

Forschungsbericht BWPLUS

## **Storage in The Loop (StiL)**

von

Sarah Henni, Michael Schäffer

Karlsruher Institut für Technologie  
Institut für Wirtschaftsinformatik und Marketing (KIT-IISM)  
Fraunhofer Institut für Chemische Technologie

Förderkennzeichen: BWSGD 19001 – 19002

Laufzeit: 01.06.2019 – 30.09.2022

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre  
Sicherung (BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

September 2022

# Storage in the Loop (StiL)

## Abschlussbericht

### 1 Einführung

Die Reduzierung der globalen Emissionen um mindestens 80% bis 2050 erfordert eine weitreichende Transformation von bestehenden Energiesystemen. Während sich die Erzeugung von zentralen, steuerbaren Kraftwerken hin zu dezentralen, erneuerbaren Energiequellen verlagert, führt die Elektrifizierung von Teilen der Wärme-, Industrie- und Verkehrssektoren laut aktuellen Studien zu einem Anstieg des Stromverbrauchs um 48 – 105 %. Um diesen Herausforderungen zu begegnen bedarf es der Planung und Analyse von Pfaden in eine zukünftige, emissionsarme Energieversorgung. Neben dem Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten werden vor allem Speichertechnologien benötigt, um die zeitliche Diskrepanz zwischen intermittierender Erzeugung und schwer vorhersagbarem Verbrauch zu überbrücken.

#### 1.1 Projektziele

Ziel des Projekts Storage in the Loop (StiL) war es, den Speicherbedarf Baden-Württembergs bis 2050 zu bestimmen, unter Voraussetzung einer mindestens 80%-igen Versorgung durch erneuerbare Energien. Hierbei lag der Fokus insbesondere auf dezentralen Strukturen, die im Zuge der Energiewende an Bedeutung gewinnen. Diese wurden durch die Einteilung Baden-Württembergs basierend auf Verteilnetzstrukturen sowie der Kategorisierung anhand von Erzeugungspotentialen berücksichtigt und in die Analysen einbezogen. Ein weiterer Fokus des Projekts lag auf den regulatorischen Rahmenbedingungen, in denen sich der Speicherausbau bewegt. Dazu wurden sowohl heutige Bedingungen analysiert und bewertet als auch Empfehlungen für eine zukünftige regulatorische Ausgestaltung erarbeitet, die den benötigten Speicherausbau ermöglichen können. Zusammenfassend wurden drei übergeordnete Fragestellungen beantwortet:

- Wie kann Baden-Württemberg in Verteilnetzregionen eingeteilt werden und wie können diese charakterisiert werden?
- Wie hoch ist der Speicherbedarf Baden-Württembergs bei einer mindestens 80 %igen erneuerbaren Versorgung und unter Berücksichtigung von Verteilnetzstrukturen?
- Wie wirken sich die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen auf den Speicherausbau aus und wie kann Speicherausbau regulatorisch verstärkt angereizt werden?

## 1.2 Konsortium

### IISM

Das Institut für Wirtschaftsinformatik und Marketing (IISM) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) wird von Professor Christof Weinhardt geleitet. Das IISM hat umfassende Erfahrungen im Bereich des Designs von Markt- und Allokationsmechanismen allgemein und auf Energiemärkten. Im Rahmen des BMBF Forschungsschwerpunkts Internetökonomie war Prof. Weinhardt federführender Antragsteller und Co-Sprecher für das Projekt SESAM (Selbstorganisation und Spontaneität in liberalisierten und harmonisierten Energiemärkten, bis 2007). Seit einigen Jahren ist die Forschungsgruppe auch führend im Bereich der Entwicklung von Plattformen zur Implementierung lokaler Energiemärkte.

### Fraunhofer ICT

Das Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie (ICT) in Pfinztal unterstützte das KIT-IISM durch seine fundierten technischen Kenntnisse im Bereich der Speichermodellierung und des Speicherverhaltens. Durch seine umfangreichen Erfahrungen bei der realen Implementierung und dem Betrieb von Redox-Flow-Batterien und anderen Speichertechnologien besitzt das Fraunhofer ICT die Expertise, um den Einsatz verschiedener Speichertechnologien in verschiedenen Szenarien optimal bewerten zu können.

### Assoziierte Projektpartner

Mit der Netze BW GmbH und TransnetBW GmbH standen dem Projekt als assoziierter Partner der größte Verteilnetzbetreiber sowie der regionale Übertragungsnetzbetreiber in Baden-Württemberg durch Know-How und die Bereitstellung von Daten zur Verfügung.



Abbildung 1: Zeitplan des Projekts Storage in the Loop

## 1.3 Planung und Vorgehen

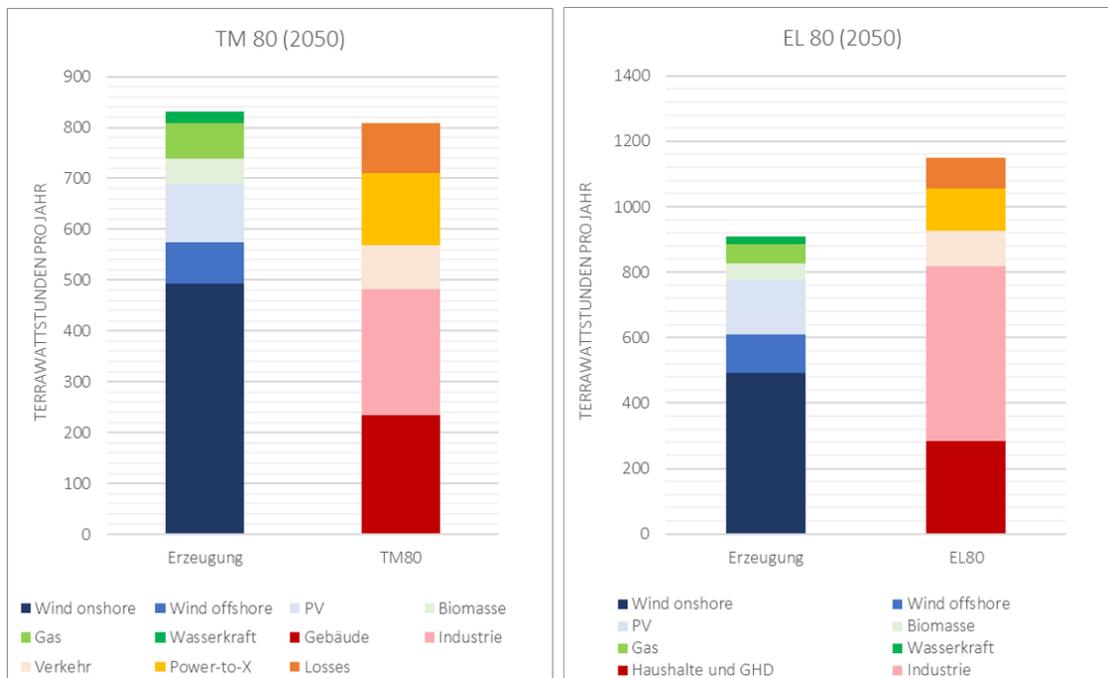
Das Projekt StiL war auf eine Laufzeit von insgesamt 3 Jahren angelegt und startete im Juni 2019. Die übergeordneten Fragestellungen wurden in insgesamt fünf inhaltlichen Arbeitspaketen, wie in Schaubild 1 dargestellt, bearbeitet. In Arbeitspaket 1 erfolgte der Aufbau der Simulationsumgebung für die Bestimmung des Speicherbedarfs in Baden-Württemberg unter Federführung des Fraunhofer ICT. Teil dieses Arbeitspakets war

außerdem eine intensive Datenrecherche und -aufbereitung der notwendigen Inputparameter für die Simulation. In Arbeitspaket 2 erfolgte eine Analyse der dezentralen Strukturen Baden-Württembergs, bei der insbesondere Verteilnetzstrukturen identifiziert wurden und zudem dezentrale Gebiete anhand von (zukünftigen) Verbrauchswerten und Erzeugungspotentialen kategorisiert wurden. Diese wurden im Anschluss bei der Berechnung des Speicherbedarfs in ausgewählten Szenarien in Arbeitspaket 3 berücksichtigt, der unter Verwendung der in Arbeitspaket 1 entstandenen Simulationsumgebung bestimmt wurde. Arbeitspakete 4 und 5 befassten sich mit den regulatorischen Bedingungen für den benötigten Speicherausbau. Dabei wurde im ersten Schritt in Arbeitspaket 4 der Status Quo analysiert und bewertet, wie sich der Speicherausbau unter den gegebenen Bedingungen entwickeln kann. Anschließend wurden in Arbeitspaket 5 alternative Regulierungskonzepte erarbeitet, die einen schnelleren und wirtschaftlichen Speicherausbau fördern können. Während der gesamten Projektdauer erfolgten in Arbeitspaket 6 neben dem Projektmanagement verschiedene Maßnahmen zur Öffentlichkeitsarbeit. Hierzu gehörten neben einem öffentlichen Kickoff im Januar 2020 und einer öffentlichen Abschlussveranstaltung im September 2022 auch ein Beitrag in der Zeitschrift "Stadt + Werk" sowie eine (geplante) Veröffentlichung eines wissenschaftlichen Papers in einem energiewirtschaftlichen Journal.

Im Folgenden werden die Projektergebnisse detailliert beschrieben. Dabei erfolgt die inhaltliche Einteilung anhand der drei übergeordneten Fragestellungen zur Kategorisierung von Verteilnetzregionen (Kapitel 3), der Bestimmung des Speicherbedarfs in Baden-Württemberg (Kapitel 4) sowie der Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen, in denen der Speicherausbau realisiert werden kann (Kapitel 5). In Kapitel 2 wird zunächst ein Überblick über bestehende Literatur zum Speicherbedarf in Energiesystemen mit hohen Anteilen an erneuerbarer Erzeugung präsentiert sowie die betrachteten (Batterie-)speichertechnologien beschrieben.

## 2 Einführung: Speicherbedarf in dekarbonisierten Energiesystemen

Im Zuge der Dekarbonisierung der Energieversorgung Deutschlands kommt es zu strukturellen Veränderungen von Stromerzeugung und -verbrauch. Die Energie- und insbesondere Stromversorgung soll bis 2050 zu großen Teilen aus erneuerbarer Erzeugung bereitgestellt werden. In diesem Zuge kommt es zudem zu einer (zumindest teilweisen) Elektrifizierung des Energieverbrauchs in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie, bspw. durch die zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen und Elektroautos. Zwei mögliche Szenarien für eine 80%ige Reduzierung der Treibhausgasemissionen der dena Leitstudie "Integrierte Energiewende" sind in Abbildung 2 illustriert. Hierbei unterscheidet die Studie zwischen einem Elektrifizierungs-Szenario und einem Technologiemix-Szenario, bei dem stärker auf Gas und Wasserstoff gesetzt wird. Der erwartete Anstieg des Stromverbrauchs sowie der Zubau von dezentralen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten müssen bei der Bestimmung des Speicherbedarfs berücksichtigt werden.



**Abbildung 2: Energieversorgung Deutschlands in 2050 in den Szenarien “Technologiemix 80” (TM80) und “Elektrifizierung 80” (EL80) der dena-Leitstudie “Integrierte Energiewende” [8].**

Energiesystemmodelle wurden bereits häufig eingesetzt, um Pfade in eine dekarbonisierte Energieversorgung zu ermitteln und um den Bedarf an Erzeugungskapazitäten sowie Speicher- und anderen Flexibilitäts Optionen abzuschätzen sowie die daraus resultierenden Systemkosten zu bewerten. Die Modelle unterscheiden sich beispielsweise in Bezug auf die zeitliche und geografische Auflösung, den technisch-ökonomischen Modellierungsfokus und den Grad der berücksichtigten Sektorkopplung. An dieser Stelle wird ein kurzer Überblick über bisher erfolgte Studien gegeben mit Fokus auf Entwicklungspfade für Deutschland, um eine Einordnung der StiL Projektergebnisse zu ermöglichen.

## 2.1 Speicherbedarf

Ein umfassender Überblick über frühere Studien zum Speicherbedarf in den USA, Europa und Deutschland mit unterschiedlich hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung kann in [13] eingesehen werden. In den betrachteten Studien lässt sich kein klarer Trend für den Bedarf an Speicherkapazität erkennen, da sie in allen Studien und Szenarien erheblich variiert. Eine übereinstimmende Beobachtung ist jedoch, dass PV-dominierte Systeme (im Gegensatz zu winddominierten) eine höhere Speicherleistung und in gewissem Maße auch eine höhere Speicherenergiekapazität erfordern. Im Gegensatz dazu benötigen winddominierte Systeme mehr Netzkapazitäten. Darüber hinaus kann die Vernachlässigung von Netzrestriktionen (“Kupferplatte“-Modellierung) zu einer Unterschätzung des Speicherbedarfs führen, während die endogene Modellierung von Netzkapazitäten die Realität der Infrastrukturplanung mit langen Planungszeiträumen und kontroversen politischen Entscheidungen außer Acht lässt.

Die Studien unterscheiden sich z.B. hinsichtlich des (meist exogen vorgegebenen) Ausbaus an erneuerbaren Kapazitäten sowie der Emissionsminderungsziele (z.B. 80% vs. 95%ige

Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen), der Einbeziehung von Netzrestriktionen, der betrachteten Speichertechnologien und der zugrundeliegenden Annahmen über die Energieversorgung im Jahr 2050. Beispielsweise gehen die meisten früheren Studien zum Speicherbedarf in Deutschland (z.B. [84,59,34,1]) davon aus, dass die Stromnachfrage bis 2050 im Vergleich zu 2020 aufgrund von Effizienzsteigerungen gleichbleibt oder sogar sinkt. Neuere Studien kommen jedoch übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass große Teile der bisher durch fossile Energieträger bereitgestellten Energie in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie elektrifiziert werden müssen, um die Klimaziele kosten- und energieeffizient zu erreichen [80,8,28]. Demzufolge wird mittlerweile davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch in Deutschland bis 2050 je nach Elektrifizierungsgrad zwischen ca. 50% und 110% steigen wird [8].

Neuere Studien berücksichtigen diese sich verändernde Struktur der Stromnachfrage. So gehen die Autoren in [3] von einem Anstieg der Stromnachfrage um etwa 60% aus und prognostizieren einen Speicherausbau von 59 GWh bis 2040. Diese Berechnung bezieht sich jedoch auf das wirtschaftliche Potenzial und nicht auf den technischen Bedarf an Speichern. Unter der Annahme einer 100-prozentigen Versorgung mit erneuerbarem Strom errechnen die Autoren von [14] einen europaweiten Netzspeicherbedarf von 1,0 - 1,5 TWh zusätzlich zu 1,85 TWh an Heimspeichersystemen, von denen etwa 10% in Deutschland installiert werden müssten. In diesen Zahlen sind Pumpspeicherwerke (400 GWh) und Gasspeicher (200 TWh) nicht enthalten. Bei gleichem erneuerbaren Anteil errechnen die Autoren von [56] für Deutschland einen Batteriespeicherbedarf von 59 GWh, zusätzlich zu 54,8 TWh Wasserstoff- und 1,3 TWh Pumpwasserspeichern. Alle betrachteten Studien analysieren den Speicherbedarf auf einem hohen Aggregationsniveau, meist auf Länderebene. Regionale Verteilungseffekte werden nur selten berücksichtigt bzw. adressiert. In einer früheren Studie haben die Autoren von [6] Deutschland in 146 Regionen unterteilt, um Rückschlüsse auf regionale Unterschiede im Hinblick auf den Stromausgleichsbedarf zu ziehen. Die Autoren in [4] ermitteln mit dem Modell PERSEUS-NET-ESS die räumliche Verteilung von insgesamt 3,2 GW Batteriespeicherkapazitäten auf die Übertragungsnetzknotten in Deutschland in einem System mit einer 75%igen erneuerbaren Stromversorgung bis 2040. Keine der beiden letztgenannten Studien berücksichtigt den durch die Sektorenkopplung verursachten Anstieg des Strombedarfs, was die erneute Notwendigkeit einer Bewertung lokaler und regionaler Strukturen unter dem veränderten Paradigma eines integrierten Energiesystems verdeutlicht.

Ein weiterer wichtiger Faktor, der die Modellierungsansätze unterscheidet, sind die betrachteten Speichertechnologien. Ein übereinstimmendes Ergebnis früherer Studien ist, dass bis zu einem erneuerbaren Anteil von 50% bis 70% wenig bis gar keine Energiespeicherung erforderlich ist. Für höhere Anteile erneuerbarer Erzeugung sind kurz- und mittelfristige Speicherkapazitäten (bis zu 12 Stunden Speicherdauer) wirtschaftlich effizient, während Langzeitspeicher nur für sehr hohe erneuerbare Anteile nahe 100% erforderlich sind [85]. Hieraus wird die besondere Bedeutung von Batteriespeichertechnologien verdeutlicht, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften für kurze und mittlere Speicherdauern prädestiniert sind. Die mit Abstand am häufigsten in Betracht gezogene Technologie in bisherigen Studien sind lithiumbasierte Batterien, die aufgrund von rasanten Kostensenkungen in den letzten Jahren oft die wirtschaftlich günstigste Option darstellen [13,85]. Aber auch andere Technologien sind es wert,

untersucht zu werden. Insbesondere Redox-Flow-Batterien (RFB) sind für mittelfristige Speicherdauern aufgrund der unabhängigen Dimensionierung von Leistung und Kapazität sowie der geringen Alterung von Elektroden und Elektrolyt in Zukunft eine praktikable Alternative [20]. Zusammen mit lithiumbasierten Batterien sind RFB die weltweit am schnellsten wachsende Technologie in Bezug auf die installierte Speicherkapazität [76,81]. Allerdings wurden RFB in bisherigen Studien meist vernachlässigt [13,85].

Um der Notwendigkeit von kurz- und mittelfristigen Speichertechnologien bei erneuerbaren Anteilen von 80-95% gerecht zu werden, wurden im Projekt StiL daher explizit kurz- (Lithium-Ionen, "LiB") und mittelfristige ("RFB") Batterietechnologien berücksichtigt und modelliert. Diese beiden Technologien werden im Folgenden näher beleuchtet.

## 2.2 Speichertechnologien

Einerseits sind Lithium-Ionen-Batterien für ihre Vielseitigkeit bekannt, da sie in einer Vielzahl von Anwendungen zum Einsatz kommen, von tragbaren Geräten und Elektrowerkzeugen bis hin zu Elektrofahrzeugen und Heimspeichern zur Zwischenspeicherung von Heim-PV-Strom. Infolgedessen sind ihre Kosten stark gesunken, seit sie in den 1980er-Jahren erstmals kommerziell nutzbar wurden [86,49]. Im Prinzip lassen sich LiBs einfach vergrößern, indem standardisierte Zellen zusammengeschaltet werden, um die Leistung und Energiekapazität zu erhöhen. Auf diese Weise können auch stationäre Speicher von Kostenskalierungseffekten bei der Zellproduktion profitieren. Generell hat die Technologie den Vorteil einer hohen Leistungsdichte sowie einer höheren Energiedichte im Vergleich zu anderen Batterien. Aufgrund der Volatilität der verwendeten Elektrolyte und der vergleichsweise hohen Ausfallrate stellen einige LiBs jedoch eine Brandgefahr dar, was zu Einschränkungen bei der Platzierung und Anordnung von Batteriemodulen führt und die Energiedichte von stationären Anlagen begrenzt. Die Zykluslebensdauer lithiumbasierter Speichersysteme ist jedoch limitiert. Je nach Anwendung, Betriebsstrategie und Speicherdauer liegt die Zyklenlebensdauer von LiBs zwischen 3.000 und 10.000 Zyklen [53,52], was sich auch auf die Stromgestehungskosten auswirkt. Es gibt eine breite Palette von Materialkombinationen für LiBs, die häufigsten sind Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (NMC), Lithium-Ionen-Titanat (LTO) und Lithium-Eisen-Phosphat (LFP). Letzteres wird aufgrund seiner höheren Zykluslebensdauer vor allem für stationäre Anwendungen gewählt [76,15]. Als bekanntes Beispiel für einen Großspeicher ist das Hornsdale Power Reserve in der Region South Australia mit einer Nennleistung von 150 MW und einer Speicherkapazität von 193,5 MWh zu nennen [76].

Redox-Flow-Batterien haben in den letzten Jahrzehnten an Aufmerksamkeit gewonnen. Im Gegensatz zu herkömmlichen wiederaufladbaren Batterien sind bei RFB die Stromerzeugung und die Energiespeicherung räumlich voneinander getrennt, indem die Energie in einer Flüssigkeit gespeichert wird, welche auch als "Elektrolyt(-Lösung)" bezeichnet wird. Die Flüssigkeit wird während des Betriebs durch eine brennstoffzellenähnliche Batteriezelle (Stack) gepumpt und kann in großen Tanks gespeichert werden. Dies ermöglicht eine größere Flexibilität bei der Gestaltung von Batteriespeichern, da Leistung und Energiespeicherkapazität unabhängig voneinander ausgelegt werden können. Aufgrund der relativ geringen Leistungs- und Energiedichte von Flussbatterien ist ihr Einsatz meist auf die stationäre Speicherung beschränkt. Die Zyklenlebensdauer ist im Vergleich zu anderen

Batterien höher, da die Elektroden in der Regel nicht direkt an den Lade- und Entladereaktionen beteiligt sind und auch die Elektrolytlösung nicht abgenutzt wird. 10.000 Zyklen und mehr sind nachgewiesen worden. Die kalendarische Lebensdauer wird oft mit 20 Jahren angegeben [51,58]. Das Systemdesign ist im Vergleich zu anderen Batteriespeicherlösungen komplexer. Da RFBs Pumpen, Tanks, Ventile und andere Ausrüstungen benötigen, ähnelt die Batterie eher einer chemischen Anlage als einer Batterie, was die Technologie im Moment noch teurer macht. Es wird jedoch erwartet, dass die Kosten sinken werden, wenn mehr und größere Systeme eingesetzt werden [44,42]. Für RFBs werden mehrere verschiedene Materialkombinationen vorgeschlagen. Der bis heute dominierende Typ ist die Vanadium-basierte Durchflussbatterie (VRFB), die zusätzliche Vorteile, wie vereinfachte Wartung und besonders gute Stabilität, d.h. lange Zyklenlebensdauer, bietet [18]. Die weltweit größte VRFB wird derzeit in Dalian, China, mit einer Gesamtnennleistung von 200 MW und 800 MWh Speicherkapazität gebaut [76].

Die flexible Skalierbarkeit von RFBs stellt einen Vorteil gegenüber Lithium-basierten oder anderen Batteriesystemen dar, die auf herkömmlichen, wiederaufladbaren Batteriezellen basieren. Bei RFBs kann die Energiekapazität einfach durch Erhöhung der Menge an Speicherflüssigkeit erhöht werden, während man bei herkömmlichen Batterien auch die Leistungskapazität erhöhen muss, wenn das System durch Erhöhung der Zellenzahl vergrößert wird. Daher werden die Kosten von RFBs oft als Kosten pro Leistungseinheit (€/kW) und Kosten pro Energieeinheit (€/kWh) angegeben. In der Regel ist die Speicherflüssigkeit von RFBs im Vergleich zur Leistungseinheit, d. h. den Zellen (Stacks), billig. Das heißt, die Batterie wird bei längerer Speicherdauer kostengünstiger [50,44]. Andererseits ist der Wirkungsgrad bei RFBs im Vergleich zu anderen Batterietechnologien geringer, was vor allem auf Verluste durch Nebenverbraucher, vor allem Pumpen, zurückzuführen ist. Uhrig et al. vergleichen LiB- mit VRFB-Batterielösungen für Heimspeicher und argumentieren, dass bei den angenommenen spezifischen Kosten der Skalierbarkeitsvorteil bei RFBs die höheren Leistungsverluste bislang nicht ausgleichen kann. Bei VRFBs sind es vor allem die Kosten für die Leistungskomponenten (d.h., Zellen, bzw. Stacks), die reduziert werden müssen, um wettbewerbsfähig zu werden [77]. Leong et al. zeigen, dass ein hybrides Energiespeichersystem (HESS) aus LiBs und Durchflussbatterien eine praktikable Lösung für ein netzunabhängiges PV-System sein kann, da es die hohe Effizienz der lithiumbasierten Batterien mit der langen Lebensdauer der RFBs kombiniert [41].

Um den Bedarf von sowohl kurz- als mittelfristiger Speicherung zu berücksichtigen, d.h. LiBs mit festem Verhältnis von Leistung zu Kapazität und RFBs mit höheren Kosten, aber frei skalierbarer Speicherdauer, werden beide Technologien bei unserer Bewertung der Speicher-Anforderungen in einem Multi-Energie-System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien getrennt modelliert.

### 3 Dezentrale Versorgungsstruktur Baden-Württembergs

Im Zuge der Energiewende wird ein großflächiger Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten benötigt. Im Gegensatz zu großen Kraftwerken sind diese meist an die Nieder- und Mittelspannungsnetze des Verteilnetzes angeschlossen. Dezentrale

Strukturen und Versorgungssysteme rücken daher in den Fokus einer emissionsarmen Energieversorgung.

