	3.878	9.327
Rastatt	1.364	8.238	9.602	94	408	1.007	4.815	5.822
Heidelberg	0	1.025	1.025	0	45	0	503	503
Mannheim	0	86	86	0	5	0	47	47

Neckar-Odenw.-Kreis	21.391	9.118	30.509	1.002	247	10.439	2.519	12.958
Rhein-Neckar-Kreis	2.764	5.073	7.837	183	240	1.822	2.441	4.264
Pforzheim	29	1.088	1.117	3	61	28	586	614
Calw	1.359	12.549	13.908	114	580	1.116	6.232	7.349
Enzkreis	2.878	5.905	8.783	190	245	1.852	2.495	4.348
Freudenstadt	2.025	9.763	11.788	154	424	1.494	4.338	5.832
Freiburg	363	736	1.099	20	40	202	441	643
Breisgau-Hoch-schw.	1.776	6.699	8.475	148	419	1.551	4.784	6.335
Emmendingen	1.411	2.886	4.297	117	169	1.204	1.915	3.118
Ortenaukreis	3.112	8.163	11.275	266	445	2.754	4.786	7.540
Rottweil	3.972	3.261	7.233	262	119	2.671	1.203	3.874
Schwarzwald-B.-Kreis	138	1.325	1.463	20	115	222	1.359	1.581
Tuttlingen	796	1.393	2.189	57	41	568	409	977
Konstanz	141	97	238	12	11	113	97	210
Lörrach	436	2.076	2.512	46	122	462	1.296	1.759
Waldshut	259	1.738	1.997	30	98	305	1.022	1.327
Reutlingen	12.928	10.605	23.533	599	355	6.355	3.816	10.171
Tübingen	2.425	1.863	4.288	137	82	1.308	763	2.071
Zollernalbkreis	5.224	8.423	13.647	317	298	3.342	3.136	6.477
Ulm	81	1.163	1.244	16	41	161	416	578
Alb-Donau-Kreis	14.067	18.508	32.575	737	693	7.421	7.312	14.734
Biberach	18.362	10.957	29.319	900	394	9.181	4.002	13.184
Bodenseekreis	434	105	539	43	8	421	79	500
Ravensburg	8.416	2.164	10.580	529	117	5.884	1.237	7.121
Sigmaringen	6.654	1.527	8.181	359	69	3.598	680	4.278
	220.492	**199.325**	**419.817**	**12.034**	**8.045**	**124.957**	**85.409**	**210.366**