### 3.1 Typisierung dezentraler Strukturen nach Erzeugungspotentialen und Verbrauchsstrukturen

Um der Dezentralisierung der Energieversorgung gerecht zu werden, wurde im Projekt StiL ein besonderes Augenmerk auf dezentrale Strukturen und die Topologie des Verteilnetzes gelegt, die in die Berechnung des Speicherbedarfs einfließen sollen. Für die Charakterisierung von Regionen anhand von Verbrauchsstrukturen und Erzeugungspotentialen wurden daher Daten auf NUTS3- (Kreise) und LAU-Ebene (Gemeinden) verwendet.

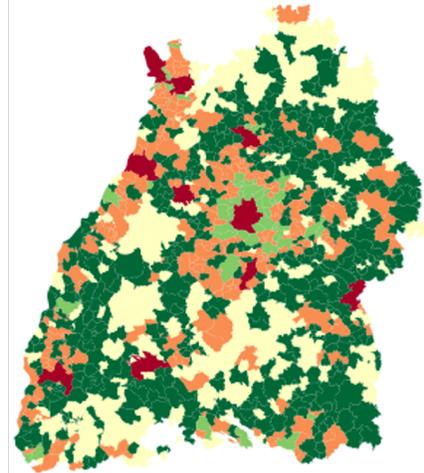
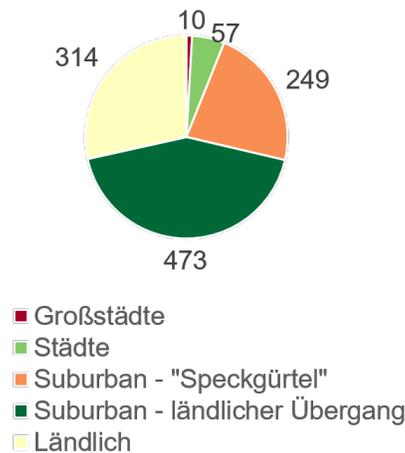
### 3.2 Verbrauchsstruktur

Wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben und in Abbildung 2 ersichtlich, kommt es bis 2050 zu einer strukturellen Änderung des Strombedarfs in Deutschland und somit auch Baden-Württemberg. Um diese Entwicklungen zu berücksichtigen, wurden in einem ersten Schritt die zukünftigen Verbrauchsstrukturen in Baden-Württemberg mithilfe eines Clustering-Ansatzes typisiert. Hierzu wurden repräsentative Daten für die in Abbildung 2 identifizierten relevanten Verbrauchssektoren "Haushalte und Gebäude", "Verkehr" und "Industrie" auf Gemeindeebene gesammelt und als Input verwendet (siehe Abbildung 3).

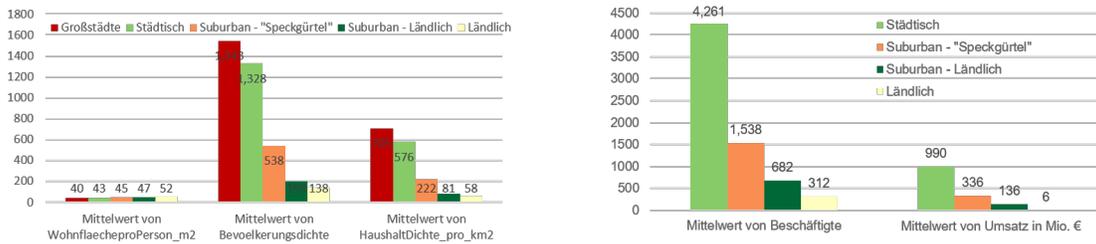


**Abbildung 3: Inputparameter für das Clustering nach Verbrauchsstruktur.**

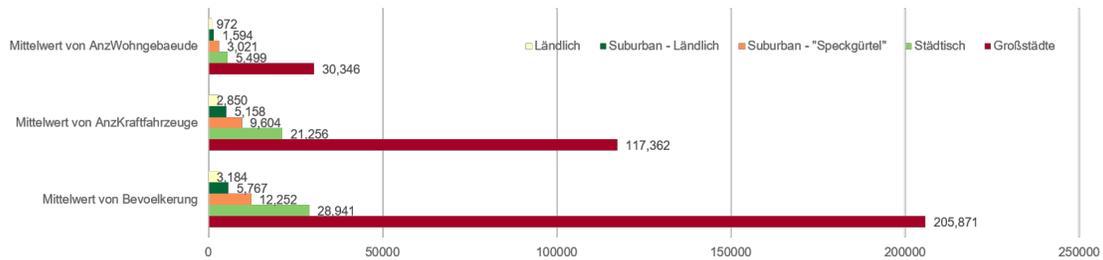
Die resultierenden Verbrauchsstrukturen des Clusterings sind in Abbildung 4 sowie Abbildungen 5 und 6 dargestellt. Der Großteil der insgesamt 1103 Gemeinden Baden-Württembergs kann als (eher) ländlich kategorisiert werden. Zehn Gemeinden werden als "Großstädte" charakterisiert, sie kennzeichnen sich durch deutliche Ausreißer in den absoluten Inputparametern (Abbildung 6). Diese Großstädte grenzen meist an städtische oder suburbane Gebiete, während ländliche Gebiete in den Regionen des Schwarzwalds, der schwäbischen Alb und im Nordosten Baden-Württembergs vorherrschen.



**Abbildung 4: Ergebnisse des Clusterings nach Verbrauchsstrukturen**



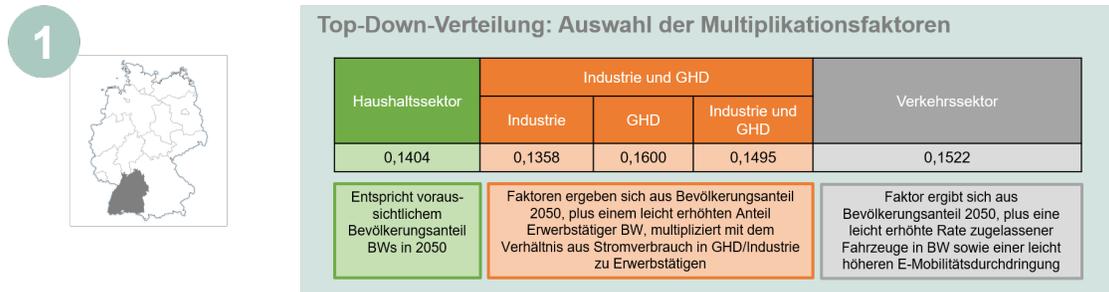
**Abbildung 5: Mittelwerte der Clusterparameter**



**Abbildung 6: Mittelwerte der Clusterparameter**

Im zweiten Schritt wurde der zu erwartende Stromverbrauch in Baden-Württemberg auf Gemeindeebene modelliert. Dieser dient später als Eingangsparameter für die Bestimmung des Batteriespeicherbedarfs. Hierzu wurde ein drei-stufiges Top-Down Regionalisierungsverfahren entwickelt, um die nationalen Verbrauchswerte aus [Abbildung 2](#) auf Gemeindeebene in Baden-Württemberg herunterzurechnen. Durch die Dezentralisierung der Stromverbrauchswerte können bei der Bestimmung des Speicherbedarfs dezentrale Strukturen berücksichtigt werden. Der drei-stufige Ansatz wurde wegen der steigenden Heterogenität des Stromverbrauchs und der gleichzeitig sinkenden Datenverfügbarkeit bei höherer räumlicher Auflösung gewählt. Auf Landesebene gleichen sich die lokalen Unterschiede in der Größenordnung des Stromverbrauchs noch weitgehend aus. Dies zeigt sich z.B. daran, dass der Anteil des Stromverbrauchs der Haushalte in etwa dem Anteil der Bevölkerung für das Bundesland Baden-Württemberg entspricht. Die Bevölkerung ist daher auf dieser Ebene ein guter Schätzer, der im Falle der Sektoren Industrie und Verkehr durch etwas höhere bzw. niedrigere Quoten für die Beschäftigung bzw. die zugelassenen Fahrzeuge

weiter spezifiziert werden kann. Darüber hinaus werden auf Landesebene Schätzungen der Bevölkerungsentwicklung bis 2050 berücksichtigt, die es erlauben, zukünftige Entwicklungen einzubeziehen.



**Abbildung 7: Drei-stufiges Top-Down Regionalisierungsverfahren: Parameter auf Bundeslandebene.**



**Abbildung 8: Drei-stufiges Top-Down Regionalisierungsverfahren: Parameter auf Kreis- und Gemeindeebene.**

Im Gebäudesektor wird die Bevölkerung auch auf Kreis- und Gemeindeebene als Parameter verwendet, um die Stromnachfrage für Haushaltsgeräte zu regionalisieren. Beim (elektrifizierten) Wärmebedarf von Gebäuden wird die Bevölkerung mit der jeweiligen durchschnittlichen Pro-Kopf-Wohnfläche des jeweiligen Clusters multipliziert, um strukturelle Unterschiede, z.B. zwischen ländlichen und städtischen Gebieten, zu berücksichtigen. Da es bei der Industrie erhebliche Unterschiede im Verbrauch zwischen den Kreisen gibt, wird der Gesamtenergieverbrauch der Kreise als Faktor zur Auflösung des zukünftigen Strombedarfs der (verarbeitenden) Industrie verwendet. Im Falle des Gewerbes, Handel und Dienstleistungs-Sektors (GHD) wird dagegen der Stromverbrauch der Kreise verwendet. Diese Auswahl beruht auf der Annahme, dass der GHD Sektor stärker auf elektrische Energie angewiesen ist und auch den Gesamtenergieverbrauch weniger stark beeinflusst als das verarbeitende Gewerbe [78]. Wenn keine Daten zum Energieverbrauch verfügbar sind, was auf der Gemeindeebene in Deutschland der Fall ist, wird die Anzahl der Beschäftigten als Parameter gewählt, um den Stromverbrauch im Sektor Industrie weiter aufzulösen. Im Verkehrssektor wird der zukünftige Strombedarf größtenteils von Elektrofahrzeugen stammen [8]. Die Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge ist daher ein guter

Schätzer für die räumliche Auflösung der Nachfrage auf Kreis- und Gemeindeebene. Da das Fahrverhalten je nach Regionstyp unterschiedlich sein kann, werden Daten über die durchschnittliche Fahrleistung im jeweiligen Clustertyp verwendet, um die Gewichtung dieses Faktors weiter zu spezifizieren.

Abbildungen 7 und 8 zeigen die gewählten Parameter, anhand derer die Verbrauchswerte von der jeweils höher gelegenen Ebene verteilt wurden. Im Folgenden werden die gewählten Daten in den drei Sektoren detailliert beschrieben.

**Gebäude.** Im Jahr 2018 entsprach der Anteil Baden-Württembergs am Stromverbrauch der Haushalte in etwa dem Bevölkerungsanteil innerhalb Deutschlands (rund 13% [67,70,79]). Nach Prognosen der Statistischen Ämter und des Bundesinstituts für Bevölkerungsforschung wird der Bevölkerungsanteil von Baden-Württemberg bis 2050 auf 14,04% wachsen [67]. Daher wird für die Regionalisierung der erwartete Bevölkerungsanteil Baden-Württembergs im Jahr 2050 als Parameter gewählt, um den Stromverbrauch des Haushaltssektors im Jahr 2050 zu bestimmen. Für die anschließende Verteilung der Stromnachfrage auf Kreis- und Gemeindeebene werden die aktuellen Einwohnerzahlen der jeweiligen Regionen verwendet [65]. Für die Verteilung des Wärmebedarfs wird die Bevölkerung mit der durchschnittlichen Pro-Kopf-Wohnfläche in der Region gewichtet, die aus [65,66] entnommen werden kann. Dadurch wird z.B. ländlichen Regionen ein höherer Pro-Kopf-Wärmeverbrauch zugeschrieben als städtischen Regionen.

**Industrie und GHD.** Der Anteil Baden-Württembergs an allen Beschäftigten in Deutschland lag 2018 bei 14,13% und damit etwas höher als der Anteil an der deutschen Gesamtbevölkerung (13,3%) [43,79]. Der Stromverbrauch des Gewerbes war relativ hoch (14,9%), während der Industriesektor relativ weniger verbrauchte (12,65%), bezogen auf den Anteil der Beschäftigten. Unter der Annahme, dass diese Relationen bestehen bleiben, wird der gestiegene Bevölkerungsanteil von 14,04% bis 2050 mit dem höheren Stromverbrauch pro Beschäftigten im Handel bzw. dem niedrigeren Stromverbrauch pro Beschäftigten in der Industrie gewichtet. Der daraus abgeleitete Anteil der Industrie und des Gewerbes am Stromverbrauch in Deutschland in BW beträgt somit 13,58% bzw. 16,00%. Auf Kreisebene wird der aktuelle Anteil jedes Kreises am Gesamtenergie- bzw. -stromverbrauch von Baden-Württemberg verwendet [64]. Auf Gemeindeebene wird die Anzahl der Beschäftigten als Parameter sowohl für die Industrie als auch für den GHD Sektor verwendet, da keine anderen diesbezüglichen Daten verfügbar sind [65].

**Verkehr.** In den letzten Jahren lag der Anteil der zugelassenen Fahrzeuge (Pkw, leichte und schwere Nutzfahrzeuge) in Baden-Württemberg mit 13,93% um 5% über dem Bevölkerungsanteil [68,37]. Zudem lag der Anteil der Elektrofahrzeuge um rund 33% höher als im bundesweiten Vergleich [39]. Wir gehen davon aus, dass der höhere Anteil an zugelassenen Fahrzeugen bis 2050 bestehen bleibt, die höhere Durchdringung mit Elektrofahrzeugen aber deutlich abnehmen wird. Die aktuellen Zulassungszahlen zeigen, dass die heutigen Nutzer von Elektrofahrzeugen zu den "Early Adopters" (frühen Anwendern) gemäß dem Innovationszyklus nach Rogers gehören [55,38]. Bei einer bis 2050 erwarteten Zulassungsquote von 70-85% [28] werden Elektroautos bis dahin von der großen Mehrheit der Nutzer übernommen worden sein. Daher ist nicht davon auszugehen,

dass die großen Unterschiede in der E-Mobilitätsnutzung zwischen den Bundesländern bestehen bleiben. Zusammenfassend wird der erwartete Bevölkerungsanteil im Jahr 2050 mit einer um 5% höheren Zulassungsquote und einer um 3% höheren Elektrofahrzeugpenetration multipliziert. Baden-Württemberg werden somit 15,22% des nationalen Stromverbrauchs im Verkehrssektor zugerechnet. Zur weiteren Verteilung des Verbrauchs auf Kreis- und Gemeindeebene wird die Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge verwendet, gewichtet mit der durchschnittlichen Fahrleistung pro Fahrzeug im jeweiligen Clustertyp [37,68]. Um die Fahrleistung (d.h. die gefahrenen km pro Fahrzeug) zu erhalten, wird das "Deutsche Mobilitätspanel" (MOP) verwendet [10], eine regelmäßig durchgeführte Erhebung des Fahrverhaltens, klassifiziert nach dem Siedlungsstrukturtyp des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (d.h. urban, ländlich etc.) [9]. Jede Gemeinde in Baden-Württemberg wird einem Strukturtyp zugeordnet und mit der im MOP ausgewiesenen durchschnittlichen Fahrleistung der Fahrzeuge im jeweiligen Typ gewichtet. Für jeden Strukturtyp werden die 20% längsten Fahrten ausgelassen und nicht in die durchschnittliche Fahrleistung einbezogen. Dies ist dadurch gerechtfertigt, dass in den Szenarien "Technologiemix" (TM) und "Elektrifizierung" (EL) nur 66% bis 85% der Pkw elektrifiziert sind und davon auszugehen ist, dass sich die längsten Fahrten am wenigsten für eine Elektrifizierung eignen [8].

Die resultierenden Verbrauchswerte auf Gemeindeebene dienen im Anschluss als Input für die Charakterisierung der Erzeugungspotentiale im folgenden Abschnitt sowie für die Berechnung des Batteriespeicherbedarfs in verschiedenen Szenarien in Kapitel 4.

### 3.3 Erzeugungspotentiale

Die Grafiken in den Abbildungen 9, 10 und 11 illustrieren das Solar-, Wind und Biogaspotenzial in Baden-Württemberg.

Solar- und Windpotenzial basieren auf Daten des "Energieatlas Baden-Württemberg" [40]. Bei der Berechnung des Solarpotenzials wurde angenommen, dass insgesamt nur 40% der im Energieatlas angegebenen Dachflächen und 60% der potenziell nutzbaren Freiflächen tatsächlich genutzt werden. Für das Windpotenzial wurden sämtliche Flächen berücksichtigt, auch solche, die im Energieatlas als "bedingt nutzbar" eingestuft wurden. Für das Biogaspotenzial wurden alle verfügbaren Ackerflächen in die Betrachtung einbezogen. Es wurde jedoch angenommen, dass lediglich 20% davon für den Anbau von Biomasse verwendet wird.

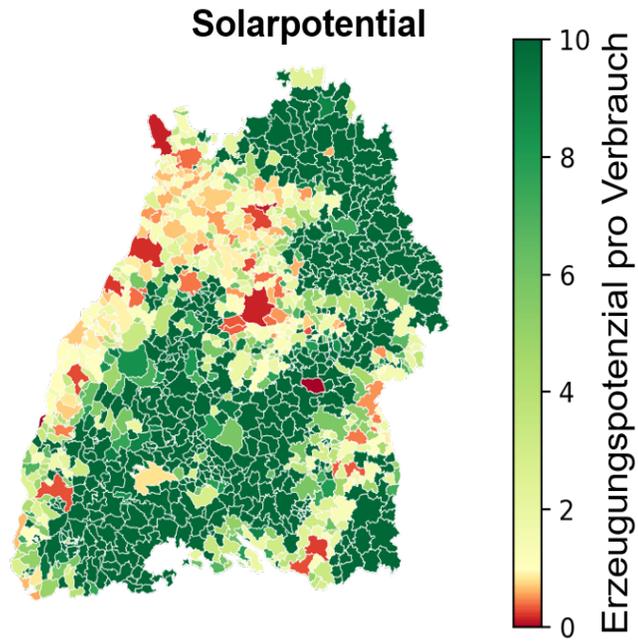


Abbildung 9: Erzeugungspotentiale Solarenergie.

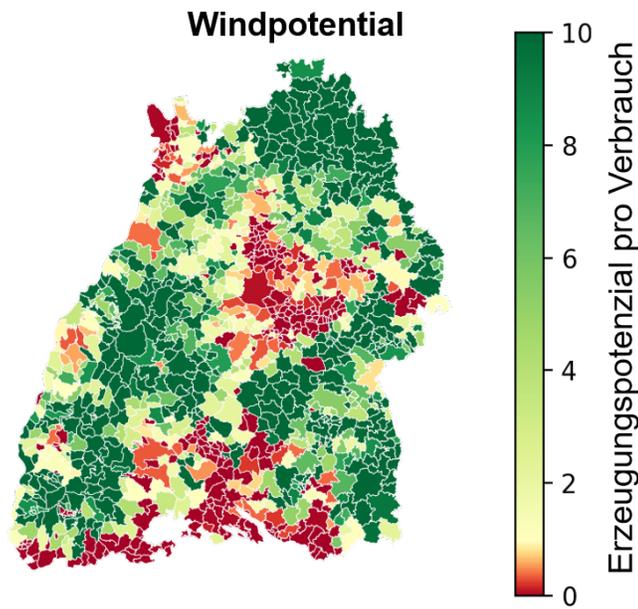
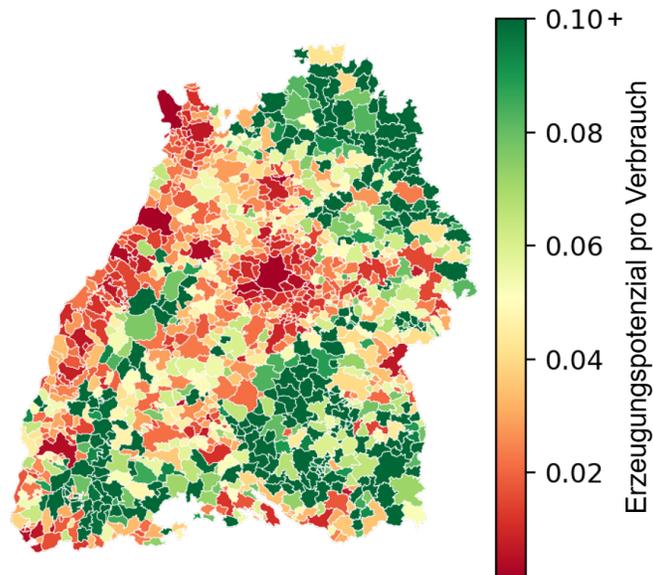


Abbildung 10: Erzeugungspotentiale Windenergie.



**Abbildung 11: Erzeugungspotentiale Biomasse.**

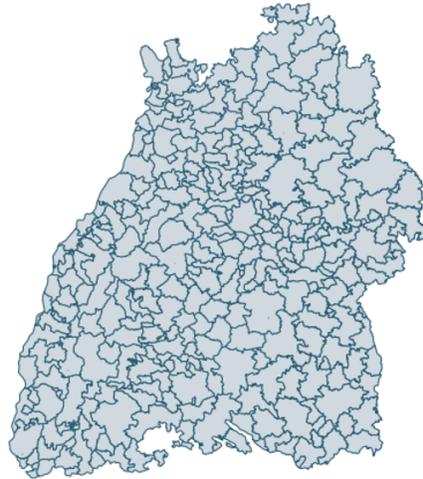
Die o.g. Grafiken zeigen das Erzeugungspotenzial bezogen auf den Verbrauch. Man erkennt deutlich, dass das meiste erneuerbare Potenzial in den ländlichen Gebieten vorhanden ist. Städtische Regionen könnten ihren eigenen Bedarf nur schwer mit erneuerbarer Energie selbst decken. In den Großstädten wird das z.T. gar nicht möglich sein. Da die Solarstrahlungsbedingungen in Baden-Württemberg relativ gleichmäßig verteilt sind, kann Abbildung 9 annäherungsweise mit einer Bevölkerungsdichte-Karte gleichgesetzt werden. Das Windpotenzial konzentriert sich jedoch überwiegend auf die Regionen Schwarzwald, Schwäbische Alb und den Norden von Baden-Württemberg, was den guten Windbedingungen in den Hochlagen und Flachlandgebieten geschuldet ist. (Es sollte beachtet werden, dass die grünen Regionen nicht unbedingt am Besten zur Errichtung von Windenergieanlagen geeignet ist, diese stellen lediglich die Gebiete da, die sich am besten selbst mit Windstrom versorgen könnten.) Da die Biogasproduktion vergleichsweise große Flächen benötigt beschränkt, sich hier das Potenzial noch stärker auf die ländlichen Regionen.

### 3.4 Einteilung in Verteilnetzgebiete

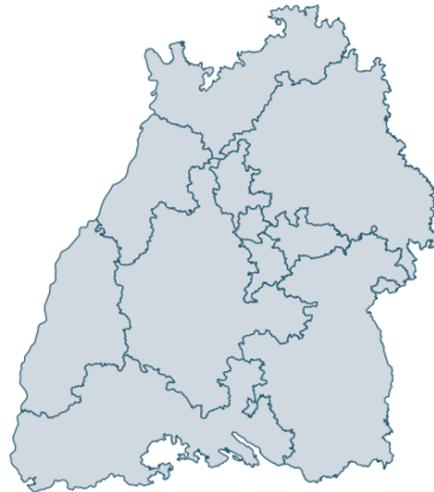
Für die Berücksichtigung der Netztopologie während der Simulation wurde eine Einteilung der Gemeinden Baden-Württembergs in sogenannte Verteilnetzregionen vorgenommen. Hierbei wurde zwischen zwei Einteilungen mit unterschiedlich hohem Grad der Dezentralisierung unterschieden. In der Einteilung "Umspannwerke" (Abbildung 12) wurden Gemeinden anhand von Umspannwerken zueinander gruppiert. Hierdurch entstehen aus den ursprünglich 1103 Gemeinden Baden-Württembergs 283 zusammenhängende Gebiete.

Die zweite Einteilung erfolgt anhand sogenannter "Verteilnetzgruppen" (Abbildung 13). Diese basieren auf dem *Netzausbauplan 2020* der NetzeBW GmbH [48] und weisen zusammengehörige Gebiete aus, über deren Grenzen hinweg ein Strom austausch nur im

Übertragungsnetz (und nicht im Verteilnetz) stattfindet. In den Simulationen in Arbeitspaket 3 wird die Verteilnetztopologie dadurch berücksichtigt, dass zuerst Umspannwerkregionen, später die Verteilnetzgruppen und erst im letzten Schritt ganz Baden-Württemberg als Kupferplatte simuliert werden, um die Auswirkungen von regionalen Verteilungen auf den Speichereinsatz mit einer vereinfachten, aber realitätsnahen Netztopologie zu untersuchen.



**Abbildung 12: Einteilung in Verteilnetzregionen nach Zugehörigkeit zu Umspannwerken.**



**Abbildung 13: Einteilung in sogenannte "Verteilnetzgruppen" nach [48].**

## **4 Speicherbedarf auf Verteilnetzebene in Baden-Württemberg**

### **4.1 Inputparameter**

Neben den Erzeugungspotentialen des Energieatlanten Baden-Württembergs dienen die in Kapitel 3 beschriebenen regionalisierten Verbrauchswerte als Inputdaten für die Simulation des Batteriespeicherbedarfs in Baden-Württembergs. Neben der räumlichen Auflösung, die durch das beschriebene drei-stufige Top-Down Verfahren erfolgte, müssen die Parameter als

Vorbereitung für die Simulation zeitlich aufgelöst werden. Für die zeitliche Auflösung werden daher für jeden Verbrauchssektor repräsentative Lastprofile in stündlicher Auflösung benötigt. In den meisten Fällen konnte auf historische Daten zurückgegriffen werden, wie z.B. im Falle von Standardlastprofilen zur Darstellung des Haushaltsverbrauchs. In anderen Fällen müssen synthetische Lastprofile generiert werden, wenn keine repräsentativen historischen Daten zur Verfügung stehen, wie z.B. im Fall des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen.

**Gebäudesektor.** Im Sektor Gebäude wird gemäß [8] unterschieden zwischen dem Stromverbrauch für Haushaltsgeräte, der mit einem Standardlastprofil von [23] modelliert wird, und dem Verbrauch von Wärmepumpen, für den ein synthetisches Wärmepumpenprofil verwendet wird, das aus drei verschiedene Quellen gemittelt wird [7,21,63].

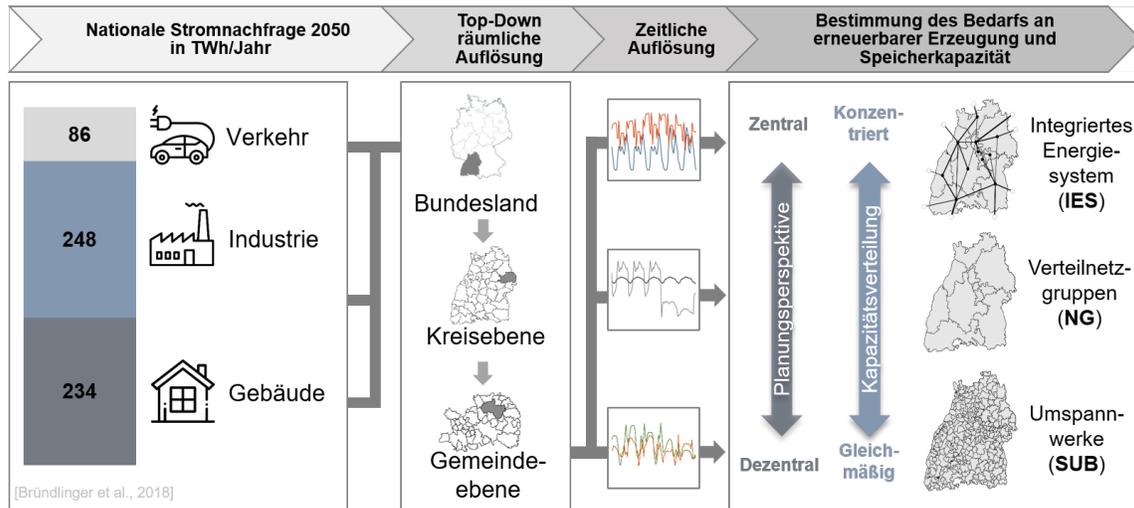
**Industrie und GHD.** Die Lastprofile für die (verarbeitende) Industrie und den GHD-Sektor stammen aus einer Veröffentlichung von Beier et al. [6]. Im Falle der (verarbeitenden) Industrie wird weiter zwischen Lastprofilen für werktagsbasierter und kontinuierlicher Produktion unterschieden. Auf der Basis von Informationen aus [6,69] zu Industriezweigen mit ausschließlich werktagsbasiertem bzw. kontinuierlichem Betrieb in Kombination mit Zahlen über die Beschäftigten in den jeweiligen Branchen aus [69] wird ein durchschnittliches Lastprofil für den industriellen Stromverbrauch für jeden Landkreis in Baden-Württemberg erstellt.

**Verkehr.** Aufgrund der derzeit geringen Verbreitung von Elektrofahrzeugen liegen keine empirischen Daten für Lastprofile vor, insbesondere nicht für den großflächigen Einsatz von Elektrofahrzeugen in Gemeinden oder Landkreisen. Mithilfe des MOPs werden daher synthetische Ladeprofile für das Fahrverhalten in den fünf identifizierten Clustertypen erstellt. Um ein einigermaßen "glattes" Ladeverhalten zu simulieren, wird angenommen, dass immer dann, wenn ein Fahrzeug von einer Fahrt nach Hause zurückkehrt, die gefahrenen Kilometer gleichmäßig in den Stunden bis zur nächsten Fahrt aufgeladen werden. Es wird von einer maximalen Ladeleistung von 11 kW ausgegangen, was einer typischen Wallbox in Privathaushalten entspricht, und von einem Basisstromverbrauch von 16 kWh pro 100 km [2]. Darüber hinaus wird der durch niedrige Temperaturen verursachte zusätzliche Verbrauch von Fahrzeugen berücksichtigt, wie in [26] auf der Grundlage der monatlichen Durchschnittstemperaturen angegeben. So ist der Stromverbrauch im Januar beispielsweise 1,4-mal höher pro 100 km als im Juni.

## 4.2 Simulation des Speicherbedarfs

Das zentrale Ziel des Projekt StiLs war die Bestimmung des Speicherbedarfs in Baden-Württemberg bis 2050, bei einer mindestens 80%igen erneuerbaren Erzeugung. Bei der Literaturrecherche zu verwandten Studien wurde festgestellt, dass bis zu Anteilen von knapp unter 100% kurz- und mittelfristige Speichertechnologien ausreichen. Hierfür eignen sich besonders Batteriespeicher. Der Fokus der folgenden Modellierung des Speicherbedarfs waren daher lithiumbasierte Speichertechnologien als kurzfristige Speicher sowie Redox-Flow-Batterien als mittelfristige Speicher. Das Vorgehen zur Bestimmung des Batteriespeicherbedarfs ist in Abbildung 14 dargestellt. Die bereits beschriebene räumliche und zeitliche Auflösung der zukünftigen Stromverbrauchswerte dienen dabei als

Inputparameter für die Simulation von drei Szenarien, die im Folgenden beschrieben werden.



**Abbildung 14: Vorgehen bei der Simulation des Batteriespeicherbedarfs**

**Szenarien.** Für die Simulation des Speicherbedarfs wurden drei verschiedene Szenarien betrachtet, um die Unterschiede zwischen dezentraler und zentralisierter Planung eines integrierten Energiesystems und die daraus resultierenden Auswirkungen aufzuzeigen. Dabei wurden auch Verteilungs- und Übertragungsnetzstrukturen berücksichtigt:

1. *Umspannwerke (SUB):* Jede Gemeinde wird einem Umspannwerk im Verteilnetz zugeordnet. Jede Region wird als ein in sich geschlossenes Netz modelliert. Austausch zwischen den Regionen ist nicht zulässig. Dieses Szenario bildet einen dezentralen Planungsansatz ab, der zu einer gerechten Beteiligung aller Regionen an der Energiewende führen soll.
2. *Netzgruppen (NG):* Jede Gemeinde wird auf der Grundlage der Verteilernetzinfrastruktur einem Verteilnetzgebiet ("Netzgruppe") zugewiesen: Netzgruppen sind Regionen, die keine Verbindungen zu anderen Regionen auf der Verteilnetzebene haben. In diesem Szenario wird jede Region als ein in sich geschlossenes Netz ohne Austausch zwischen den Regionen modelliert, um einen Mittelweg zwischen zentraler und dezentraler Planung zu veranschaulichen.
3. *Integriertes Energiesystem (IES):* Gemeinden werden wie in NG aggregiert, aber der Energieaustausch zwischen NGs und benachbarten Staaten ist über das Übertragungsnetz erlaubt, begrenzt durch die jeweiligen Übertragungskapazitäten. Dieses Szenario stellt eine physikalisch realistische, zentrale Systemplanung dar.

Jede Region wird als "erneuerbares Kraftwerk" modelliert, bestehend aus PV-Anlagen, Windenergieanlagen, Biogas-BHKWs, RFB und LiB-Speichern. Dann werden die maximalen Kapazitäten für jede Gemeinde oder Region bestimmt. Schließlich wird ein lineares Optimierungsproblem (LP) gelöst, um den Speicherbedarf und die erneuerbaren Energien für ein Netz von Regionen sowie die optimale Platzierung der erneuerbaren Erzeuger innerhalb der Regionen auf der Zeitskala von einem Jahr zu bestimmen.

In jedem Szenario besteht das untersuchte Netz aus insgesamt  $n$  Regionen (Knoten), von denen  $n_{in}$  "interne" Knoten sind, d.h. Knoten, für die Produktionskapazität und Speicher optimiert werden. Externe Knoten sind repräsentieren Regionen außerhalb Baden-Württembergs und werden nicht als Teil des Modells optimiert. In den Szenarien 1 und 2 werden nur ein interner Knoten (d.h. Umspannwerke oder Netzgruppen) und ein externer Knoten (d.h. das öffentliche Netz) berücksichtigt. In Szenario 3 kann zur genauen Modellierung eines ganzheitlichen Systems, das alle vorhandenen Übertragungskapazitäten einschließt, Strom von mehreren externen Knotenpunkten (d.h. über alle vorhandenen Übertragungsnetzleitungen von Netzgruppen nach außerhalb der Regionen) beschafft (d.h. importiert) werden.

Jeder interne Knoten oder jede Region  $i$  (d. h. ein Umspannwerk oder eine Netzgruppe) besteht aus einer Reihe von Gemeinden, die mit  $j$  bezeichnet werden.

Für jede Region werden die Lastdaten der zugehörigen Gemeinden in stündlicher Auflösung aggregiert und dienen als Input für die Bestimmung des optimalen EE- und Speicherausbaus, wie in den nächsten Abschnitten beschrieben.

<b>Nomenklatur</b>		<b>Entscheidungsvariablen</b>	
		$\alpha$	Ausbaurate
	<b>Parameter</b>	$P$	Leistung (Matrix) (W)
$A$	Area (m <sup>2</sup> )		<b>Indizes</b>
$a$	Flächennutzungsfaktor	$i$	Region
$B$	Reduzierte Netzwerk-Inzidenz-Matrix	$j$	Gemeinde
$C$	Diskontierte Kosten ( $\text{\euro} \backslash \mathrm{a}^{-1}$ )	$t$	Zeitschritt
$c$	Spezifische Kosten ( $\text{\euro} \backslash \mathrm{Wh}^{-1}$ )		<b>Tiefgestellte Zeichen</b>
$\hat{c}$	Diskontierte Kosten pro Leistungseinheit ( $\text{\euro} \backslash \mathrm{W}^{-1} \backslash \mathrm{a}^{-1}$ ) oder Energie ( $\text{\euro} \backslash \mathrm{Wh}^{-1} \backslash \mathrm{a}^{-1}$ )	Agri	Nutzbares Ackerland
$d$	Speicherdauer	BG	Biogas
$E$	Energie (Wh)	c	Laden
$\hat{E}$	Maximale (Energie-)Kapazität (Wh)	d	Entladen
$f_{Ren}$	Erneuerbarer Anteil	fix	Fixe Last
$G$	Globalstrahlung (W m <sup>-2</sup> )	flex	Flexible Last
$H$	Lastverteilungs-Matrix	fuel	Brennstoff
$l$	Anzahl Übertragungsleitungen	PV	Photovoltaik
$m$	Anzahl Gemeinden	Ren	Erneuerbar
$N$	Anzahl	WT	Windenergieanlage

$n$	Anzahl Knoten		<b>Hochgestellte Zeichen</b>
$n_{\text{in}}$	Anzahl interne Knoten	(B)	Batterie Leistung oder Energie
$\hat{P}$	Maximale (Leistungs-)Kapazität (W)	(BE)	Batterie Energie
$s$	System Leistungsfaktor ( $\text{m}^2 \text{kW}^{-1}$ )	(BP)	Batterie Leistung
$T$	Maximale Anzahl an Zeitschritten	(D)	Netto Einspeiseleistung
$y$	Vektor Einspeiseleistungen	(G)	Biogas Leistung
$z$	Vektor Netzleistungsflüsse	(I)	Importierte Leistung
$\hat{P}$	Maximale Leistungs-Kapazität (W)	(L)	Last
$\Delta t$	Zeitintervall (h)	(S)	Solarleistung
$\eta$	Effizienz	(T)	Übertragungskapazität
$\tau$	Flexibilitätsintervall	(W)	Windleistung
$\Omega$	Diagonale Impedanzmatrix		

**Erneuerbare Erzeugung.** Im Modell wird die optimale Stromerzeugung, bestehend aus PV-, Wind- und BHKW-Erzeugern mit erneuerbarem Gas, endogen bestimmt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien in einer Gemeinde ist durch das jeweilige maximale Potenzial begrenzt.

Das maximale Solarstrompotenzial  $\hat{P}_{j,t}^{(S)}$  in einer Gemeinde  $j$  zum Zeitschritt  $t$  wird wie folgt berechnet (1).

$$\hat{P}_{j,t}^{(S)} = A_{\text{PV},j} \cdot a_{\text{PV}} \cdot \eta_{\text{PV}} \cdot G_{j,t} \quad (1)$$

wobei  $A_{\text{PV},j}$  die gesamte verfügbare Fläche für PV-Anlagen ist,  $a_{\text{PV}}$  ein PV-Flächenausnutzungsfaktor,  $\eta_{\text{PV}}$  der Wirkungsgrad der Module und  $G_{j,t}$  die Sonneneinstrahlung zum Zeitpunkt  $t$ . Die Nominalleistung wird für die Kostenberechnung verwendet. Sie wird mit einem Leistungsfaktor  $s_{\text{PV}}$  in  $\text{m}^2 \text{kW}^{-1}$  abgeschätzt (2).

$$\hat{P}_{\text{PV},j} = \frac{A_{\text{PV},j}}{s_{\text{PV}}} \quad (2)$$

Ebenso wird das Windpotenzial  $\hat{P}_{j,t}^{(W)}$  anhand der maximalen Anzahl von Windkraftanlagen in der Region  $N_{\text{WT},j}$  und der Leistung der Windkraftanlage  $P_{\text{WT}}(v_t)$ , die von der Windgeschwindigkeit  $v$  abhängt, geschätzt (3). Die Leistung der Windkraftanlage wird aus einer Nachschlagetabelle, d.h. der modellspezifischen Leistungskurve der Windkraftanlage (z.B. Tabelle 1), ermittelt. Leistungswerte, die zwischen den angegebenen Werten liegen, werden linear interpoliert.

$$\hat{P}_{j,t}^{(W)} = N_{\text{WT}} \cdot P_{\text{WT}}(v_t) \quad (3)$$

Die Windspitzenleistung für eine Region wird mit der Nennleistung der Windkraftanlage  $P_{\text{WT},\text{rated}}$  berechnet (4).

$$\hat{P}_{WT,j} = N_{WT} \cdot P_{WT, \text{rated}} \quad (4)$$

Die Windgeschwindigkeit wird anhand der Gleichung für das logarithmische Höhenprofil ([eq:log\_gesetz]) an die Höhe angepasst, wobei  $v_{\text{ref}}$  die Windgeschwindigkeit in der Bezugshöhe  $z_r$  (=10 m) und  $z_0$  die Oberflächenrauigkeit ist.

$$v_t(z) = v_{\text{ref}} \cdot \frac{\log\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (5)$$

**Tabelle 1: Angenommene Leistungskurve für die Simulation der Stromerzeugung durch Windkraftanlagen. Die Werte zwischen den angegebenen Stufen werden in der Simulation linear interpoliert.**

Wind- geschwindigkeit (m/s)	Leistung (kW)
≤ 3	0
4	3
5	25
6	82
7	174
8	321
9	532
10	815
11	1180
12	1580
13	1810
14	1980
15...25	2050
≥ 25	0

Das Biogaspotenzial  $\hat{P}_{i,t}^{(G)}$  jeder untersuchten *Region i* wird mit einem festen Flächenleistungsfaktor  $s_{BG}$  auf der Grundlage von Schätzungen von  $\hat{P}_{BG,j}$  geschätzt (6). Für die Kostenberechnung wird die Nennleistung  $\hat{P}_{BG,j}$  des BHKWs benötigt. Sie ist gleich der potenziellen Leistung in jedem Zeitschritt.

$$\hat{P}_{i,t}^{(G)} = \frac{f_{Agri} \cdot A_{Agri,i}}{s_{BG}} = \hat{P}_{BG,i} \quad (6)$$

Dabei bezieht sich ( $A_{Agri,i}$ ) auf die gesamte verfügbare Ackerfläche und deren Anteil, der für den Anbau von Biogas nutzbar ist ( $f_{Agri}$ ). Im Gegensatz zu PV- und Windkraftanlagen werden Biogas-BHKWs als grundlastfähige Generatoren modelliert, d.h. ihre Leistung ist jederzeit verfügbar.

Die Batterien werden analog zu dem von [45] beschriebenen vereinfachten empirischen Modell modelliert. Es wird angenommen, dass die Lade- und Entladeleistung in jedem Zeitschritt konstant ist. Die Energie  $E_{c/d,i,t}$ , die in eine Batterie in der Region  $i$  zu einem bestimmten Zeitschritt geladen und entladen wird, kann daher wie folgt beschrieben werden ((7),(8)).

$$E_{c,i,t} = \eta_{\text{Ch}} \cdot P_{i,t}^{(\text{B})} \quad (7)$$

$$E_{d,i,t} = \frac{P_{i,t}^{(\text{B})}}{\eta_{\text{Dis}}} \quad (8)$$

wobei  $P_{i,t}^{(\text{B})}$  sich auf die Lade- oder Entladeleistung der Batterie bezieht und  $\eta_c$  und  $\eta_d$  die Lade- bzw. Entladeeffizienz bezeichnen. Er wird wie folgt vom Batteriewirkungsgrad  $\eta_{\text{Bat}}$  abgeleitet (9):

$$\eta_c = \eta_d = \sqrt{\eta_{\text{Bat}}} \quad (9)$$

Eine Aufladung oder Entladung über die Nennleistung hinaus ist nicht zulässig. Alle anderen Verluste werden vernachlässigt. Die Abnutzung der Batterien spiegelt sich in den Kosten wieder.

**Last und Übertragungsnetz.** Für jede Ebene der räumlichen Auflösung werden Lastdaten der Gemeinden aggregiert, um ein Lastprofil für die jeweiligen Regionen abzuschätzen. Es wird davon ausgegangen, dass ein Teil des Lastprofils als "flexibel" angesehen werden kann, d.h. dieser Anteil kann für Demand Side Management (DSM) genutzt werden. Eine flexible Lastkurve wird ermittelt, indem für jede Lastkomponente (Haushalte, Industrie, Gewerbe, Verkehr und Wärme) ein "Flexibilitätsfaktor" angenommen wird. Die gesamte verfügbare flexible Last  $\bar{P}_{\text{flex},i,t}$  wird in Gleichung 10 beschrieben, wobei  $f_{\text{flex}}$  Flexibilitätsfaktoren zwischen 0 und 1 sind.

$$\begin{aligned} \bar{P}_{\text{flex},i,t}^{(L)} = & f_{\text{flex,house}} \bar{P}_{\text{house},i,t}^{(L)} + f_{\text{flex,ind}} \bar{P}_{\text{ind},i,t}^{(L)} \\ & + f_{\text{flex,com}} \bar{P}_{\text{com},i,t}^{(L)} + f_{\text{flex,trans}} \bar{P}_{\text{trans},i,t}^{(L)} \\ & + f_{\text{flex,heat}} \bar{P}_{\text{heat},i,t}^{(L)} \end{aligned} \quad (10)$$

Unter der Annahme eines verlustfreien Gleichstrommodells kann für die Knoten  $n$  und die Stromleitungen  $l$  der  $N_l \times 1$  Vektor der Leistungsflüsse  $z$  mit Hilfe der Gleichung 11 berechnet werden [71]:

$$z = H \cdot y \quad (11)$$

wobei  $y$  sich auf den  $(N_n - 1) \times 1$ -Vektor der Leistungseinspeisung (Erzeugung oder Verbrauch) in jeder Region (Knoten), mit Ausnahme eines "Schlupfknotens", bezieht.  $H$  ist die  $N_l \times (N_n - 1)$  Matrix der Leistungsverteilungsfaktoren gemäß Gleichung 12.

$$H = \Omega B (B^T \Omega B)^{-1} \quad (12)$$

wobei  $B$  die  $N_l \times (N_n - 1)$  Inzidenzmatrix des Netzes (reduziert um den Schlupfknoten) und  $\Omega$  eine  $N_l \times N_l$  Diagonalmatrix der Leitungsimpedanz ist. Der Einfachheit halber wird angenommen, dass die Impedanz in allen Leitungen gleich ist, d.h.  $\Omega$  ist eine Identitätsmatrix.

**Optimale Erzeugungs- und Speicherkapazitäten.** Um die kostenoptimale Konfiguration des Ausbaus von erneuerbaren Energien und Speichern für jede einzelne Region in den Szenarien 1 und 2 und ein integriertes Energiesystem in Szenario 3 zu bestimmen, wird ein LP-Problem formuliert. Ziel ist es, einen Mindestanteil an erneuerbaren Energien (80% und mehr) zu optimieren, welches die wichtigste Nebenbedingung des LP-Modells darstellt. Der Gleichungssatz wird im Folgenden dargestellt.

Gleichung 13 beschreibt die Zielfunktion, d.h. die zu minimierende Kostenfunktion.  $\alpha_{i/j}$  sind Entscheidungsvariablen. Sie beschreiben Ausbauraten von EE und Speichern, ausgedrückt als Anteil an der maximalen Produktionskapazität innerhalb der modellierten Region oder Gemeinde.  $\hat{c}_{X,i/j} = \hat{P}_{X,i,j} \cdot c_X / L_X$  sind die diskontierten Kosten der maximalen Kapazitäten der erneuerbaren Energien oder der Speicher, wobei  $c_X$  und  $L_X$  die spezifischen Kosten bzw. die Lebensdauern des Systems (X) sind. Aufgrund lokaler klimatischer Unterschiede sind die Kapazitäten der Solar- (S) und Winderzeugung (W) in Gemeindeauflösung von Interesse. Für erneuerbares Gas (G) und Batteriespeicher wird angenommen, dass sie räumlich gleichmäßig in der Region verteilt sind. Die RFB-Kosten werden in Kosten pro Leistungseinheit (RP) und Kosten pro Energieeinheit (RE) aufgeteilt. Die Speicherdauer (d. h. das Verhältnis von Energie zu Leistung) für LiB wird als konstant angenommen, daher werden nur die Kosten pro Energiekapazität (LE) berücksichtigt. Der dritte Summenterm berücksichtigt die Kosten für erneuerbares Gas. Das Produkt aus Brennstoffkosten  $c_{\text{fuel}}$  und entsprechender Stromerzeugung wird über jeden Zeitschritt  $t$  aufsummiert. Die letzte Summe beschreibt die Kosten der importierten Energie mit  $c_t^{(I)}$  als deren Kosten.

Wenn nicht anders angegeben, gilt für die Zielfunktion und die Nebenbedingungen:  $i \in n_{\text{in}}$ ,  $j \in m$ ,  $t \in T$ . Für die Szenarien SUB und NG wird jede Region als eine in sich geschlossene Einheit modelliert, d.h.  $n = 2$  und  $n_{\text{in}} = 1$  (ein interner und ein externer Knoten). Die letzte Randbedingung (Gleichung 29) gilt nur für das Szenario IES.

$$\begin{aligned}
\min C &= \sum_j^m \left( \alpha_j^{(S)} \hat{c}_{\text{PV},j} + \alpha_j^{(W)} \hat{c}_{\text{WT},j} \right) \\
&+ \sum_i^{n_{\text{in}}} \left( \alpha_i^{(G)} \hat{c}_{\text{BG},i} + \alpha_i^{(\text{RP})} \hat{c}_{\text{RFB,P},i} \right. \\
&\quad \left. + \alpha_i^{(\text{RE})} \hat{c}_{\text{RFB,E},i} + \alpha_i^{(\text{LE})} \hat{c}_{\text{LiB},i} \right) \\
&+ \sum_i^{n_{\text{in}}} \sum_t c_{\text{fuel}} P_{i,t}^{(G)} \Delta t \\
&+ \sum_{i=n_{\text{in}}}^n \sum_t c_t^{(I)} \left( -P_{i,t}^{(D)} \right) \Delta t
\end{aligned} \tag{13}$$

Die erneuerbare Erzeugung  $P_{i,t}$  ist für jeden Zeitschritt und jedes Kraftwerk variabel, aber auf die maximale Erzeugung in jedem Zeitschritt begrenzt (14-16). Die maximale Solar-  $\hat{P}_{i,t}^{(S)}$  und Windenergie  $\hat{P}_{i,t}^{(W)}$  für jede Region und jeden Zeitschritt werden aus der Summe der maximalen Erzeugung  $\hat{P}_{j,t}$  in den jeweiligen Gemeinden  $j$  berechnet, wobei  $m_i$  die Anzahl der Gemeinden der Region  $i$  ist.

$$\begin{aligned}
P_{i,t}^{(S)} &\leq \sum_j^{m_i} \alpha_j^{(S)} \hat{P}_{j,t}^{(S)} \\
P_{i,t}^{(W)} &\leq \sum_j^{m_i} \alpha_j^{(W)} \hat{P}_{j,t}^{(W)} \\
P_{i,t}^{(G)} &\leq \alpha_i^{(G)} \hat{P}_i^{(G)}
\end{aligned} \tag{14)-(16}$$

Die Batterie-Nebenbedingungen in den Gleichungen 17-22 gelten sowohl für RFB als auch für LiB. Im Fall von LiB ist die maximale Batterieleistung jedoch auf einen Anteil der maximalen Energiekapazität festgelegt:  $\alpha_i^{(BP)} = 1$  und  $\hat{P}_i^{(BP)} = \alpha_i^{(BE)} \hat{E}_i^{(BE)} / d_{\text{LiB}}$ , mit der Speicherdauer  $d_{\text{LiB}}$ . In beiden Fällen ist die Batterieleistung  $\hat{P}_i^{(B)}$  definiert als die Summe aus Ladeleistung  $P_{c,i,t}^{(B)}$  und Entladeleistung  $P_{d,i,t}^{(B)}$  (17), wobei die Ladeleistung positiv und die Entladeleistung negativ sein muss. Ihre absoluten Werte müssen kleiner sein als die maximale Stromkapazität (18,19).

$$\begin{aligned}
3P_{i,t}^{(B)} &= P_{c,i,t}^{(B)} + P_{d,i,t}^{(B)} \\
0 &\leq P_{c,i,t}^{(B)} && \leq \alpha_i^{(BP)} \hat{P}_i^{(B)} \\
-\alpha_i^{(BP)} \hat{P}_i^{(B)} &\leq P_{d,i,t}^{(B)} && \leq 0
\end{aligned} \tag{17)-(19}$$

In jedem Zeitschritt wird der Energiegehalt  $E_{i,t}^{(B)}$  mit der Summe des Energiegehalts im vorherigen Zeitschritt und der geladenen oder entladenen Energie aktualisiert (20).

$$E_{i,t}^{(B)} = E_{i,t-1}^{(B)} + \eta_c P_{c,i,t}^{(B)} \Delta t + \frac{1}{\eta_d} P_{d,i,t}^{(B)} \Delta t \tag{20}$$

Die Batterie kann sich nicht unter einen Ladezustand (SOC) von 0% entladen und ist durch die maximale Energiekapazität  $\hat{E}_i^{(B)}$  begrenzt (21). Der Ladezustand (SOC) bei  $t = 0$  wird auf 50% gesetzt (22).

$$\begin{aligned}
0 \leq E_{i,t}^{(B)} &\leq \alpha_i^{(BE)} \hat{E}_i^{(B)} \\
E_{i,t=0}^{(B)} &= \frac{\alpha_i^{(BE)} \hat{E}_i^{(B)}}{2}
\end{aligned} \tag{21),(22}$$

Die Netzeinspeisung (D) an jedem internen Knotenpunkt ist definiert durch die Differenz zwischen der Last (L) und der erneuerbaren Stromerzeugung (23).

$$P_{i,t}^{(D)} = P_{i,t}^{(L)} - \left( P_{i,t}^{(S)} + P_{i,t}^{(W)} + P_{i,t}^{(G)} - P_{i,t}^{(B)} \right) \tag{23}$$

Die Leistungsnachfrage an allen internen Knoten muss die importierte Leistung (d.h. "negative Nachfrage" an externen Knoten) in jedem Zeitschritt decken (24). Außerdem ist ein Export nicht erlaubt, d.h. die Nettoeinspeisung an externen Knoten muss immer negativ sein (25).

$$\begin{aligned}
\sum_i^{n_{\text{in}}} P_{i,t}^{(D)} &= - \sum_{i=n_{\text{in}}}^n P_{i,t}^{(D)} && \forall i \in n \\
P_{i,t}^{(D)} &\leq 0 && \forall i \in [(n_{\text{in}} + 1) \dots n]
\end{aligned} \tag{24),(25}$$

Die Nebenbedingung 26 stellt sicher, dass ein bestimmter Anteil der erneuerbaren Erzeugung  $f_{\text{Ren}}$  (z.B. 90%) für die Energieversorgung während des gesamten betrachteten

Zeitraums erfüllt ist. Der Zähler des Bruches enthält die gesamte nicht-erneuerbare Energie (bezogen auf Importe, d.h. negative Nachfrage an externen Knotenpunkten), wobei  $f_{\text{Ren},t}^{(1)}$  der erneuerbare Anteil der importierten Energie für jeden Zeitschritt ist. Der Nenner enthält die Gesamtlast.

$$1 - \frac{\sum_{i=n_{\text{in}}+1}^n \sum_t (1 - f_{\text{Ren},t}^{(1)}) (-P_{i,t}^{(D)})}{\sum_i^{n_{\text{in}}} \sum_t P_{i,t}^{(L)}} \geq f_{\text{Ren}} \quad (26)$$

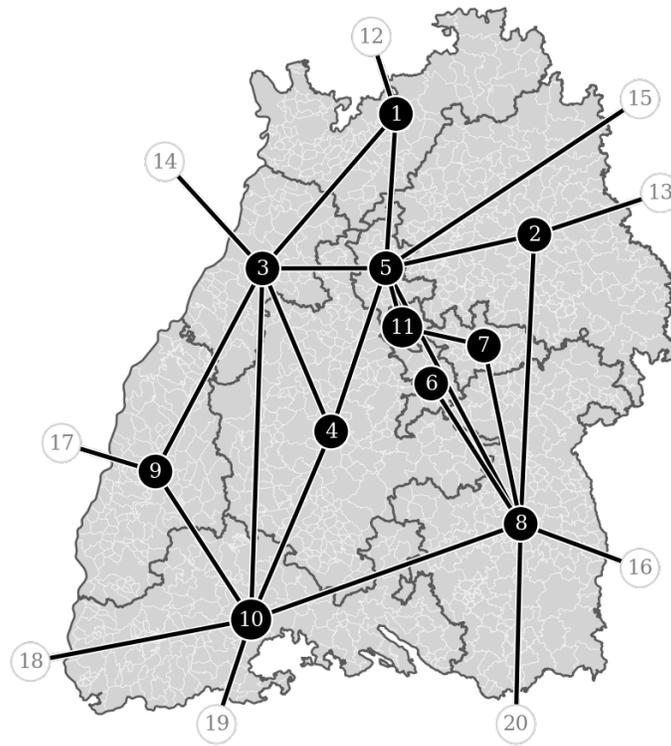
Die Gleichungen 27 und 28 beschreiben den Einsatz von DSM. Die Last in jedem Zeitschritt besteht aus einer festen Menge  $\bar{P}_{\text{fix},i,t}^{(L)}$  und einer (variablen) flexiblen Menge  $P_{\text{flex},i,t}^{(L)}$ . Die Summe über die flexible Energie muss gleich der Summe der theoretisch verfügbaren flexiblen Energie  $\sum \bar{P}_{\text{flex}}$  über jedes Zeitfenster der Länge  $2\tau$  sein, wobei  $T$  die Gesamtzahl der Zeitschritte ist. (Es ist zu beachten, dass dabei die Zeitfenster, die kleiner als  $\tau$  sind, ganz am Anfang und am Ende der Zeitreihe vernachlässigt werden, da sonst  $P_{\text{flex},i,t}^{(L)}$  für jeden Zeitschritt vollständig definiert wäre. Die durch diesen Effekt verursachte Abweichung wird vernachlässigt).

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{(L)} &= \bar{P}_{\text{fix},i,t}^{(L)} + P_{\text{flex},i,t}^{(L)} \\ \sum_{t-\tau}^{t+\tau} P_{\text{flex},i,t}^{(L)} &= \sum_{t-\tau}^{t+\tau} \bar{P}_{\text{flex},i,t}^{(L)} \quad \forall t \in [\tau..(T-\tau)] \end{aligned} \quad (27), (28)$$

Schließlich gelten nur für Szenario 3 (IES) die Beschränkungen des Übertragungsnetzes: Die zwischen den Knoten verteilte Leistung wird durch die jeweiligen Übertragungskapazitäten gemäß der Gleichung 11 begrenzt. Die Vektoren  $\hat{P}^{(T)}$  enthalten die Übertragungskapazitäten aller Leitungen bis zur Leitung  $l$ .  $H$  ist die Verteilungsmatrix (29).

$$-\begin{pmatrix} \hat{P}_1^{(T)} \\ \dots \\ \hat{P}_l^{(T)} \end{pmatrix} \leq H \cdot \begin{pmatrix} P_1^{(D)} \\ \dots \\ P_n^{(D)} \end{pmatrix}_t \leq \begin{pmatrix} \hat{P}_1^{(T)} \\ \dots \\ \hat{P}_l^{(T)} \end{pmatrix} \quad (29)$$

**Annahmen.** Der Speicherbedarf wurde für Baden-Württemberg anhand der drei Szenarien Umspannwerke (SUB), Netzgruppen (NG) und integriertes Energiesystem (IES) ermittelt, wie oben beschrieben. Im Szenario SUB wird jede der 1103 Gemeinden in Baden-Württemberg dem jeweils nächstgelegenen Umspannwerk im Verteilnetz zugeordnet, so dass sich insgesamt 283 Umspannwerksregionen ergeben. Für die Untersuchung des (Verteilnetz-)Szenarios NG, d.h. Regionen, über deren Grenzen kein Austausch im Verteilnetz stattfindet, wird Baden-Württemberg nach Angaben des größten Verteilnetzbetreibers in Ba-Wü in 11 Regionen unterteilt [47]. Um die Übertragungskapazitäten zwischen den Netzgruppen für das Szenario IES abzuschätzen, werden die Leitungskapazitäten für jede Verbindung auf der Grundlage der in [83] bereitgestellten Netzdaten aggregiert. Dieser Datensatz enthält nicht nur die heute vorhandenen Übertragungskapazitäten, sondern auch geplante Ausbaumaßnahmen gemäß dem Netzentwicklungsplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Abbildung 15 zeigt den Netzgruppenaufbau und das daraus resultierende Übertragungsnetz mit den Verbindungen zwischen den Regionen.



**Abbildung 15: Karte der “Netzgruppen” (NG, IES-Szenario) mit angenommener Netzstruktur des Übertragungsnetzes; schwarze Knoten (1..11) stehen für Netzgruppen, weiße Knoten für externe Verbindungen zu anderen Bundesländern (12..16), Frankreich (17, 18), der Schweiz (19) und Österreich (20).**

Symbol	Parameter	Wert	Symbol	Parameter	Wert
$a_{PV}$	PV Flächennutzungsfaktor	0.5	$L_{BG}$	Biogas-KWK Lebensdauer (a)	15
$f_{Agri}$	Bio-Brennstoff Anteil Ackerfläche	0.2	$L_{LiB}$	LiB Lebensdauer (a)	10
$f_{flex,com}$	DSM Flexibilität Haushalte	0.05	$L_{PV}$	PV Lebensdauer (a)	25
$f_{flex,ind}$	DSM Flexibilität Industrie	0.1	$L_{RFB}$	RFB Lebensdauer (a)	20
$f_{flex,heat}$	DSM Flexibilität Wärme	0.5	$L_{WT}$	Windrad Lebensdauer (a)	25
$f_{flex,house}$	DSM Flexibilität Handel & Dienstleistungen	0.1	$P_{WT, rated}$	Windrad Nennleistung (MW)	2.05
$f_{flex,trans}$	DSM Flexibilität Transport	0.3	$s_{BG}$	Biogas Leistungsfaktor (ha kW <sup>-1</sup> )	0.75
$c_{BG}$	Biogas spezifische Kosten (€ kW <sup>-1</sup> )	2 000	$s_{PV}$	PV Leistungsfaktor (m <sup>2</sup> kW <sup>-1</sup> )	0.2

Symbol	Parameter	Wert	Symbol	Parameter	Wert
$c_{\text{fuel}}$	Biogas Brennstoff Kosten (€ kWh <sup>-1</sup> )	0.05	$z$	Windrad Gondelhöhe (m)	100
$c_{\text{LiB}}$	LiB spezifische Kosten (€ kWh <sup>-1</sup> )	400	$z_0$	Oberflächenrauigkeit ("Wald") (m)	0.8
$c_{\text{PV}}$	PV spezifische Kosten (€ kW <sup>-1</sup> )	600	$z_r$	Referenzhöhe (m)	10
$c_{\text{RFB,P}}$	RFB spezifische Leistungskosten (€ kW <sup>-1</sup> )	1 080	$\eta_{\text{LiB}}$	LiB Speicherwirkungsgrad	0.85
$c_{\text{RFB,E}}$	RFB spezifische Energiekosten (€ kWh <sup>-1</sup> )	385	$\eta_{\text{PV}}$	PV Effizienz	0.2
$c_{\text{WT}}$	Windrad spezifische Kosten (€ kW <sup>-1</sup> )	1 200	$\eta_{\text{RFB}}$	RFB Speicherwirkungsgrad	0.7
$d_{\text{LiB}}$	LiB Speicherdauer (h)	2	$\tau$	Flexibilität Intervall (h)	12

**Tabelle 2: Eingangsparameter der Simulation**

Die Klimadaten stammen aus der Datenbank des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [17] für das Jahr 2020 in stündlicher Auflösung. Windgeschwindigkeits- und Sonneneinstrahlungsprofile werden für jede Gemeinde in stündlicher Auflösung ermittelt, indem das gewichtete Mittel aus den drei nächstgelegenen Wetterstationen bestimmt wird. Bei dieser Annahme bleiben natürlich die durch den Klimawandel verursachten Veränderungen der Wettermuster unberücksichtigt. Aber ähnlich wie bei den Preisen musste hier eine bestmögliche Schätzung vorgenommen werden, die es ermöglicht, eine Annäherung an das zukünftige System zu modellieren.

Die für die Berechnung der maximalen EE-Kapazitäten und des LP-Modells verwendeten Parameter sind in Tabelle 2 aufgeführt. Für die fünf Komponenten der Lastkurve (d.h. Haushalte, Wärmebedarf in Gebäuden, (verarbeitende) Industrie, Gewerbe und Verkehr) werden unterschiedliche Flexibilitätswerte angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass Wärmepumpen im Jahr 2050 die flexibelste Ressource sind. In der Tat gehen die Autoren von [22] davon aus, dass alle Wärmepumpen bis 2050 flexibel gesteuert werden können. Wir gehen daher davon aus, dass 50% des Wärmebedarfs innerhalb eines Tages verlagert werden können. Bei Haushalten, Industrie und Gewerbe wird in Anlehnung an Abschätzungen von [8] und [27] davon ausgegangen, dass 10% der Last flexibel gesteuert werden können. Es ist unklar, wie viel Flexibilität Elektrofahrzeuge bieten werden. Die Schätzungen schwanken zwischen 50% und 100% der Fahrzeuge, die in der Lage sind, intelligent zu laden. Wir gehen daher davon aus, dass 30% der Nachfrage im Transportsektor flexibel ist. Für alle flexiblen Nachfragekomponenten nehmen wir an, dass die Last nur innerhalb eines Tagesfensters verschoben werden kann, d.h.  $\tau = 12$  h.

Wie oben beschrieben, werden die Daten für das erneuerbare Potenzial, d.h. die geeigneten PV- und Windflächen, aus der offenen Datenquelle "Energieatlas Baden-Württemberg" [40] entnommen. Da das Windpotenzial als mittlerer jährlicher Energieertrag in kWh angegeben wird, wird die maximale Anzahl von Windenergieanlagen pro Region geschätzt, indem die

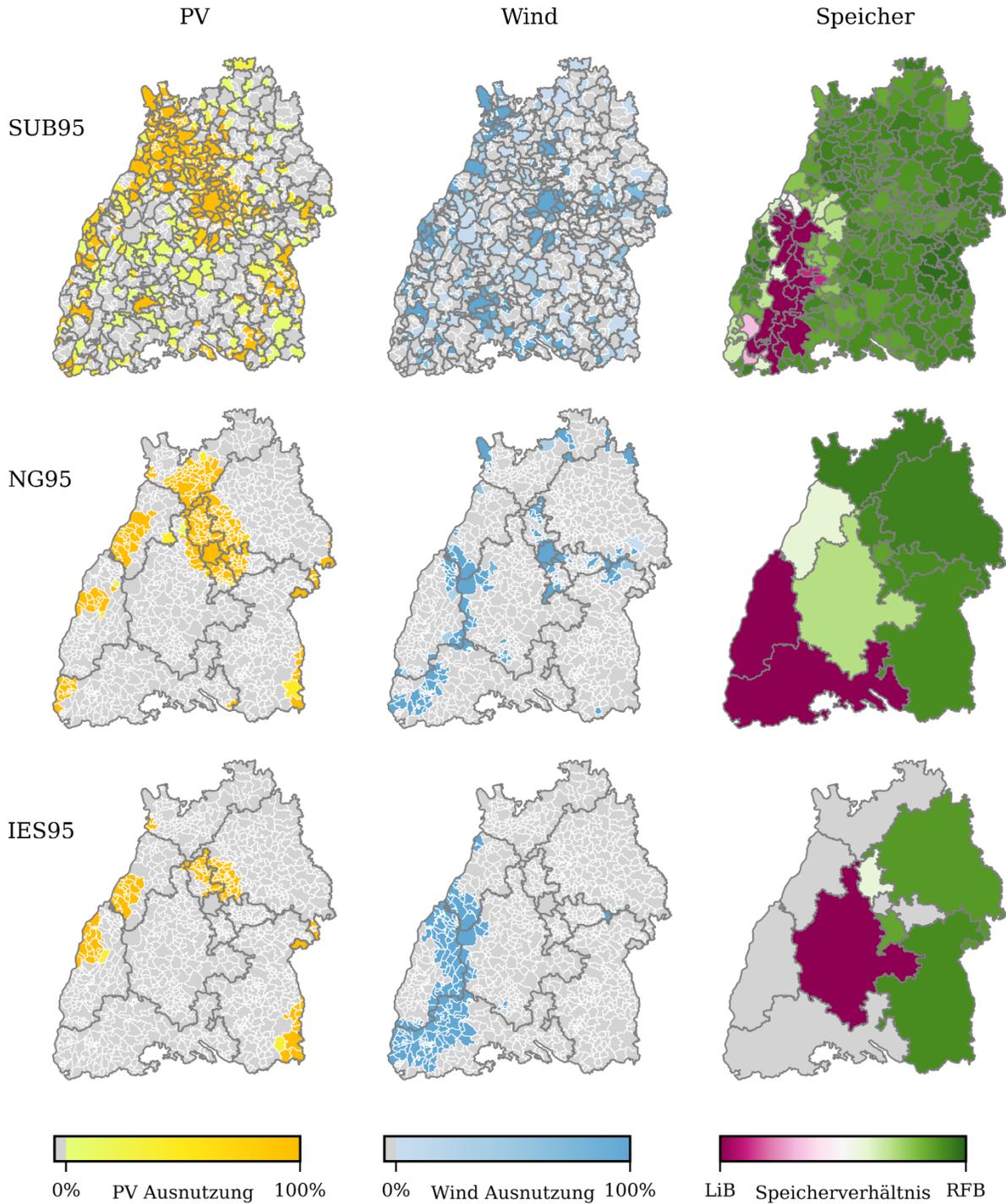
Energieerzeugung durch die mittleren Volllaststunden für Windenergieanlagen in Ba-Wü (1208 h) und die Nennleistung der Windenergieanlagen dividiert wird. Die Berechnungen basieren auf der Windturbine Qreon Q-82, die eine Nennleistung von 2,05 MW hat. Die entsprechende Leistungskurve ist in Tabelle 1 dargestellt.

Die Stromgestehungskosten werden berechnet, indem die jährlichen Kosten durch die gesamte jährlich bediente Last geteilt werden.

Für das erneuerbare Gaspotenzial wird angenommen, dass sich die Ackerflächen zu gleichen Teilen auf Biomasse aus Silomais und Grünlandaufwuchs aufteilen, was zu  $s_{BG} = 0,75 \text{ ha kW}^{-1}$  führt.

**Simulationsergebnisse.** Die erforderlichen EE- und Speicherkapazitäten für RFBs und LiBs wurden für verschiedene EE-Erzeugungsanteile ermittelt, d.h. 90%, 95%, 98% und 100%. Während die 90%- und 95%-Ziele für alle drei Szenarien SUB, NG und IES berechnet werden, wird für Anteile von 98% EE und mehr nur das Szenario IES betrachtet. Dies ist notwendig, weil Stuttgart in den Szenarien SUB und NG als eigenständige Region modelliert wird (Region 11 in Abbildung 15). Stuttgart verfügt jedoch nicht über ausreichende EE-Potenziale, um die entsprechenden EE-Anteile in den höheren Szenarien zu erreichen. Es wird zwischen den beiden Verbrauchsszenarien TM und EL unterschieden. Der Solver *Gurobi* wird zur Lösung des LP-Modells verwendet.

Abbildung 16 zeigt die sich daraus ergebende Verteilung von PV-Anlagen und Windturbinen sowie RFB- und LiB-Speichern auf der Karte von Ba-Wü für den Fall eines geforderten Anteils erneuerbarer Energien von 95%. Wie erwartet, werden die höchsten Produktionskapazitäten für die SUB-Auflösung benötigt, wo ca. 49 GW an PV- und 16 GW an Windkapazität für das TM-Szenario erforderlich sind. Zusätzlich werden 128 GWh Speicherkapazität und 19 GW Speicherleistung benötigt. Wie zu erwarten, haben dicht besiedelte Gebiete die größten Schwierigkeiten, ihren Bedarf zu decken. In diesen Gebieten (im Zentrum und im Nordwesten) ist fast das gesamte erneuerbare Potenzial ausgeschöpft. Außerdem benötigen die überwiegend städtischen Regionen längere Speicherzeiten, um die Erzeugungslücken aufgrund des geringeren Potenzials an erneuerbaren Energien zu schließen. Im SUB-Szenario werden in den meisten Regionen überwiegend RFB-Speicher ausgebaut. Nur im Südwesten (Schwarzwald) scheint LiB aufgrund des hohen Windpotenzials, was zu kürzeren Lücken bei den erneuerbaren Energien führt, und der geringen Stromnachfrage vorteilhaft zu sein. Aufgrund der Beschränkungen im Szenario können diese Regionen jedoch die Windenergie nicht mit den umliegenden Gebieten teilen. Daher werden die ausgewiesenen Windgebiete nur spärlich genutzt. Folglich sind die Stromgestehungskosten für dieses Szenario mit etwa  $94 \text{ € MWh}^{-1}$  relativ hoch. Allerdings ist eine relativ gerechte Verteilung von EE-Erzeugern innerhalb Baden-Württembergs gewährleistet.



**Abbildung 16: Optimale Platzierung von PV- und Windenergieerzeugung und Batteriespeichern für die drei räumlichen Auflösungen (SUB, NG, IES) und einen Mindestanteil an erneuerbaren Energien von 95%, TM-Verbrauchsszenario. Grau: keine Platzierung. Das Verhältnis der Batteriekapazität bezieht sich auf das Verhältnis von RFB- zu Gesamtspeicherkapazität:  $V \text{ Verhältnis} = \hat{E}_{\text{RFB}} / \hat{E}_{\text{Gesamt}}$ .**

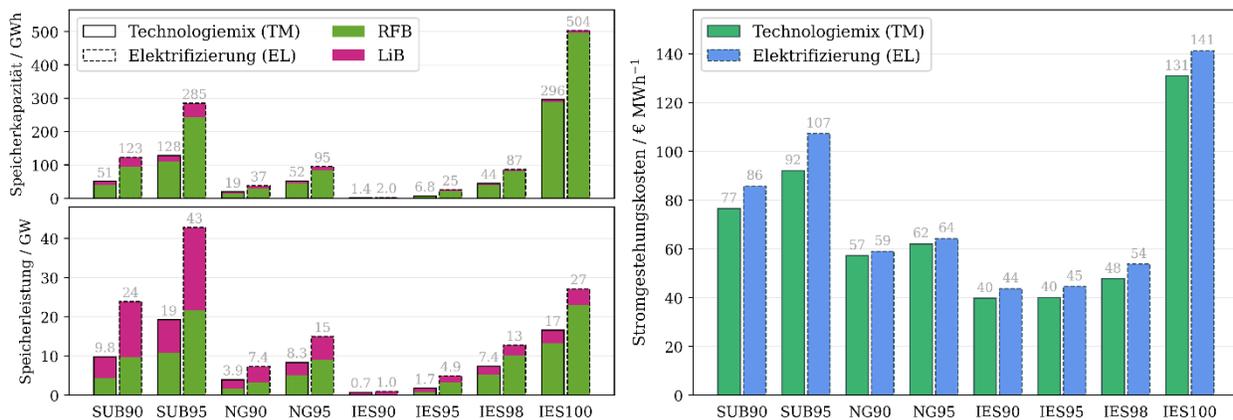
Im NG-Szenario sind die betrachteten Regionen wesentlich größer als in der SUB-Auflösung, so dass sich die optimale Platzierung von PV- und Windkraftanlagen in dafür günstigen Gebieten kumuliert. Für die PV ist dies der Westen (Rheintal) und der Südosten mit längeren Sonnenstunden. Das PV-Potenzial ist im Zentrum von Ba-Wü vergleichsweise gering. Die hohe Nachfrage in den städtischen Regionen, insbesondere in den Netzgruppen 5, 6, 7 und 11 (siehe Abbildung 15), erfordert jedoch einen starken Ausbau der PV-Leistung. Im Gegensatz zum SUB-Szenario konzentriert sich ein großer Anteil der Windenergieanlagen auf das potenzialstarke Schwarzwaldgebiet. Insgesamt sind die erforderlichen Kapazitäten mit 37 GW PV und 20,6 GW Windenergie deutlich geringer als bei SUB. Die erforderliche Speicherkapazität wird mehr als halbiert. Nur 8,3 GW Leistung und 52 GWh Kapazität sind erforderlich, um einen erneuerbaren Anteil von 95% zu erreichen. Die durchschnittliche Speicherdauer ist bei der NG-Auflösung ebenfalls geringer. Daher wird der LiB ein etwas größerer Anteil zugeschrieben als der RFB. Auch hier ist die Region Südwest aufgrund des hohen Potenzials an erneuerbaren Energien und der geringen Nachfrage besser für LiB-Speicher geeignet. Aufgrund der weitaus geringeren erforderlichen Investitionen dürften auch die Stromgestehungskosten mit etwa  $64 \text{ € MWh}^{-1}$  deutlich niedriger sein.

Im Szenario IES kann der Strom zwischen Netzgruppen fließen. Daher ist die Platzierung der erneuerbaren Kapazitäten noch stärker auf Gebiete mit hohem Potenzial konzentriert, wobei fast die gesamte Winderzeugung im Südwesten angesiedelt ist. Die gesamte PV-Kapazität ist im Vergleich zum Szenario NG fast halbiert. Dies bedeutet auch, dass bei einer zentralen Planung die ländlichen Gebiete im Südwesten des Landes den größten Teil der gesamten Stromversorgung von Ba-Wü bereitstellen müssten. In diesen Regionen würde das vorhandene Windpotenzial voll ausgeschöpft werden. Angesichts der Akzeptanzprobleme in der Vergangenheit stellt sich die Frage, ob diese erheblichen Eingriffe in die Flächennutzung der Region der Bevölkerung vermittelt werden können und von ihr akzeptiert werden. Insgesamt bleibt die Windkapazität mit 20,6 GW Nennleistung fast gleich. Die erforderliche Batteriespeicherung wird drastisch reduziert. Für die IES-Auflösung reichen 1,7 GW an Speicherleistung und 6,8 GWh an Energiekapazität für einen Anteil der erneuerbaren Energien von 95% aus. Diese Werte liegen im Bereich des in früheren Studien ermittelten Speicherbedarfs, wobei davon ausgegangen wird, dass der Anteil von Baden-Württemberg am deutschen Speicherbedarf zwischen 10 und 20% liegt. Auch hier ist die mittlere Speicherdauer im Vergleich zum NG-Szenario leicht reduziert. Da Netzgruppen nun Strom gemeinsam nutzen können, benötigen nicht alle Regionen Batteriespeicher. In der Mitte und im Südwesten werden LiB-Speicher bevorzugt, im Osten machen RFB den Großteil der Batteriespeicher aus. Die Stromgestehungskosten sind bei diesem Szenario am niedrigsten.

Beim Vergleich verschiedener EE-Anteils- und Verbrauchsszenarien zeigt sich, dass der Speicherbedarf mit dem erforderlichen Anteil erneuerbarer Energien stark ansteigt (Abbildung 17). Um einen Anteil der erneuerbaren Energien von 90% zu erreichen, werden nur etwa 1,4 GWh Speicherkapazität benötigt. Jenseits dieser Werte steigt der Speicherbedarf jedoch exponentiell an, was frühere Ergebnisse bestätigt. Um die letzten 2 Prozentpunkte zwischen dem Szenario IES98 und IES100 zu füllen, steigt die erforderliche Speicherkapazität von 44 GWh auf 296 GWh im TM-Szenario. Die durchschnittliche Speicherdauer erreicht dann über 17 h und die Batterien führen im Vergleich zum Szenario IES98 etwa halb so viele Zyklen pro Jahr durch. Folglich sind die Stromgestehungskosten mit  $132 \text{ € MWh}^{-1}$  für das 100%-Szenario am höchsten. Wir kommen zu dem Schluss, dass in

einem zukünftigen Netz zumindest ein gewisser Anteil an grundlastfähiger Stromkapazität bereitgestellt werden sollte, um den Batteriespeicher nicht zu überdimensionieren und dabei Ressourcen zu verschwenden.

Im EL-Szenario ist die Last im Allgemeinen höher. Daher ist die benötigte Speicherkapazität und Leistung höher. Dieser Effekt ist besonders ausgeprägt bei der SUB-Auflösung, wo die Regionen am kleinsten sind. Die Kosten steigen jedoch im Vergleich zum TM-Szenario nur geringfügig. Dies deutet darauf hin, dass die erzeugte Energie effektiver genutzt werden kann (z. B. findet die Wärmeerzeugung, die im EL-Szenario einen größeren Anteil ausmacht, meist tagsüber statt, wenn erneuerbare Energie im Überfluss vorhanden ist).



**Abbildung 17: Simulationsergebnisse für die drei räumlichen Auflösungen (SUB, NG, IES) und beide Verbrauchsszenarien (TM, EL) für verschiedene erneuerbare Anteile (90, 95, 98, 100%). Links: Speicherbedarf für RFB (grün) und LiB (violett). Rechts: Stromgestehungskosten.**

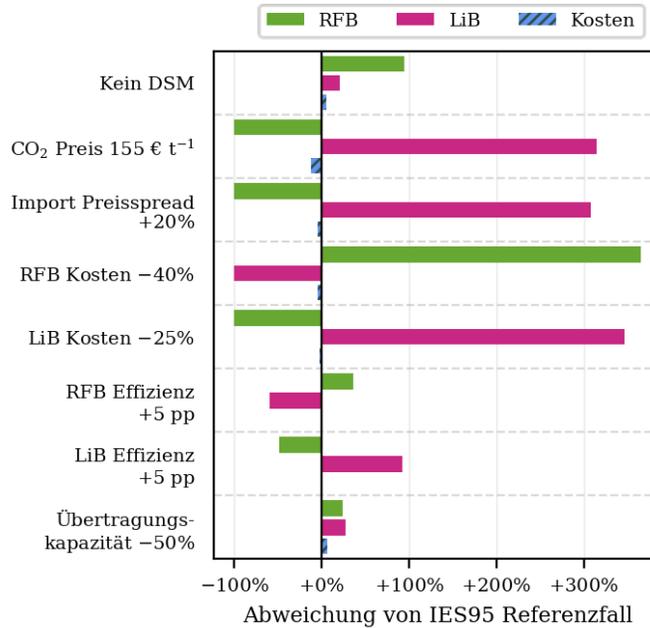
**Sensitivitätsanalysen.** Mehrere Annahmen über die Entwicklung der EE- und Speicherkosten, das DSM-Potenzial und mehr wurden getroffen. Daher wurde eine Sensitivitätsanalyse für das Szenario IES95 TM durchgeführt. Abbildung 18 zeigt die Auswirkungen verschiedener Schlüsselparameter auf die Kapazität und die Kosten von RFB und LiB. Die detaillierten Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen sind in Tabelle A2 im Anhang aufgelistet.

Demand Side Management wurde über eine einfache Nebenbedingung simuliert. Für viele Sektoren ist jedoch noch weitgehend unklar, inwieweit die jeweilige Last flexibel sein wird. Die angenommenen Flexibilitätsfaktoren führen je nach Region zu einem Flexibilitätspotenzial von ca. 15 bis 20%. Dies liegt im Bereich dessen, was in der Literatur angegeben wird [82]. Vieles hängt jedoch nicht nur von den technischen Hürden, sondern auch von der gesellschaftlichen Akzeptanz ab. Es kann gezeigt werden, dass sich die benötigte Speicherkapazität fast verdoppelt, wenn kein DSM durchgeführt wird. Die RFB ist in diesem Fall vorzuziehen, da die Produktionslücken voraussichtlich größer werden und länger andauern. Die Auswirkungen auf die Kosten sind jedoch relativ gering, da die Speicherkapazität im Basisszenario nicht sehr hoch ist. Es ist zu beachten, dass im Modell für DSM keine Kosten angenommen werden. Es könnte daher vorgeschlagen werden, dass DSM nicht mehr als 50 M€ pro Jahr kosten darf, um den Anteil der erneuerbaren Energien von 95% zu erreichen. Andernfalls könnte ein Ausbau der Speicher vorzuziehen sein.

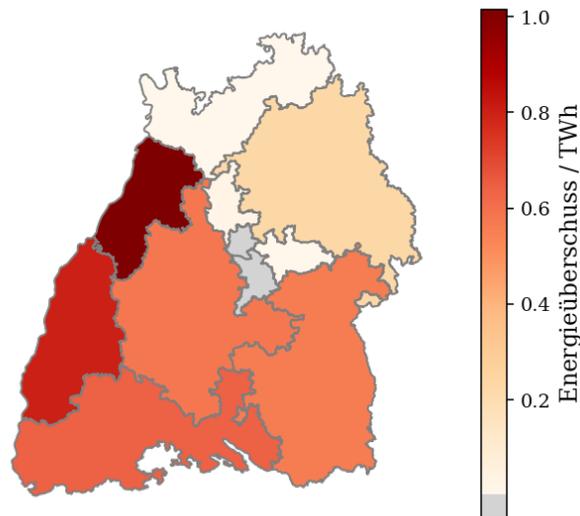
Es konnte gezeigt werden, dass ein niedrigerer CO<sub>2</sub>-Preis und damit niedrigere Importstromkosten LiB gegenüber RFB stark begünstigen. Außerdem sind die erneuerbaren Kapazitäten etwas kleiner, was darauf hindeutet, dass die niedrigeren Stromkosten das Laden der Batterie aus dem Netz rentabler machen könnten, insbesondere wenn der Anteil der erneuerbaren Energien im Netz hoch ist. LiB könnte für diese Anwendung besser geeignet sein, wenn die Preisspitzen kurz genug sind. Dies kann durch eine zusätzliche Analyse unterstrichen werden, bei der wir von Importstromkosten mit einer 20% höheren Preisspanne ausgehen, um eine höhere Preisvolatilität zu simulieren. In diesem Szenario wird LiB ebenfalls gegenüber RFB bevorzugt.

Eine Änderung der Batteriekosten oder des Wirkungsgrads wirkt sich hauptsächlich auf das Verhältnis zwischen RFB und LiB aus, während die Stromgestehungskosten fast gleichbleiben. Laut Preisprognosen werden die Kosten für LiB-Speicher zwischen 2020 und 2030 voraussichtlich um 25% sinken [5]. Die Annahme dieser Kostensenkung bei gleichbleibenden RFB-Kosten führt zu einer höheren Installation von LiB im Vergleich zu RFB. Für RFB kann eine noch höhere Kostensenkung angenommen werden, da sich die Technologie noch in einem frühen Stadium der Kommerzialisierung befindet, was im Szenario IES95 ebenfalls zu einer Verlagerung hin zur RFB-Speicherung führt. Es wird erwartet, dass beide Preise in Zukunft sinken werden. Je nach Anwendung und - wie die Ergebnisse dieser Studie zeigen - je nach Standort erwarten wir, dass beide Speichertechnologien für Stromnetze mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnen werden. Ebenso verschiebt eine Erhöhung des Speicher-Wirkungsgrades um 5 Prozentpunkte bei beiden Speichertechnologien das Verhältnis von RFB zu LiB zugunsten des jeweiligen Batteriesystems. Die Auswirkungen sind jedoch nicht so gravierend wie bei den Kosten. Es ist daher zu erwarten, dass beide Technologien relevant bleiben, auch wenn die RFB-Leistung möglicherweise ein größeres Verbesserungspotenzial aufweist.

Die Verringerung der Übertragungskapazität erfordert eine Erhöhung beider Speicherkapazitäten um etwa 25%, während die Kosten um etwa 6,4% steigen, was darauf hindeutet, dass die Übertragungsleitungen für das untersuchte Szenario ein begrenzender Faktor sind. Diese Auswirkung wird jedoch weniger gravierend, wenn der erneuerbare Anteil erhöht wird, da dann die erneuerbaren Erzeuger in den Regionen großflächiger verteilt werden müssen. Weiterhin wurde durch den Vergleich des Szenarios IES mit dem Benchmark der "Kupferplatte" festgestellt, dass die Kosten für das Szenario mit Übertragungsbeschränkungen nur geringfügig höher sind, was darauf hindeutet, dass das Übertragungsnetz in Ba-Wü in seinem derzeitigen und geplanten Zustand für einen Ausbau der EE ausreichen sollte. Die Ausbauraten für EE und Speicher sind in beiden Szenarien ebenfalls sehr ähnlich. Dennoch liefert das netzgebundene Modell wertvolle Erkenntnisse über die optimale Platzierung von Erzeugern und Speichern. Für das Kupferplatten-Szenario werden PV- und Windturbinen in Regionen mit den geeignetsten klimatischen Bedingungen platziert, was einen Ausbau der Übertragungskapazitäten erfordern würde. Dies könnte als endogener Parameter einbezogen werden, wobei jedoch die langen Planungszeiträume für Übertragungsleitungen außer Acht gelassen wird.



**Abbildung 18: Überschüssige (abgeregelte) erneuerbare Energie pro Region (Netzgruppe) für das Szenario IES95 TM.**



**Abbildung 19: Überschüssige (abgeregelte) erneuerbare Energie pro Region (Netzgruppe) für das Szenario IES95 TM.**

### Diskussion:

PtX-Anwendungen und vor allem die Wasserstoff-Elektrolyse werden in den betrachteten Szenarien für das integrierte Multi-Energie-System für Baden-Württemberg nicht explizit modelliert. Die kostenoptimale Lösung liefert jedoch erhebliche Mengen an überschüssiger Erzeugung, die für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen oder Wasserstoff genutzt werden könnte, wie das Szenario IES95 in Abbildung 19 zeigt. Beispielsweise erzeugen allein die Netzgruppen 3 und 9 (Karlsruhe/Baden-Baden und südliches Rheintal/Schwarzwald; Regionen mit erheblichem Wind- und PV-Ausbau) jeweils mehr als 10 TWh überschüssigen erneuerbaren Strom, was laut [8] mehr als 10% des für PtX-Anwendungen in Deutschland

benötigten Stroms entspricht. Neben den Gesamtwerten ist natürlich auch die zeitliche Verteilung der Überschusserzeugung von Bedeutung, da einige Elektrolyseure konstant laufen müssen, um wirtschaftlich zu sein. In Netzgruppe 3 beispielsweise steht 1 GW Überschusskapazität für mehr als 4000 Stunden zur Verfügung, so dass maximal 4 TWh der gesamten Überschusserzeugung von 12 TWh für Elektrolyseurkapazitäten mit 4000 Volllaststunden genutzt werden könnten. Die Zahlen deuten darauf hin, dass PtX-Anwendungen in Ba-Wü in diesem Szenario bis zu einem gewissen Grad machbar sind, ein Ergebnis, das sich mit [33] deckt.

Um unterschiedliche Elektrifizierungsgrade zu analysieren, wurde zwischen den zwei Verbrauchsszenarien, TM und EL unterschieden. Es überrascht nicht, dass der höhere Stromverbrauch im EL-Szenario zu höheren Stromgestehungskosten führt. Es ist zu beachten, dass in beiden Szenarien neben Strom auch andere Energieträger benötigt werden, wie Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe. Neben der inländischen Produktion sind für die Beschaffung Importe notwendig, für die Kosten anfallen. Folglich bedeuten niedrigere Stromkosten im TM-Szenario nicht unbedingt niedrigere Gesamtsystemkosten. In ihrer Analyse für Deutschland berichten die Autoren von [8], dass das TM-Szenario zu niedrigeren Gesamtkosten führt als die EL-Alternative. So müssten im TM80-Szenario 231 TWh Öl, 609 TWh Erdgas und PtX-Produkte bei einem Primärenergieverbrauch von 152 TWh importiert werden, während im EL80-Szenario 218 TWh Öl, 542 TWh Erdgas und 25 TWh PtX-Produkte benötigt werden. Da das EL-Szenario in geringerem Maße auf Importe angewiesen ist als das TM-Szenario, wird sich die unterschiedliche Preisentwicklung auf die Gesamtsystemkosten auswirken.

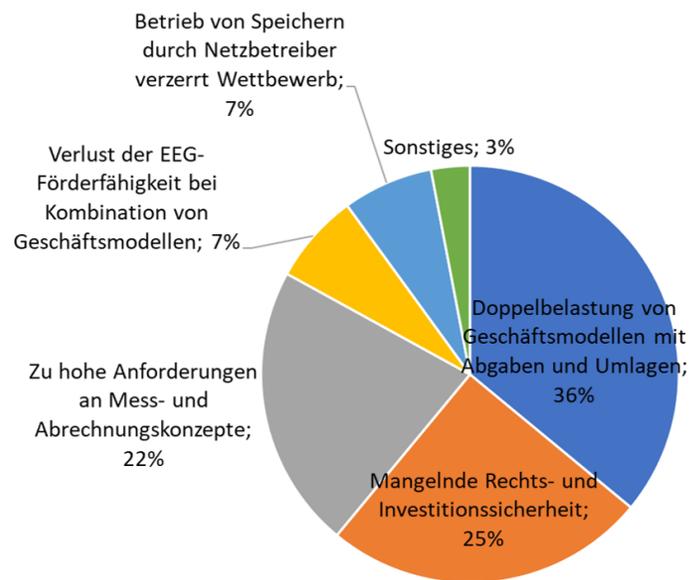
## 5 Regulatorische Ermöglichung des Speicherausbaus

Eine wichtige Voraussetzung für die praktische Umsetzung des benötigten (Batterie-)speicherausbaus sind geeignete regulatorische Rahmenbedingungen, die einen wirtschaftlichen Speichereinsatz ermöglichen. In StiL wurde daher zunächst untersucht, inwieweit diese Voraussetzungen bereits gegeben sind. Da sich die aktuelle Regulierung als nicht ausreichend erwies, wurde im Anschluss mittels Experteninterviews alternative Regulierungsansätze erarbeitet, die Speicherausbau weiter fördern können.

### 5.1 Status Quo Speicherregulierung

In Deutschland sind das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) die beiden grundlegenden Gesetzeswerke, die sich mit dem Einsatz von Speichern und allen damit verbundenen Aktivitäten, wie der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, befassen. Das EnWG definiert die Erzeugung, den Verbrauch und den Transport von Energie als die drei Säulen des deutschen Stromsystems [16]. Im Juni 2022 wurde die Speicherung als vierte Säule in der Gesetzgebung aufgenommen, bei der "die endgültige Nutzung der elektrischen Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den der Erzeugung verschoben wird" [46]. Damit wurde die unklare rechtliche Einordnung von Speichersystemen beendet, die bisher sowohl als Erzeuger als auch als Endverbraucher eingestuft wurden. Es wird erwartet, dass diese neu eingeführte regulatorische Änderung mehr Klarheit und Transparenz für die Beteiligten schafft [54].

In der Praxis gehören regulatorische Hindernisse zu den größten Herausforderungen für den Ausbau von (Batterie-)Speichern, da sie einige mögliche Anwendungsfälle verhindern und insbesondere den Einsatz von Mehrfachnutzung (auch "multi-use" genannt) erschweren. In einem Experteninterview zur Speicherregulierung bezeichnet ein Experte Deutschland als "Land der bürokratischen Hürden" und beklagt die (sinnbildlichen) "Tausenden von verschiedenen Genehmigungen", die für die Realisierung eines Netzspeicherprojekts erforderlich sind. Diese Einschätzung wird durch eine Expertenbefragung im Rahmen des "Forums Batteriespeicher" des Bundesverbandes Energiespeicher (BVES) bestätigt [73]. Insgesamt 50 Experten wurden hierin gebeten, 100 Prozentpunkte auf die in der Abbildung 20 gezeigten regulatorischen Hemmnisse zu verteilen. Zu den spezifischen regulatorischen Hemmnissen gehören die Doppelbelastung einiger Anwendungsfälle mit Umlagen und Abgaben sowie der Verlust von Fördermitteln aus dem EEG, wenn Geschäftsmodelle kombiniert werden (multi-use). Die gravierendsten Probleme sind jedoch struktureller Natur aufgrund hoher bürokratischer Hürden für Mess- und Abrechnungskonzepte und der allgemein fehlenden Rechts- und Investitionssicherheit. Erschwerend kommt bei Mehrfachnutzungen die technische Herausforderung hinzu, Anwendungen vor (z.B. Spotmarkthandel) und hinter dem Zähler (z.B. Erhöhung des Eigenverbrauchs) getrennt abzurechnen, da für die jeweiligen Anwendungen unterschiedliche Umlagen und Abgaben gelten können [24].



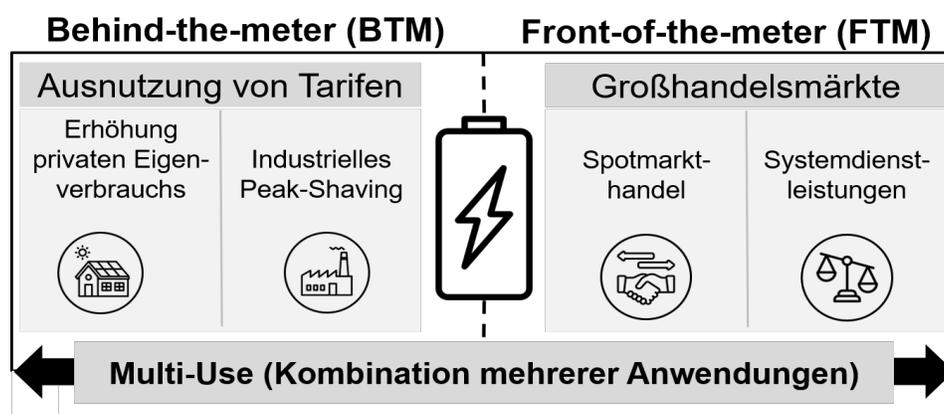
**Abbildung 20: Regulatorische Hürden für den Einsatz von Speichertechnologien basierend auf einer Erhebung des BVES**

Derzeit sind einige Änderungen des rechtlichen Rahmens für Speicherung im Gange. In einer Novelle des EEGs hat der Bundestag beschlossen, dass 2021 sowohl Netzspeicher als auch Heimspeicher mehrere Anwendungsfälle parallel verfolgen und aktiv an den Großhandelsmärkten teilnehmen dürfen. Mit den Vorschlägen wird auch die Doppelbelastung von Speicherkapazitäten mit Umlagen und Entgelten fast vollständig abgeschafft [12]. Darüber hinaus hat die im Jahr 2021 neu gewählte Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag für die Legislaturperiode 2021 bis 2025 mehrere geplante

Änderungen aufgenommen. In einer Bewertung der vorgeschlagenen Änderungen durch das Reiner Lemoine Institut wird das "klare Bekenntnis zum ambitionierten Ausbau verschiedener Speichertechnologien" gelobt [54, S.11]. Es wird aber auch kritisiert, dass die Lösungen noch nicht konkret genug sind und sich auf bestimmte Speichertechnologien beschränken. Ein weiteres Problem ist die Komplexität und Intransparenz des Rechtsrahmens für Speichersysteme, die insbesondere nicht-kommerzielle Betreiber von Heimspeichersystemen daran hindert, sich an der Einführung von Speichern mit Mehrfachnutzung zu beteiligen.

Für eine Bewertung des Speicherausbaupotentials unter der aktuell geltenden Regulierung werden im Folgenden zunächst mögliche Anwendungsfälle für Speichertechnologien beschrieben und im Anschluss qualitative sowie quantitative Einschätzungen des Ausbaupotentials präsentiert.

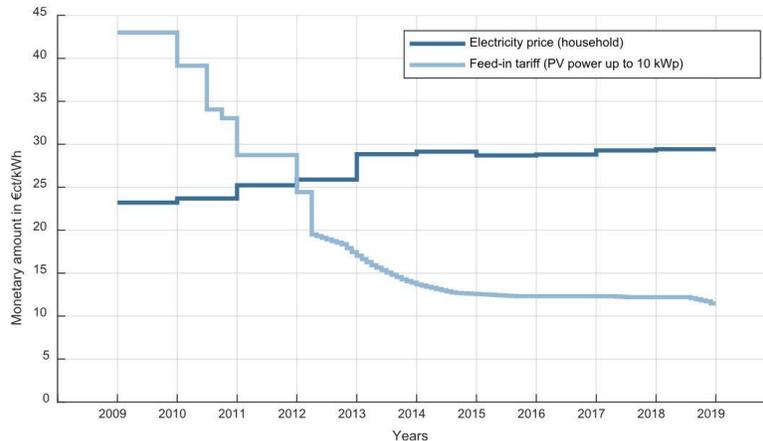
**Anwendungsgebiete.** Im aktuellen deutschen Regulierungsrahmen gibt es mehrere wirtschaftliche Anwendungsbereiche für Speichertechnologien, die in "Front-of-the-meter" (FTM) und "Behind-the-meter" (BTM) Anwendungsfälle unterteilt werden können, wie in Abbildung 21 dargestellt ist.



**Abbildung 21: Anwendungsfälle vor und hinter dem Zähler. Eigene Darstellung basierend auf [24]**

*Erhöhung des Eigenverbrauchs.* Nach der derzeitigen Regelung in Deutschland kann ein Haushalt mit einem PV-gekoppelten Heimspeicher sein Speichersystem nutzen, um den Eigenverbrauch aus der Solarstromerzeugung ohne zusätzliche Kosten zu erhöhen. Dabei wird die Differenz zwischen der EEG-Einspeisevergütung und dem Haushaltsstrompreis ausgenutzt. In Abbildung 22 ist zu sehen, dass dies eine wirtschaftliche Option ist, da der Break-Even-Punkt zwischen Einspeisevergütung und Haushaltsstrompreis im Jahr 2012 erreicht worden ist.

*Industrielles Peak-Shaving.* Industriekunden in Deutschland bezahlen ab einem Jahresstromverbrauch von 100 MWh nicht nur einen Arbeitspreis für den verbrauchten Strom, sondern zusätzlich eine leistungsabhängige Komponente für die bezogene Jahreshöchstlast. Daher haben diese Kunden einen Anreiz, die Jahreshöchstlast zu reduzieren, wozu unter anderem Batteriespeicher eingesetzt werden können.



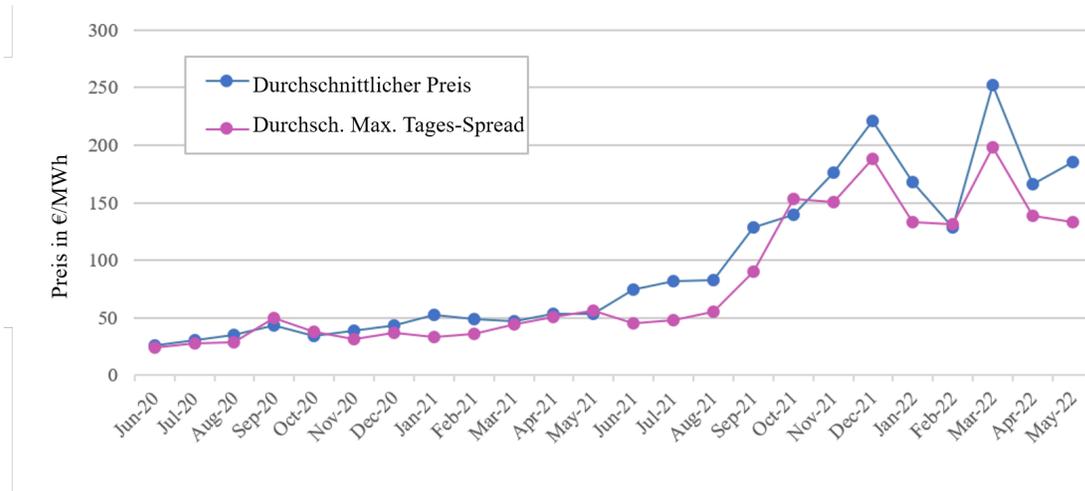
**Abbildung 22: Entwicklung von EEG-Einspeisevergütung und Haushaltsstrompreis in Deutschland aus [25].**

*Spotmarkthandel.* Auf den deutschen Spotmärkten für Strom werden stündliche Produkte auf dem Day-Ahead-Markt und viertelstündliche Produkte auf dem Intraday-Markt gehandelt. Batteriespeicher können an diesen Märkten zeitliche Preisunterschiede innerhalb eines Marktes oder Preisunterschiede zwischen den Märkten ausnutzen. In den vergangenen Jahren waren die hierdurch erzielbaren Gewinne nicht ausreichend, um die Investitionen in Batteriespeicher zu refinanzieren. Allerdings bieten aktuelle Entwicklungen weitaus höhere Gewinnmargen als bisher realisierbar. Zur Veranschaulichung der aktuellen Preisentwicklungen sind in Abbildung 23 die durchschnittlichen Spotmarktpreise und die maximalen täglichen Spreads der letzten zwei Jahre dargestellt. Die durchschnittlichen täglichen Preisspannen sind ein Indikator dafür, ob die Stromspeicherkosten, d.h. die Investitionskosten pro kWh geteilt durch die erzielbaren Zyklen während der Lebensdauer, durch den Handel am Spotmarkt gedeckt werden können. Diese Kosten liegen bei heutigen Speichersystemen zwischen 16 und 60 cent pro kWh [62,35].

*Systemdienstleistungen.* Batteriespeicher können eingesetzt werden, um sogenannte Systemdienstleistungen zu erbringen, bspw. für die Stabilisierung von Spannungs- und Frequenzwerten sowie als Schwarzstartreserve. Aufgrund ihrer technischen Eigenschaften eignen sich Batteriespeicher besonders gut für Primär- und Sekundärregelenergieerbringung, welche täglich auktioniert werden und innerhalb von Sekunden bis Minuten bereitgestellt werden müssen.

*Multi-Use Anwendungen.* Eine Kombination mehrerer der oben vorgestellten Anwendungen kann sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht für Batteriespeicherbetreiber erstrebenswert sein. Da einige Anwendungen eher energieintensiv sind (z.B. Eigenverbrauch und Spotmarkthandel) und andere eher leistungsintensiv (z.B. Regelleistungsbereitstellung), kann eine Kombination von Anwendungen sowohl die Leistungs- als auch die Energiekapazität von Speichern effektiv nutzen. Die Kombination von BTM mit FTM-Anwendungen birgt jedoch einige technische und regulatorische Hürden. So ist beispielsweise der Handel auf dem Spotmarkt für Besitzer eines Heimspeichers theoretisch möglich, aber der gehandelte Strom muss bilanziell von der

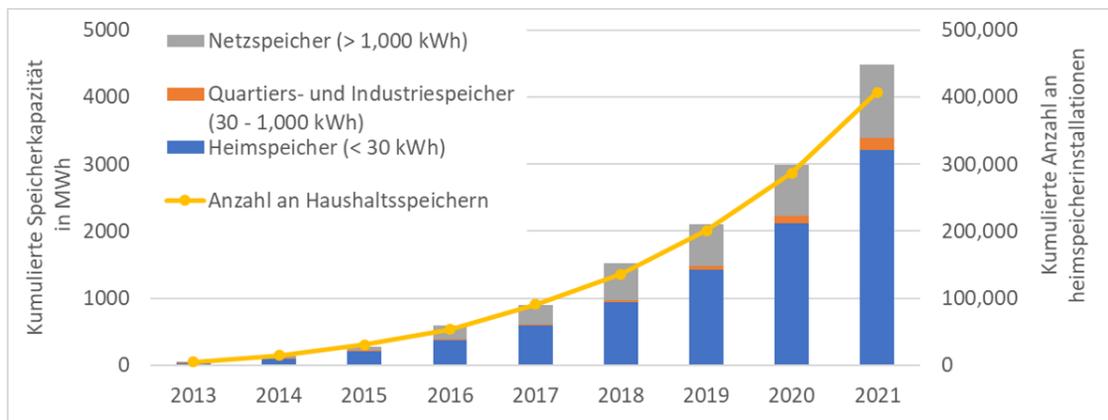
gespeicherten PV-Erzeugung getrennt werden [24], da unterschiedliche Abgaben und Steuern für die Anwendungen gelten.



**Abbildung 23: Durchschnittliche Preise und tägliche Preisspreads auf dem deutschen Day-Ahead Markt. Eigene Abbildung basierend auf Daten aus [11].**

## 5.2 Speicherausbauprognose

Ende 2021 waren in Deutschland etwa 4,5 GWh Batteriespeicherkapazität installiert, davon etwa 3,2 GWh in privaten Haushalten, 0,2 GWh als mittelgroße Speicher in Quartieren und Industriegebieten und 1,1 GWh als Netzspeicher im Übertragungsnetz (Abbildung 24). Diese Zahlen verdeutlichen die große Lücke zwischen aktuellen Ausbauzahlen und dem in Kapitel 4.2 ermittelten Speicherbedarf eines dekarbonisierten Energiesystems.



**Abbildung 24: Batteriespeicherinstallationen in Deutschland 2013 – Ende 2021**

Im Rahmen von StiL war es Ziel des Arbeitspakets 4, eine Prognose für den zu erwartenden Speicherausbau in Baden-Württemberg zu erstellen. Aufgrund der unterschiedlichen Anwendungsgebiete und Nutzergruppen wurde hierfür zwischen den in Abbildung 24 dargestellten Speichertypen - Heimspeicher, Quartierspeicher, Industriespeicher sowie

Netzspeicher - unterschieden. Dazu wurden jeweils die Anwendungsfälle identifiziert, die im heutigen regulatorischen Rahmenwerk vorrangig bedient werden können:

- Heimspeicher: Erhöhung des Eigenverbrauchs
- Quartierspeicher: Erhöhung des Eigenverbrauchs, Netzengpassmanagement, "Mieterstrom"
- Industriespeicher: Peak-Shaving
- Netzspeicher: Spotmarkthandel, Netzengpassmanagement

Wie in Abbildung [Speicherinstallationen 24](#) ersichtlich haben sich bisher nur die Heimspeicher in größerem Ausmaß durchgesetzt. Insbesondere mittelgroße Speicher (Industrie- und Quartierspeicher) werden bisher vor allem in Pilotprojekten vereinzelt eingesetzt. Unter der aktuellen Regulierung ist hierbei nicht davon auszugehen, dass es zu einem großflächigen Zubau weiterer Speicherkapazitäten in diesen Segmenten kommen wird. Netzspeicher werden bisher vor allem als großangelegte Projekte von Übertragungsnetzbetreibern geplant und umgesetzt, wie beispielsweise im Falle des "Gridboosters" Projekt der TransnetBW in Kupferzell sowie zweier Großspeicher der RWE in Lingen und Werne [29,57]. Da es sich hierbei um Pilotprojekte handelt sind für diesen Anwendungsfall datenbasierte Prognosen zur weiteren Entwicklung nicht zielführend. Die quantitative Analyse des Speicherausbaupotentials, die im Folgenden beschrieben wird, fokussiert sich daher auf die Kategorie der Heimspeicher.

**Maximales Ausbaupotential von Heimspeichern.** Der Zubau von Heimspeichern in Kombination mit Solaranlagen ist limitiert durch die Anzahl der Gebäude und insbesondere Wohnhäuser in Baden-Württemberg, die sich für die Installation dieser Technologien eignen. Um ein maximales Ausbaupotential abzuschätzen werden Berechnungen aus [61] herangezogen. Die dort berechneten Werte für ganz Deutschland beziehen Einschränkungen durch Verschattung und Dachausrichtungen ein. Da die Potentiale laut den Autoren stark mit der Bevölkerungsanzahl korrelieren, wird für das Potential Baden-Württembergs der Anteil anhand des Bevölkerungsanteils (bezogen aus [19]) berechnet. Daraus ergibt sich ein maximales technisches Potential von 1.221.781 Heimspeichern in Baden-Württemberg.

**Methodik zur Abschätzung der zukünftigen Zubaurate von Heimspeichern.** Um zukünftige Zubauraten abzuschätzen, werden in einem ersten Schritt Faktoren identifiziert, die die Wirtschaftlichkeit von Heimspeichern beeinflussen. Für diese Faktoren werden anschließend zukünftige Entwicklungen recherchiert um Berechnungen zur zukünftigen Wirtschaftlichkeit durchzuführen. Diese wiederum dienen im Anschluss als Ausgangspunkt für die Abschätzung zukünftiger Zubauraten. Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Heimspeicherinvestition wird der Kapitalwert, auch "Net Present Value" (NPV) genannt, verwendet. Der NPV berechnet sich aus der negativen Anfangsinvestition in Periode 0 und der Summe der Einnahmen ( $E_y$ ) abzüglich der Ausgaben ( $A_y$ ) in jeder nachfolgenden Periode  $y$ , abgezinst auf den heutigen Geldwert mit dem Zinssatz  $i$ . Damit eine Investition rentabel ist, muss der Kapitalwert positiv sein.

$$NPV = -I + \sum_{n=1}^N \frac{E_y - A_y}{(1+i)^y} \quad (30)$$

Ein Nachteil dieser Methode ist, dass die Ergebnisse stark vom angenommenen Zinssatz abhängen. Um dies zu adressieren, wird der Kapitalwert mit drei verschiedenen Zinssätzen aus der Literatur berechnet. [30] und [74] verwenden beide einen Zinssatz von 2%, [74] verwendet zusätzlich 4% und [30] 10%.

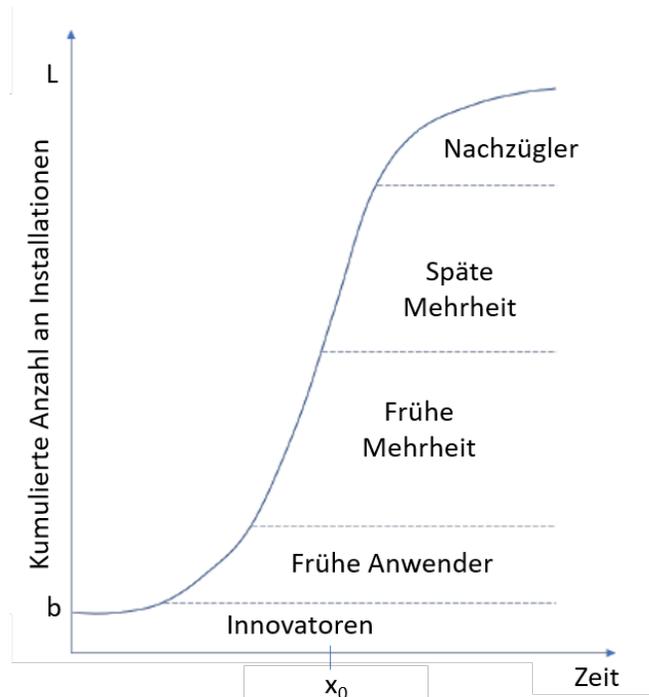
Für die Berechnung der Einnahmen eines Heimspeichers müssen Annahmen bezüglich der gespeicherten kWh pro Jahr getroffen werden. Dabei wird auf Berechnungen von [74] zurückgegriffen. Die Autoren bestimmen die Eigenverbrauchsdaten von Haushalten mit und ohne Heimspeicher für eine Batterielebensdauer von 20 Jahren unter Berücksichtigung der Batteriealterung. Unter der Annahme, dass ein durchschnittlicher Haushalt 4500 kWh pro Jahr verbraucht, können hierdurch die jährlichen Einnahmen eines Heimspeichers als Einsparungen durch den eingespeicherten Strom abgeschätzt werden. Hierzu wird die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Endkundenstrompreis herangezogen, um die Einsparung pro gespeicherter kWh zu berechnen.

Um die Wirtschaftlichkeit von Heimspeichern in Verbindung mit der Zubaurate zu bringen, werden zunächst historische Ausbauzahlen aus dem Marktstammdatenregister erhoben [11]. Über eine Regression wird anschließend anhand der historischen Daten der Zusammenhang zwischen Wirtschaftlichkeit (in Form des NPV) und Zubaurate bestimmt. Für die zukünftigen Entwicklungen werden die prognostizierten Wirtschaftlichkeitswerte in das trainierte Modell gegeben, um Trends für Zubauraten zu ermitteln. Hierbei muss als Restriktion jedoch das maximale Ausbaupotential berücksichtigt werden. Außerdem ist es fraglich, ob sich vergangene Zubauraten "eins zu eins" auf zukünftige Entwicklungen übertragen lassen. Wie bei innovativen Technologien oft der Fall kann davon ausgegangen werden, dass die bisherigen Nutzer von Heimspeichern zu den sogenannten "Innovatoren" und "Frühen Adaptoren" laut der Innovationstheorie nach Rogers [55] gehören. Diese zeichnen sich oft dadurch aus, dass die Wirtschaftlichkeit nicht einzig ausschlaggebend für die Nutzung einer Technologie ist. Die berechneten Zubauraten wurden daher mit S-Kurven verschiedener Ausprägung kombiniert um verschiedene Entwicklungsszenarien abzudecken.

**S-Kurve.** Die S-Kurve der Innovation ist ein Konzept, das häufig zur Beschreibung von Diffusionsprozessen innovativer Technologien verwendet wird [55]. Sie beschreibt, dass nach einer schleppenden Einstiegsphase die Diffusion einer Technologie zunimmt und exponentiell ansteigt bevor der Markt gesättigt ist und es zu einem Abflachen der Diffusionskurve kommt. Diese S-Kurve kann durch folgende Formel beschrieben werden:

$$y = \frac{L}{1 + e^{-k(x-x_0)}} + b \quad (31)$$

Hierbei beschreibt L das maximale Potential, k den Wachstumsfaktor, b das Anfangsniveau,  $x_0$  das Jahr in dem der Wendepunkt der S-Kurve stattfindet und x den jährlichen Zubau, der im Falle der Heimspeicherdiffusion mittels Regression ermittelt wird.



**Abbildung 25: S-Kurve nach [55].**

**Preisentwicklungen.** Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden Annahmen bezüglich der Entwicklung von EEG-Einspeisevergütung, Endkundenstrompreis, Spotmarktpreisen sowie Investitionskosten für Heimspeicher benötigt. Für die EEG-Einspeisevergütung wurde bis zum Auslaufen auf 0€ im Juni 2027 eine lineare Degression angenommen (siehe Abbildung 26). Annahmen für den Endkundenstrompreis sowie Spotmarktpreise bis 2050 werden [60] entnommen (Abbildung 27)<sup>1</sup>. Die Kosten für lithiumbasierte Heimspeicherinstallationen werden aus [75] entnommen. Hierbei wird als Sensitivität zwischen drei Kostenszenarien unterschieden (Abbildung 27).

Jahr	Einspeisevergütung [ $\frac{ct}{kWh}$ ]
2021	7,7
2022	6,86
2023	5,58
2024	4,31
2025	3,04
2026	1,77
2027	-0,03 → 0

**Abbildung 26: Angenommene Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung.**

<sup>1</sup> Da diese Berechnungen Mitte 2021 stattfanden, bleiben Entwicklungen an den Spotmärkten seit Mitte 2021 unberücksichtigt.

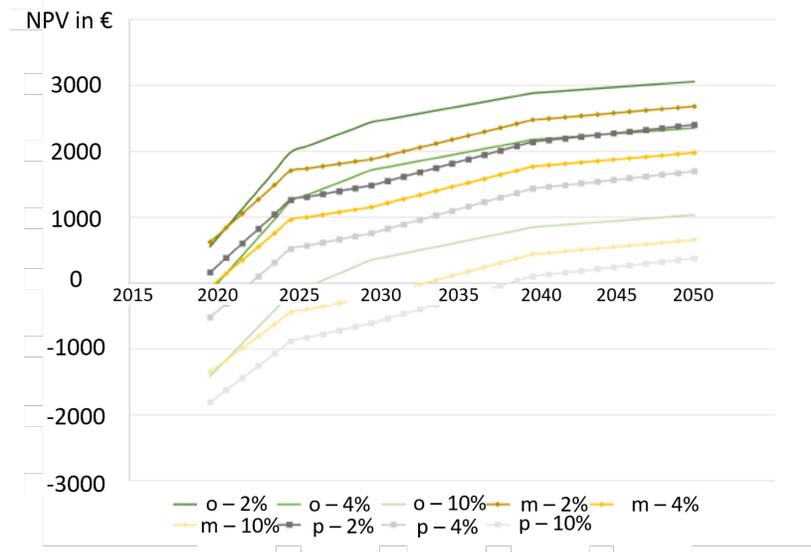
Szenario	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Optimistisch	601	442	339	285	249	213
Moderat	590	486	427	354	313	272
Pessimistisch	662	555	489	414	365	316

Strompreis (Endkunden) in ct/kWh	2020	2025	2030	2035	2040	2050
	33,1	35,4	32,2		31,1	30,4

**Abbildung 27: Batteriekosten in drei Szenarien basierend auf [75] in € pro kWh Energiekapazität.**

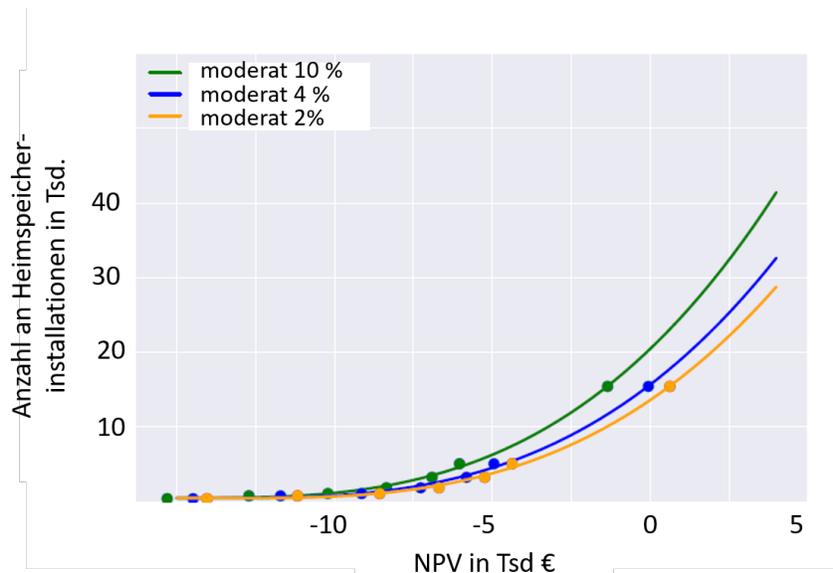
**Wirtschaftlichkeit von neuen Heimspeicherinstallationen.** Schließlich wird die Wirtschaftlichkeit einer Heimspeicherinstallation mittels NPV in neun verschiedenen Szenarien berechnet, unter Verwendung der drei unterschiedlichen Zinsraten 2%, 4% und 10 % sowie der drei Kostenszenarien "optimistisch" (o), "moderat" (m) und "pessimistisch" (p) (siehe Abbildung 27). Für die Basisjahre 2025, 2030, 2040 und 2050 wird der NPV mittels der aus der Literatur erhobenen Werte berechnet, dazwischen werden die Werte linear interpoliert. Die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit von Heimspeicherinvestitionen in den neun Szenarien ist in Abbildung 28 dargestellt.



**Abbildung 28: Entwicklung der Wirtschaftlichkeit einer Heimspeicherinstallation in neun Szenarien mit unterschiedlichen Zinsraten und Investitionskosten.**

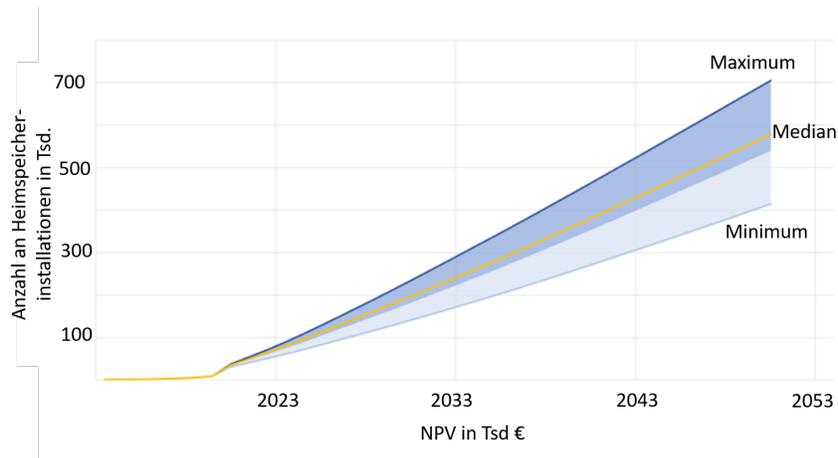
Der Zusammenhang zwischen Wirtschaftlichkeit und Zubaurate wird ebenfalls für alle neun Szenarien bestimmt. Hierfür wird wie in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben eine Regression verwendet. Abbildung 29 illustriert den entstehenden Zusammenhang beispielhaft für das moderate Kostenszenario. Es ist erkennbar, dass selbst bei negativem Kapitalwert (was für eine nicht wirtschaftliche Investition spricht) leichte Zubauraten zu erwarten sind. Es kann vermutet werden, dass dies insbesondere bei frühen Kundengruppen, also den Innovatoren und frühen Anwendern, der Fall ist. Da diese den Heimspeichermarkt

bisher prägen, kann solch ein Zusammenhang basierend auf den historischen Daten beobachtet werden. Fraglich bleibt, ob sich diese Zusammenhänge auf zukünftige Entwicklungen übertragen lassen.

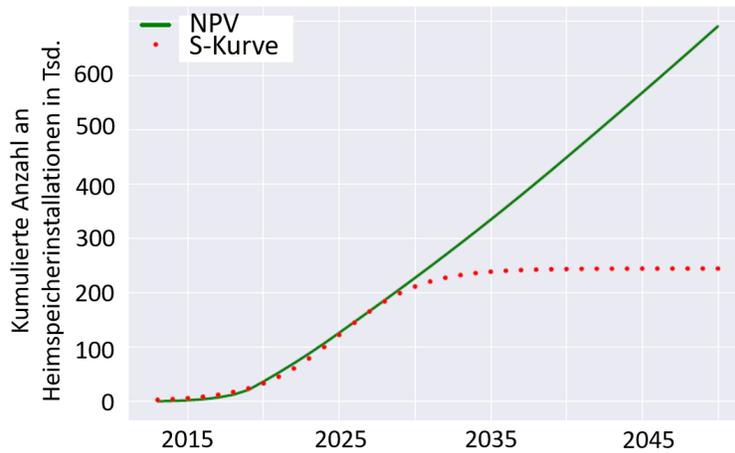


**Abbildung 29: Zusammenhang zwischen Wirtschaftlichkeit und jährlicher Zubaurate von Heimspeicherinstallationen, moderates Kostenszenario.**

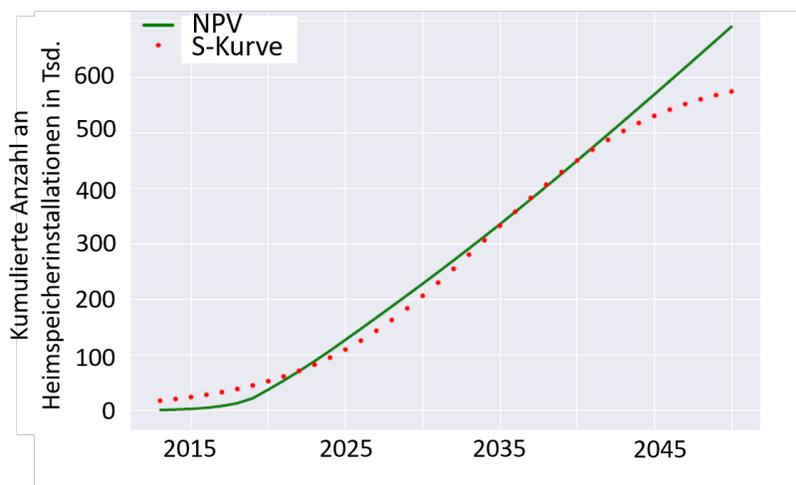
Aus dem Zusammenhang zwischen Wirtschaftlichkeit und Zubaurate ergibt sich durch die neun Szenarien ein Band an Entwicklungspfaden für den Ausbau von Heimspeichern, das in Abbildung 30 dargestellt ist. Auf Basis dieser rein techno-ökonomischen Analyse ist bis zum Jahr 2050 mit einer kumulierten Anzahl an installierten Heimspeichern zwischen ca. 400.000 und 700.000 zu rechnen, bei einem maximalen technischen Potential von gut 1,2 Millionen Heimspeichern. Diese Prognose unterstellt allerdings ein gleichbleibendes lineares Wachstum aufgrund der fallenden Speicherkosten. In der Realität spielen auch andere Faktoren eine Rolle. Wie bereits angesprochen ist der angenommene Zusammenhang zwischen Wirtschaftlichkeit und Zubaurate möglicherweise zu optimistisch eingeschätzt, da Wirtschaftlichkeit nicht das einzige Kriterium der bisherigen Heimspeichernutzergruppen war. Zudem kann es aus verschiedenen Gründen zu einer Sättigung des Marktes weit unter dem maximalen technischen Potential kommen. An dieser Stelle kann die S-Kurve von Rogers [55] herangezogen werden, um ein Abflachen der Zubaurate zu modellieren. Abbildungen 31 und 32 zeigen zwei mögliche Szenarien für eine solche Entwicklung. Hierbei wurde für eine konservative Entwicklung ein Wendepunkt der S-Kurve im Jahr 2025 angenommen (Abbildung 31) und für eine optimistische Entwicklung ein Wendepunkt im Jahr 2034 (Abbildung 32). Bei dem optimistischen Szenario ist Markt der Heimspeicher bei etwa 600.000 Exemplaren gesättigt, also etwa bei der Hälfte des technischen Potentials. Im konservativen Szenario kommt es schon bei knapp 250.000 Heimspeichern zu einer Sättigung des Marktes.



**Abbildung 30: Zubaurate moderat**



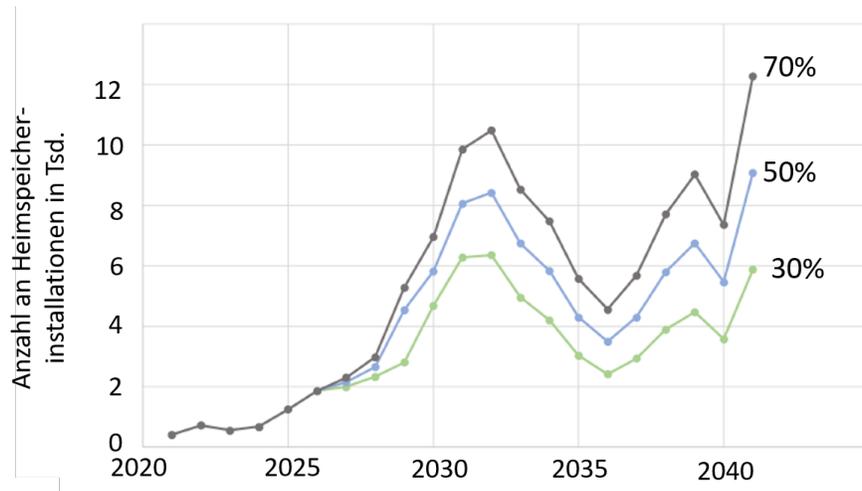
**Abbildung 31: Zubaurate moderat**



**Abbildung 32: Zubaurate optimistisch**

**Nachgerüstete Heimspeicherinstallationen.** Neben neu installierten Heimspeichern wurde zusätzlich das Potential durch Nachrüstung bereits installierter Solaranlagen

berücksichtigt. Diese können nach Ablauf der 20 Jahre geltenden Einspeisevergütung nachträglich mit einem Heimspeicher kombiniert werden. Für die Abschätzung dieses Potentials wurde auf die PV-Installationszahlen der Jahre 2000 bis 2021 zurückgegriffen. Es wird angenommen, dass diese Anlagen nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen und die Betreiber sich zu diesem Zeitpunkt für die Installation eines Heimspeichers entscheiden können. Je nachdem, welcher Anteil der Betreiber sich für die Nachrüstung mittels Heimspeicher entscheiden, zeigt Abbildung 33 verschiedene Pfade möglicher Zubauzahlen.



**Abbildung 33: Potential an nachgerüsteten Heimspeichern unter der Annahme verschiedener Installationsraten.**

Zusammengefasst spielen viele Faktoren eine Rolle bei der weiteren Entwicklung des Speicherausbaus in Baden-Württemberg. Im Projekt StiL wurden mögliche Szenarien untersucht und aufgezeigt, wie sich die Installationszahlen von Heimspeichern bis 2050 entwickeln könnte. Zusammengefasst zeigt Abbildung 34 die in den Szenarien erwartbaren zugebaute Anzahl an Heimspeichern sowie die resultierenden Speicherkapazitäten. Hierbei wird angenommen, dass ein Heimspeichersystem eine durchschnittliche Energiekapazität von 8 kWh besitzt, ein Wert, der etwas über dem Mittel aktuell verbauter Systeme liegt [25].

	2030 [Anzahl]	2050 [Anzahl]	2030 [GWh]	2050 [GWh]
Neue Heimspeicher inkl. 10%	140.491 - 233.822	414.262 - 705.462	1,124 - 1,871	3,314 - 5,644
Neue Heimspeicher exkl. 10%	181.418 - 233.822	540.038 - 705.462	1,451 - 1,871	4,320 - 5,644
S-Kurve Wendepunkt 2025	210.122	244.754	1,681	1,958
S-Kurve Wendepunkt 2034	199.355	579.819	1,595	4,639
Nachrüstungsrate 30%	17.340	-	0,139	-
Nachrüstungsrate 50%	20.684	-	0,165	-
Nachrüstungsrate 70%	23.027	-	0,184	-

Da diese Entwicklung mit extremer Unsicherheit behaftet ist, dienen diese Szenarien lediglich der Orientierung möglicher Pfade. Insbesondere die Beobachtung, dass bisherige Nutzergruppen Heimspeicher auch bei fehlender Wirtschaftlichkeit installierten, muss als Einschränkung der Ergebnisse berücksichtigt werden. Es ist daher möglich, dass zukünftige Zubauraten überschätzt werden, da die Wirtschaftlichkeit für die große Mehrheit potentieller Nutzer eine weitaus größere Rolle spielt.

Des Weiteren ist es momentan unklar, wie sich der Ausbau von mittelgroßen Quartier- und Industriespeichern sowie großen Netzspeichern entwickeln wird. Wie die Zubauzahlen von Heimspeichern zeigen, reicht dieser Speichertyp voraussichtlich nicht aus, um den Batteriespeicherbedarf Baden-Württembergs zu decken. Daher wird für die zukünftige Energieversorgung auch der Ausbau von anderen Speichertypen benötigt. Um den Speicherausbau weiter anzureizen können regulatorische Maßnahmen ergriffen werden, die im folgenden Abschnitt näher beleuchtet werden.

### 5.3 Innovative Speicherregulierung

Für die Identifizierung alternativer Regulierungskonzepte, die den Speicherausbau fördern, wurden im Zuge von StiL neun Experteninterviews mit Stakeholdern aus der Energiewirtschaft durchgeführt. Alle Interviews bis auf eines (Experte 9)<sup>2</sup> sind entlang einer vordefinierten Liste von Fragen strukturiert. Um möglichst viele Perspektiven zu erfassen, wurde in den Interviews ein breites Spektrum von Akteuren der Energiewirtschaft abgedeckt:

- Experte 1: Übertragungsnetzbetreiber
- Experte 2: Verteilnetzbetreiber
- Experte 3: Bundesagentur
- Experte 4: Mittelgroßes Energieversorgungsunternehmen
- Experte 5: Wissenschaftlicher Mitarbeiter auf dem Gebiet der Energiewirtschaft
- Experte 6: Erneuerbare Energien Interessenverband
- Experte 7: Speicher-Interessensverband
- Experte 8: Batteriehersteller
- Sachverständiger 9: Rechtsanwalt für Energierecht

**Fragebogen.** Die Experteninterviews erfolgten anhand eines vordefinierten Fragebogens, welcher von der aktuellen Regulierung ausgehend die zum Zeitpunkt der Interviews geltende Regulierung kritisch hinterfragen soll sowie Raum für Ideen zu einer möglichen Um- oder Neugestaltung der Regulierung bietet. Im Folgenden wird der Fragebogen dargestellt.

1. Einsatz von Batteriespeichern im Unternehmenskontext und allgemein

---

<sup>2</sup> Für dieses Interview war der zur Verfügung stehende Zeitrahmen zu kurz, um dem gesamten Fragebogen zu folgen. Es wurde daher unstrukturiert entlang des allgemeinen Leitfadens für Interviewfragen geführt, aber einige Fragen blieben aufgrund des Zeitmangels unbeantwortet.

- a. In welchen konkreten Anwendungsbereichen und Projekten wird der Einsatz von Batteriespeichern bei [Organisationsname] erforscht bzw. erprobt?
- b. Wie schätzen Sie die zukünftigen Potenziale für den Einsatz von Batteriespeichern ein?
- c. Welche (anderen) Stakeholder sehen Sie in der Rolle des Speicherbetreibers?
- d. Welchen Anteil haben Ihrer Meinung nach in etwa die folgenden Batteriespeicher-Anwendungen für die Erreichung der Klimaziele (80 bis 95% erneuerbare Energien)? [Heimspeicher, Quartierspeicher, Netzspeicher]
- e. Welche Anwendung stationärer Batteriespeicher hat Ihrer Meinung nach bis 2025 in Deutschland das größte kapazitätsmäßige Wachstumspotenzial?
- f. Was sind Ihrer Meinung nach die größten regulatorischen Herausforderungen für den wirtschaftlichen Speicherbetrieb in Deutschland?

## 2. Bewertung der aktuellen Regulierung

- a. Mit welchen regulatorischen Barrieren sehen Sie sich konfrontiert?
- b. Was ändert sich hierbei für Sie durch die Novelle des EnWG und EEG 2021?
  - i. Entstehen für Sie dadurch neue Einsatzmöglichkeiten und wirtschaftliche Potenziale (z. B. Multi-Use)?
  - ii. Wie bewerten Sie die Dynamisierung und eine Reform der Netzentgeltsystematik?
- c. Wie bewerten Sie die aktuell geltende Regulierung für den Einsatz von Batteriespeichern für andere Stakeholder (Bspw. Heim- und Quartierspeicher und deren Betreiber)?
- d. Welchen sonstigen bürokratischen Hürden sind Batteriespeicherprojekte ausgesetzt (bspw. durch Bürgerinitiativen)?

## 3. Anforderungen an (zukünftige) Regulierung

- a. Wenn Sie Regulierung komplett neu denken könnten, wie würden Sie sich eine innovative Speicherregulierung vorstellen, die es ermöglicht den Speicherbedarf in einem zukünftigen, dekarobinsierten Energiesystems zu erreichen?
- b. Was wären für Sie die wichtigsten Aspekte, die diese Regulierung beinhalten müsste (3-5 Punkte)?
- c. Gehen wir zurück zur bestehenden Regulierung. Welche regulatorischen Änderungen sind Ihrer Meinung nach noch notwendig für einen sinnvollen Einsatz von Batteriespeichern?

- i. Wie soll mit Umlagen und Netzentgelten beim Trading umgegangen werden?
  - ii. Was ändert sich dadurch, dass Energiespeicher laut Koalitionsvertrag als vierte Säule im Energierecht verankert werden?
  - iii. Welche bürokratischen Hürden können beseitigt werden?
  - iv. Welche regulatorischen Änderungen werden benötigt, um über die aktuellen Möglichkeiten hinaus einen Multi-Use Einsatz von Batteriespeichern (bspw. für Eigenverbrauch, Stromhandel und Flexibilitätsdienstleistungen) zu ermöglichen?
- d. Wie kann ein paralleler Speichereinsatz für mehrere Anwendungen ohne Bilanzmanipulation sichergestellt werden?
  - e. Der BVES schlägt einen 2-Zähler-Ansatz, abgeleitet aus den Änderungen der EEG-Novelle vor. Können sie beurteilen, ob/wie das technisch umsetzbar ist?
  - f. Wie kann Regulierung netzdienlichen Speichereinsatz anreizen?
  - g. Werden darüber hinaus noch staatliche oder private Förderprojekte benötigt, um mehr Speicherausbau anzureizen (Koalitionsvertrag spricht staatlichen Förderungsanspruch für Mieterstrom- und Quartierskonzepte aus)?
  - h. Sollte die heterogene Regulatorik innerhalb der EU harmonisiert werden (indem sich eins zu eins an die EU-Vorschriften gehalten wird)?
4. Umsetzung innovative Regulierung
- a. Welche Möglichkeiten bestehen auf Länderebene (insb. Baden-Württemberg), diese Regulierungsänderungen/ -wünsche umzusetzen?
  - b. Wie kann eine stetige Weiterentwicklung der Regulierung gewährleistet werden (z. B. über einen Expertenrat à la Kalifornien)? Wie kann sichergestellt werden, dass Regulierung aktuell bleibt?
  - c. Haben Sie weitere Anmerkungen, die Sie gerne teilen möchten?

**Handlungsempfehlungen.** Aus den neun Experteninterviews wurden anschließend insgesamt 18 Handlungsempfehlungen für eine Förderung des Speicherausbau abgeleitet. Diese sind im Folgenden aufgelistet. Da im vorausgegangenen Arbeitspaket festgestellt wurde, dass die momentane Regulierung den Speicherausbau nicht ausreichend fördert, handelt es sich explizit um Maßnahmen, die dazu beitragen, mehr Speicherausbau zu fördern. Nicht alle Experten stimmten allen Handlungsempfehlungen, oder der Notwendigkeit, Speicherausbau zu fördern, zu. Die Zahl in Klammern gibt daher an, wie viele der interviewten Experten eine Handlungsempfehlung forderten. Die Empfehlungen wurden im Anschluss von der Anwaltskanzlei Becker, Büttner, Held (BBH), die sich auf dem Gebiet der Energieregulierung spezialisiert, hinsichtlich ihrer

Umsetzbarkeit rechtlich bewertet <sup>3</sup>. Dabei wurden zwei Kategorien bewertet: (i) Kompatibilität mit höherrangigem Recht und (ii) Systemkonformität/Komplexität. Die Bewertung wird im Folgenden mit Hilfe einer Ampel-Taxonomie dargestellt. Die Farben haben die folgenden Bedeutungen:

- **Grün:** (i) Es bestehen keine Bedenken hinsichtlich der Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht oder (ii) die Handlungsempfehlung fügt sich in das bestehende Regulierungssystem ein oder die Umsetzung ist eher weniger komplex.
  - **Gelb:** (i) Es bestehen gewisse Bedenken hinsichtlich der Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht oder (ii) die Handlungsempfehlung fügt sich nicht unbedingt in das bestehende Regulierungssystem ein oder die Umsetzung ist eher komplex.
  - **Rot:** (i) Es bestehen starke Bedenken hinsichtlich der Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht oder (ii) die Handlungsempfehlung fügt sich nicht in das bestehende Regulierungssystem ein bzw. die Umsetzung ist nahezu unmöglich.
1. Im Energierecht sollte es eine eigenständige Speicherdefinition geben. Diese muss technologieneutral erfolgen. (3 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]  
Kontext: Die Definition des Speichers als vierte Säule des Energiesystems wurde im Koalitionsvertrag versprochen. Eine technologiespezifische Definition bspw. für Batteriespeicher oder Wärmespeicher ist nicht zielführend. Wichtig ist zudem, für die Flexibilitätsoptionen regulatorisch klare Unterschiede zu definieren. Demand-Side-Management (Laststeuerung) hat den großen Unterschied zu Speichern, dass sich zwar die Stromnachfrage steuern lässt, die zeitliche Verschiebung durch Speicherung jedoch nicht möglich ist.
  2. Das EnWG muss um die Definition der zeitlichen Verschiebung ergänzt werden. Es sollte sich am Vorbild der Richtlinie (EU) 2019/944 für den Elektrizitätsbinnenmarkt orientiert werden. (5 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]  
Kontext: Die zeitliche Verschiebung ist das Kernelement des Speichers und wurde in der europäischen Richtlinie fertig ausdefiniert, aber nicht in das deutsche Recht übernommen.
  3. Speicherleistungsangebot bzw. die Beschaffung von entsprechenden Leistungen über Dritte sollte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen werden. (5 Experten) [Kompatibilität, Komplexität].  
Kontext: Der Netzentwicklungsplan wird von der BNetzA erstellt und bildet das regulatorische Grundkonzept für die Übertragungsnetzbetreiber. Im Anhang wird durch die vorgeschlagenen Definitionen klar definiert, dass Netzbetreiber immer noch keine Speicher besitzen dürfen (auch wenn diese in den Netzentwicklungsplan aufgenommen werden). Art. 14 c aus dem EnWG ist in Deutschland nicht gut umgesetzt worden, weshalb sich dort an Art. 32 der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie orientiert werden kann. Durch die Aufnahme des

---

<sup>3</sup> Das gesamte rechtliche Gutachten umfasst 74 Seiten und kann bei Interesse über die Autor:innen des Abschlussberichts angefragt werden

Speichereinsatzes in den Netzentwicklungsplan wird ein verbindlicher Einsatz über einen längeren Zeitraum sichergestellt. Die Investitionskosten für die Speicher werden über Netznutzungsentgelte finanziert. In § 4 Abs. 5a der Stromnetzverordnung wurde bereits ein Instrumentarium entwickelt, um die Kosten der beauftragten Speicherleistungen abzubilden.

4. Die Nachweisverpflichtung der Spitzenkappung muss schon bei 1%, statt erst bei 3% greifen. (2 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]  
Kontext: Die Netzbetreiber sollten nachweisen müssen, dass sie durch die Beauftragung Dritter über einen Einsatz von Speicheranlagen versucht haben, die Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien möglichst nicht zu kappen.
5. Die 25% - Regel aus dem EEG 2004, zum Anschluss von Erzeugungsanlagen ans Netz, muss an die heutigen Preise von PV – Anlagen angepasst werden oder der Netzausbau durch einen Flexibilitätsmechanismus erweitert werden. (1 Experte) [Kompatibilität, Komplexität]  
Kontext: Mit Speichern lässt sich der Netzausbau zumindest teilweise umgehen. Häufig können Personen ihre Anlagen allerdings nicht an das Netz anbinden, da der Betreiber vor Ort keine Anschlusskapazitäten mehr zur Verfügung hat. Der Netzbetreiber beruft sich hier auf die Vorgabe im EEG, dass der Netzausbau nicht teurer werden darf, als 25% der Investitionskosten der PV – Anlage. Da die Preise für eine 1kW PV – Anlage (ca. 5.000 € in 2004) in den letzten 18 Jahren allerdings auf ca. ein Viertel (1.300 €) des Ursprungspreises gesunken ist, muss die Regel dringend überarbeitet werden. Der Flexibilitätsmechanismus kann eine Zusammenarbeit zwischen Netzbetreiber und Prosumer sein. Verspricht der Prosumer, seinen PV – Strom zu kritischen Zeiten nicht in das Netz, sondern seinen Speicher einzuspeisen, so zahlt ihm der Netzbetreiber ein vorgeschriebenes Entgelt. Beiden ist dadurch geholfen und gestützt wird dieser Mechanismus durch den geforderten „Effizienten Netzausbau“ in Art. 14 EnWG.
6. Regulatorische Abschaffung der noch bestehenden Doppelbelastung für Batteriespeicher. (7 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]  
Kontext: Doppelbelastung ist weiterhin eine große Hürde, die den Batteriespeichereinsatz verhindert. Im Anhang stehen einige konkrete Gesetzesstellen und -änderungen, wobei natürlich auch weitere Änderungen hilfreich sein könnten.
7. Batteriespeicher sollen beim Trading am Spotmarkt komplett von Umlagen und Netzentgelten befreit werden. (6 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]  
Kontext: Die Teilnahme von Speichern am Spotmarkthandel führt zu einer Verbesserung der Systemstruktur bzw. Systemsicherheit.
8. Bei den Netzentgelten muss es eine Leistungspreiskomponente mit Preis pro kW geben. (5 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]  
Kontext: Dies soll ein Anreiz zum netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichern sein. Wird dem Netz hingegen geschadet, so müssen auch höhere Entgelte gezahlt werden. Es wird so gesehen für die „Dicke/Größe“ einer Leitung bezahlt, die dann maximal oft genutzt werden kann (ähnlich wie bei Großverbrauchern). Zudem kann Leistung zu

unterschiedlichen Uhrzeiten auch unterschiedlich teuer sein. Wird die Stromleitung zu einem „unbeliebten“ Zeitpunkt (z.B. 12 Uhr mittags) benutzt, so muss weniger als zu „beliebten“ Zeitpunkten (z.B. 17 – 19 Uhr) gezahlt werden.

9. Die Personenidentität beim Mieterstrom muss im Zuge der Mieterstromförderung überarbeitet werden oder wegfallen. (2 Experten) [Diese Forderung ist laut rechtlichem Gutachten mittlerweile obsolet]  
Kontext: Die komplexe Logik und der bürokratische Aufwand behindern den sinnvollen Batteriespeichereinsatz. Außerdem wurde im Koalitionsvertrag eine Förderung von Mieterstrom- und Quartierskonzepten versprochen. Bei der Umsetzung dieser Versprechen lässt sich die Personenidentität gut neu definieren.
10. Umsetzung eines Speichermarktes, analog zum Markt für Regelenergie (§ 13e EnWG). Ein Teil der Kapazität der Reserveleistung wird für Speicher vorgesehen. (4 Experten) (Handlungsempfehlung wurde nicht rechtlich begutachtet)  
Kontext: Der Speichermarkt sollte so angepasst werden, dass eine bestimmte Kapazität der Reserveleistung für Speicheranlagen freigehalten wird, wenn es sich ausschließlich um Erneuerbare Energien handelt. Im Energy-Only-Markt wird nur die faktisch erzeugte Energie vergütet.
11. Erhalt eines Bonus Cents auf die Einspeisevergütung, wenn die PV – Anlage inklusive Speicher eingebaut wird. (2 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]  
Kontext: Zusätzlicher Anreiz für Prosumer, nicht nur die Solaranlage, sondern auch den Batteriespeicher zu kaufen.
12. Bei der „PV + Speicher“ – Förderung darf der Wechselrichter nicht auf 50%, statt den üblichen 70% seiner Leistung gedrosselt werden. (1 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]  
Kontext: Durch die zusätzliche Drosselung des Wechselrichters um 20% Wirkleistung (bei Kauf des Speichers) ist es wirtschaftlicher, komplett auf den Speicher zu verzichten und nur die PV – Anlage zu kaufen. Die Drosselung der Wirkleistungsbegrenzung muss überarbeitet werden, um dieses Problem zu bewältigen.
13. Implementierung des Prinzips der „Gegenseitigen Anerkennung“ bei Verteilnetzbetreibern, zur Bewältigung von bürokratischen Hürden. (2 Experten) (Handlungsempfehlung wurde nicht rechtlich begutachtet)  
Kontext: Das vertrauensbasierte Prinzip der „Gegenseitigen Anerkennung“ beruht auf der „Gate-keeper“ Funktion der Verteilnetzbetreiber. Jeder VNB hat eigene Formulare und Hürden, die es zu überwinden gilt. Akzeptiert einer der 900 Verteilnetzbetreiber die Konditionen des Speichereinsatzes, so sollen die anderen Verteilnetzbetreiber der rechtmäßigen und gründlichen Prüfung des einen Verteilnetzbetreibers vertrauen, wodurch der bürokratische Aufwand wegfällt. Dieses Prinzip ist vergleichbar mit der gegenseitigen Anerkennung für Waren im Binnenmarkt.
14. Sicherung der Kundenrechte plus Fristen für den Netzbetreiber, vergleichbar mit dem Lieferantenwechsel, um einen unverzögerten und bürokratisch hinnehmbaren Prozess zu ermöglichen. (2 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]

Kontext: Die Systematik des Lieferantenwechsels sollte sich auch auf folgende Prozesse übertragen lassen: Direktvermarktung von PV – Strom und Zugang zu Flexibilitätsmärkten mit dem Speicher. Es muss klare Fristen geben, die der Netzbetreiber erfüllen muss, damit seinerseits nicht die Möglichkeit besteht, den Kunden ewig hinzuhalten. Werden diese Fristen nicht eingehalten, müssen mit Sanktionen durch die BNetzA gerechnet werden. Die Übertragung der Systematik kann im Rahmen der Digitalisierung geschehen, da viele Prozesse online leichter zu überblicken sind.

15. Multi – Use (z. B. Eigenverbrauch und Erbringung von Netzdienstleistung) soll bei bilanzieller Trennung möglich sein: Dies geschieht durch den Einbau bzw. die Umsetzung des „2-Zähler Ansatzes“ des BVES. (4 Experten) (keine rechtliche Begutachtung)

Kontext: Bei dem 2-Zähler Ansatz der BVES handelt es sich um ein Bilanzierungsmodell. Dieses Modell benötigt jedoch 2 Smart-Meter um zu funktionieren. Mit dem erhöhten Druck auf gMSB (vgl.15a) werden Messstellenbetreiber in die Pflicht genommen, diese beiden Smart Meter einzubauen. Zusätzlich steht der beschleunigte Smart-Meter-Rollout (intelligente Messsysteme) im Koalitionsvertrag, weshalb momentan eine richtige Implementierung umso wichtiger ist.

16. Grünstrom muss im Batteriespeicher bilanziell zugeordnet werden können, um die Problematik des Ausschließlichkeitsprinzips zu lösen. (3 Experten) ([Kompatibilität]. Komplexität]

Kontext: Der Batteriespeicher muss systematisch und ortsungebunden von der Erzeugung arbeiten können. Wird bspw. in einem Windpark zu 100% erneuerbaren Strom produziert, so darf dieser auf dem Weg in den Speicher nicht durch Kontakt mit dem Netz vergrauen. Die Relevanz der zeitlichen Komponente hat die Relevanz der örtlichen Komponente überschritten, weshalb ein „nicht – vergrauter“ Netzzugang für Grünstrom essenziell wichtig ist

17. Regulatorik für Energy Communities, insb. in Bezug auf Quartierspeicher, muss deutlich vereinfacht und für Laien verständlich formuliert werden, sodass keine externen, juristischen Unternehmen hinzugezogen werden müssen. (4 Experten) (Handlungsempfehlung wurde nicht rechtlich begutachtet)

Kontext: Bei der staatlich zugesicherten Förderung von Quartierskonzepten müssen Anreize und Bedingungen zum gemeinsamen Miteinander einer Bewohnergruppe gesetzt werden. Kommunikation zwischen dem Hersteller und den Anwohnern vor Platzierung des Quartierspeichers ist essenziell wichtig. Die Durchführung des Projekts „Quartierspeicher“ funktioniert nur dann, wenn die beteiligten Personen die geltende Regulatorik auch verstehen können.

18. Bundesländer dürfen dem Bundesstaat Fristen bei der Durchführung von (Speicher-)Projekten setzen. (2 Experten) [Kompatibilität, Komplexität]

Kontext: Es muss eine verstärkte Anreizregulierung durch den Bundesrat stattfinden. Den Übertragungsnetzbetreibern muss ein Planungsrecht zugesprochen werden, da sie die Systemverantwortung tragen. In Baden-Württemberg soll z. B. der Netzbooster

gebaut werden, doch seit langem ist das Projekt etwas im Stocken, da es durch verschiedene Genehmigungsverfahren blockiert wird. Das Land sollte hier mehr Druck auf den Bund ausüben können, indem sie ihn mit Fristen (bspw. 2 Jahre bis der Netzbooster stehen muss) zu Handlungsaktionen zwingt. Zusätzlich darf die Bundesregierung im Energiebereich keine extrem kurzfristigen Gesetzesvorhaben durchsetzen, ohne vorab eine sinnvolle Rücksprache mit Verbänden gehalten zu haben.

## 6 Zusammenfassung

Im Rahmen von StiL wurde Baden-Württemberg anhand von Erzeugungspotentialen und Verbrauchsstrukturen kategorisiert und anschließend in Verteilnetzgebiete eingeteilt. Zur Vorbereitung der Simulation wurden Entwicklungspfade für eine klimaneutrale Energieversorgung in 2050 von deutschlandweiten Szenarien auf Gemeinden in Baden-Württemberg übertragen. Für jeden der Verbrauchssektoren wurden zeitliche Profile zusammengestellt, während die Erzeugungsprofile mittels Wetterdaten generiert werden.

Für die Bestimmung des Speicherbedarfs wurde ein Simulationsmodell auf Python-Basis entwickelt. Damit ist es möglich, unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen und -parameter die notwendige Erzeugungskapazität erneuerbarer Erzeuger und Speicherkapazitäten in Baden-Württemberg abzuschätzen. Die modellierten Komponenten umfassen Photovoltaik, Windenergieanlagen, Batteriespeicher, Biogas-BHKWs und das Stromnetz zur Deckung der übrigen Residuallast.

Für die Simulation wurden drei Szenarien mit unterschiedlichen Graden der Dezentralisierung modelliert. Diese haben eine enorme Auswirkung auf den Speicherbedarf sowie die Verteilung der benötigten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten. Bei einem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 95%, werden Speicher mit einer Energiekapazität von mindestens 6,8 GWh und einer Leistungskapazität von 1,7 GW erforderlich, was zu Stromgestehungskosten von 42 € MWh<sup>-1</sup> führt. Von der gesamten Speicherkapazität entfallen auf RFB 0,8 GW/5,0 GWh und auf LiB 0,9 GW/1,8 GWh an Leistung bzw. Energie. In einem System, das einer zentralen Planung unterliegt, konzentrieren sich die erneuerbaren Energiekapazitäten auf Gebiete mit sehr hohem Potenzial. Dies führt in der gezeigten Fallstudie zu einer maximalen Nutzung der verfügbaren Flächen für die Winderzeugung in ländlichen Gebieten im Südwesten von Baden-Württemberg. Die PV-Erzeugungskapazitäten konzentrieren sich auf Gebiete mit hohem Potenzial, hauptsächlich städtische Regionen. Unter diesem Paradigma würden große Gebiete im mittleren Süden und Nordosten BWs nicht zur Versorgung mit erneuerbarem Strom beitragen.

Je nach Grad der (de-)zentralen Planung und Elektrifizierung liegen die Stromgestehungskosten bei einem erneuerbaren Anteil von 95% zwischen 42 und 109 € MWh<sup>-1</sup>. Der Gesamtbedarf an Speicherkapazitäten liegt zwischen 1,4 und 186 GWh. Dies zeigt die Kostennachteile, die sich aus dezentralen Planungsansätzen mit einer gleichmäßigeren Verteilung des Kapazitätsausbaus ergeben würden. Es gibt jedoch auch Wege zwischen einer vollständig zentralen und dezentralen Planung: Das NG-Szenario veranschaulicht eine mögliche Lösung, bei der mehr Regionen in den Ausbau der

erneuerbaren Energien einbezogen werden, während die Stromgestehungskosten relativ niedrig bei etwa 60 € MWh<sup>-1</sup> und der BESS-Bedarf zwischen 52 und 67 GWh liegen.

Die Ergebnisse dieser Studie sind für politische Entscheidungsträger auf nationaler und regionaler Ebene, für Systemplaner sowie für lokale Akteure von großer Bedeutung. Die Auswirkungen verschiedener Entwicklungspfade auf lokale Akzeptanz und die Abwägung von Kostenimplikationen von (nicht) vorhandener Akzeptanz sind hier wichtige Faktoren, die von Planern berücksichtigt werden sollten.

Schließlich ist es notwendig, den geeigneten regulatorischen Rahmen für den benötigten Speicherausbau zu gestalten. Hierzu wurden im Rahmen von StiL eine Reihe von Handlungsempfehlungen erarbeitet, die Entscheidungsträgern und Gesetzesgebern als Leitfaden dienen können.

## 7 Referenzen

- [1] Agora. Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin, 2014.
- [2] Agora Verkehrswende. Klimabilanz von Elektroautos. Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial. 2019.
- [3] M. Ammon, T. Bruns und N. Semerow. Energiewende im Kontext von Atom- und Kohleausstieg: Perspektiven im Strommarkt bis 2040. 2019.
- [4] Sonja Babrowski, Patrick Jochem und Wolf Fichtner. "Electricity storage systems in the future German energy sector : An optimization of the German electricity generation system until 2040 considering grid restrictions". (2016).
- [5] Richard Baxter. 2018 Energy Storage Pricing Survey. Hrsg. von Sandia National Laboratories, operated for the United States Department of Energy. 2018.
- [6] Carsten Beier und Peter Bretschneider. Modellbasierte, regionale Auflösung des Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich fluktuierender Energien. Oberhausen/Ilmenau, 2013.
- [7] bonn-Netz GmbH. Lastprofile. 2018.
- [8] Thomas Bründlinger u. a. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin, 2018.
- [9] Bundesamt für Bau-, Stadt- und Raumforschung. Raumabgrenzungen: Referenzdateien und Karten. Stadt- und Gemeindetyp. 2022.
- [10] Bundesministerium für Digitales und Verkehr. Deutsches Mobilitätspanel (MOP). 2018.
- [11] Bundesnetzagentur. SMARD Strommarktdaten. Download Marktdaten. [www.smard.de](http://www.smard.de). 2021.

- [28] P. Gerbert u. a. Klimapfade für Deutschland. 2018.
- [29] W. Götz. Vorstellung zum Projektstand Netzbooster-Pilotanlage. Hrsg. von TransnetBW. Kupferzell, 2021.
- [30] N. Gunter und A. Marinopoulos. "Energy storage for grid services and applications: Classification, market review, metrics, and methodology for evaluation of deployment cases." In: Journal of Energy Storage (2016).
- [31] Anette Hartmann. Wie viel Fläche wird für Biogas benötigt? Hrsg. Von Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. 2008.
- [32] Sarah Henni, Philipp Staudt und Christof Weinhardt. "A sharing economy for residential communities with PV-coupled battery storage: Benefits, pricing and participant matching". In: Applied Energy 301 (2021), S. 117351. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117351.
- [33] Sarah Henni u. a. "Towards Financial Risk Management for Intermittent Renewable Generation with Battery Storage". In: 54th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS 2021), Online, 05.01.2021–08.01.2021. 2021.
- [34] H. Höfling, M. Capota und H. Jachmann. Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW): Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg. Stuttgart, 2014.
- [35] P. Kloth. Kosten für PV-Stromspeicher - Wirtschaftlichkeit im Detail. <https://www.energieheld.de/solaranlage/photovoltaik/stromspeicher/kosten>. 2022.
- [36] Christoph Kost, Thomas Schlegl und Fraunhofer ISE. Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Hrsg. von Fraunhofer ISE. 2018.
- [37] Kraftfahrt-Bundesamt. Bestand in den Jahren 1960 bis 2020 nach Fahrzeugklassen. 2020.
- [38] Kraftfahrt-Bundesamt. Neuzulassungsbarometer im Januar 2022. 2022.
- [39] Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg. Datenmonitor e-mobil BW Mai 2019. Stuttgart, 2019.
- [40] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg. Energieatlas Baden-Württemberg.
- [41] Leong Kit Gan, Jorn Reniers, David Howey u. a. A hybrid vanadium redox/lithium-ion energy storage system for off-grid renewable power. Piscataway, NJ: IEEE, 2017. ISBN: 9781509029983.
- [42] Thomas Lüth u. a. "Passive components limit the cost reduction of conventionally designed vanadium redox flow batteries". In: Energy Procedia 155 (2018), S. 379–389. ISSN: 1876-6102. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.11.040.

[43] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg. Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). 2014.

[44] Christine Minke, Ulrich Kunz und Thomas Turek. "Techno-economic assessment of novel vanadium redox flow batteries with large-area cells". In: Journal of Power Sources 361 (2017), S. 105–114. ISSN: 03787753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2017.06.066.

[45] Matteo Moncecchi u. a. "Battery modeling for microgrid design: a comparison between lithium-ion and lead acid technologies". In: 2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM). IEEE, 2018, S. 1215–1220.

[46] C. Murray. Germany finally gives energy storage its own legal definition. <https://www.energy-storage.news/germany-finally-gives-energy-storage-its-own-legal-definition/>. 2022.

[47] Netze BW. Netzausbauplan 2021. 2021.

[48] Netze BW GmbH, Hrsg. Netzausbauplan 2020: Ausbau des 110-kVNetzes der Netze BW GmbH. Stuttgart, 2020.

[49] Naoki Nitta u. a. "Li-ion battery materials: present and future". In: Materials Today 18.5 (2015), S. 252–264. ISSN: 13697021. DOI: 10.1016/j.mattod.2014.10.040.

[50] Jens Noack u. a. "Techno-Economic Modeling and Analysis of Redox Flow Battery Systems". In: Energies 9.8 (2016), S. 627. DOI: 10.3390/en9080627.

[51] Jens Noack u. a. "The Chemistry of Redox-Flow Batteries". In: Angewandte Chemie International Edition (2015), n/a. ISSN: 1433-7851. DOI: 10.1002/anie.201410823.

[52] PowerTech Systems. Life-cycle of Lithium Iron Phosphate technology. 2022.

[53] Arturs Purvins und Mark Sumner. "Optimal management of stationary lithium-ion battery system in electricity distribution grids". In: Journal of Power Sources 242 (2013), S. 742–755. ISSN: 03787753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.05.097.

[54] Reiner Lemoine Stiftung. Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung: Taugt der Koalitionsvertrag zum Aufbruch ins Erneuerbare Energiesystem? - Kurzanalyse und Bewertung. 2021.

[55] Everett M. Rogers. Diffusion of Innovations. 5th ed. Riverside: Free Press, 2003. ISBN: 9780743258234.

[56] Oliver Ruhnau und Staffan Qvist. Storage requirements in a 100% renewable electricity system: Extreme events and inter-annual variability. Kiel, Hamburg: ZBW - Leibniz Information Centre for Economics, 2021.

[57] RWE. "Innovativ und intelligent: RWE baut einen der größten Batteriespeicher Deutschlands". In: Pressemitteilung, Essen, 22. Juli 2021 (2020).

- [58] Eduardo Sánchez-Díez u. a. “Redox flow batteries: Status and perspective towards sustainable stationary energy storage”. In: Journal of Power Sources 481 (2021), S. 228804. ISSN: 03787753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2020.228804.
- [59] Wolf-Peter Schill. “Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany”. In: Energy Policy 73 (2014), S. 65–79. ISSN: 03014215.
- [60] M. Schlesinger, D. Lindenberger und C. Lutz. “Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose: Projekt nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: Endbericht.” In: (2018).
- [61] T. Schmid, F. Jetter und T. Limmer. “Regionalisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien: Begleitdokument zum netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021).” In: (2020).
- [62] Oliver Schmidt u. a. “Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies”. In: Joule 3.1 (2019), S. 81–100. ISSN: 25424351.  
DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.
- [63] Stadtwerke Güstrow GmbH. Lastprofile Strom. Aktuelle Standardlastprofile im Netzgebiet der Stadtwerke Güstrow. 2017.
- [64] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Basisdaten Energieverbrauch Landkreise BW. 2021.
- [65] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Regionaldatenbank. Betriebe, Beschäftigte, Bruttoentgelte. 2018.
- [66] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Regionaldatenbank. Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung. 2018.
- [67] Statistische Ämter des Bundes und der Länder; Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung. Bevölkerung nach Bundesländern. 2018.
- [68] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Bestand an Kraftfahrzeugen in Baden-Württemberg seit 1950. 2020.
- [69] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg. Statistische Berichte Baden-Württemberg: Produzierendes Gewerbe. Stuttgart, 2019.
- [70] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Energiebericht kompakt. Stuttgart, 2019.
- [71] Philipp Staudt und Shmuel S Oren. “Merchant transmission in single-price electricity markets with cost-based redispatch”. In: Energy Economics 104 (2021), S. 105610.
- [72] Tyler Stehly u. a. 2017 Cost of Wind Energy Review. Hrsg. von National Renewable Energy Laboratory. 2017.
- [73] B. Tepe u. a. “Stationäre Batteriespeicher in Deutschland: Aktuelle Entwicklungen und Trends in 2021”. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 71. Jg, Heft 3 (2021).

- [74] C. Truong u. a. “Economics of residential photovoltaic battery systems in Germany: The case of tesla’s powerwall. Batteries,” in: 2 (2016).
- [75] I. Tsiropoulos, D. Tarvydas und N. Lebedeva. “Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications: Scenarios for costs and market growth.” In: (2018).
- [76] U.S. Department of Energy/National Nuclear Security Administration. Global Energy Storage Database.
- [77] Martin Uhrig u. a. “Lithium-based vs. Vanadium Redox Flow Batteries – A Comparison for Home Storage Systems”. In: Energy Procedia 99 (2016), S. 35–43. ISSN: 1876-6102. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.095.
- [78] Umweltbundesamt. Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren. 2021.
- [79] Umweltbundesamt. Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren. 2018.
- [80] Luc van Nuffel u. a. Sector coupling: How can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise? 2018.
- [81] Vanitec. Vanadium Redox Flow Battery (VRFB) technology is increasingly being tested or deployed across the globe. 2022.
- [82] VDE. VDE-Studie ”Demand Side Integration. Offenbach am Main, Germany, 2012.
- [83] Frederik vom Scheidt u. a. The German Electricity System in 2030: Data on Consumption, Generation, and the Grid. 2020. DOI: 10 . 5445/IR/1000125576.
- [84] T. Weiss und D. Schulz. Overview of the electricity supply system and an estimation of future energy storage needs: stoRE project. 2013.
- [85] Alexander Zerrahn und Wolf-Peter Schill. “Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model”. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 79 (2017), S. 1518–1534. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.098.
- [86] Heng Zhang u. a. “From Solid-Solution Electrodes and the Rocking-Chair Concept to Today’s Batteries”. In: Angewandte Chemie (International ed. in English) 59.2 (2020), S. 534–538. DOI: 10.1002/anie.201913923.

## 8 Anhang

### Simulationsergebnisse

		PV	Wind	Biogas	LiB Leistung	LiB Energie	RFB Leistung	RFB Energie	Kosten
		GW	GW	GW	GW	GWh	GW	GWh	€/MWh
TM	SUB90	34.2	14.2	0.431	5.35	10.7	4.37	39.7	76.5
	SUB95	49.1	16.2	0.431	8.42	16.8	10.8	111	92.1
	NG90	27.6	19.1	0.431	2.25	4.5	1.68	15	57.2
	NG95	37.4	20.6	0.431	3.21	6.43	5.09	45.3	62
	IES90	20.9	19.7	0.431	0.682	1.36	0	0	39.8
	IES95	23.1	20.6	0.431	0.897	1.79	0.841	5.03	40.1
	IES98	38.4	23	0.431	2.15	4.3	5.26	40.1	47.8
	IES100	131	25.2	0.431	3.43	6.86	13.1	289	131
EL	SUB90	51.9	21.1	0.431	14.2	28.5	9.6	94.1	85.7
	SUB95	71.8	24.4	0.431	21	42.1	21.7	243	107
	NG90	46.8	29.4	0.431	4.1	8.21	3.26	29.17	59
	NG95	62.6	32.4	0.431	5.91	11.8	9.05	83.2	64.3
	IES90	37.3	30.4	0.431	0.981	1.96	0.00183	0.0109	43.6
	IES95	45.9	32.3	0.431	1.76	3.52	3.18	21.8	44.6
	IES98	78.4	36.9	0.431	2.71	5.42	10.1	81.2	53.8
	IES100	248	36.9	0.431	4.05	8.11	23	496	141

**Tabelle A1: Berechnete Kapazitäten und Kosten für verschiedene Szenarien.**

		PV	Wind	Biogas	LiB	LiB	RFB	RFB	Kosten
					Leistung	Energie	Leistung	Energie	
		GW	GW	GW	GW	GWh	GW	GWh	€/MWh
SUB95	A	49.1	16.2	0.431	8.42	16.8	10.8	111	92.1
	B	47.8	16.7	0.431	9.31	18.6	11.6	116	94.7
	C	48.2	14.9	0.431	20.7	41.5	7.73	79.7	80.6
	D	48.2	15.2	0.431	25	50.1	6.61	68.6	85
	E	45.4	13.9	0.431	0	0	16.1	145	75.7
	F	47.2	15.1	0.431	48.6	97.3	0.738	13.2	85.4
	G	48.4	15.9	0.431	2.72	5.45	12.2	122	89.9
	H	48.9	16.1	0.431	13.1	26.3	8.89	95.5	91.2
NG95	A	37.4	20.6	0.431	3.21	6.43	5.09	45.3	62
	B	35.9	21.7	0.431	3.93	7.86	5.74	49.4	64.3
	C	36.7	19	0.431	9.23	18.5	3.53	32.1	54.5
	D	36.7	19.4	0.431	10.8	21.6	3.09	28.1	58.3
	E	35.3	17.5	0.431	0	0	8.65	67.7	54.8
	F	35.7	19.3	0.431	22.4	44.8	0.0978	1.72	59
	G	37	20.2	0.431	1.18	2.37	5.72	49.6	61.2
	H	37.1	20.6	0.431	5.27	10.5	4.23	39.2	61.7
IES95	A	23.1	20.6	0.431	0.897	1.79	0.841	5.03	40.1
	B	22	21.5	0.431	1.08	2.16	1.54	9.76	42.1
	C	22.6	19.3	0.431	3.72	7.43	0	0	35
	D	22.5	19.5	0.431	3.66	7.32	0	0	38.2
	E	23.3	18.2	0.431	0	0	3.67	23.4	38.4
	F	22.1	19.2	0.431	4	8	0	0	39.3
	G	23	20.2	0.431	0.362	0.723	1.19	6.85	40
	H	23.1	20.6	0.431	1.72	3.44	0.434	2.59	40
	I	24.3	22.6	0.431	1.14	2.29	1.01	6.26	42.6

**Tabelle A2: Berechnete Kapazitäten und Kosten für verschiedene Sensitivitäten (A-I) der 95%-EE-Szenarien. A: Referenzfall, B: Kein Demand Side Management, C: CO2 Preis 155 €/t, D: Import Preisspread +20%, E: RFB Kosten -40%, F: LiB Kosten -30%, G: RFB Effizienz + 5 Prozentpunkte, H: LiB Effizienz +5 Prozentpunkte, I: Übertragungskapazität -50%**

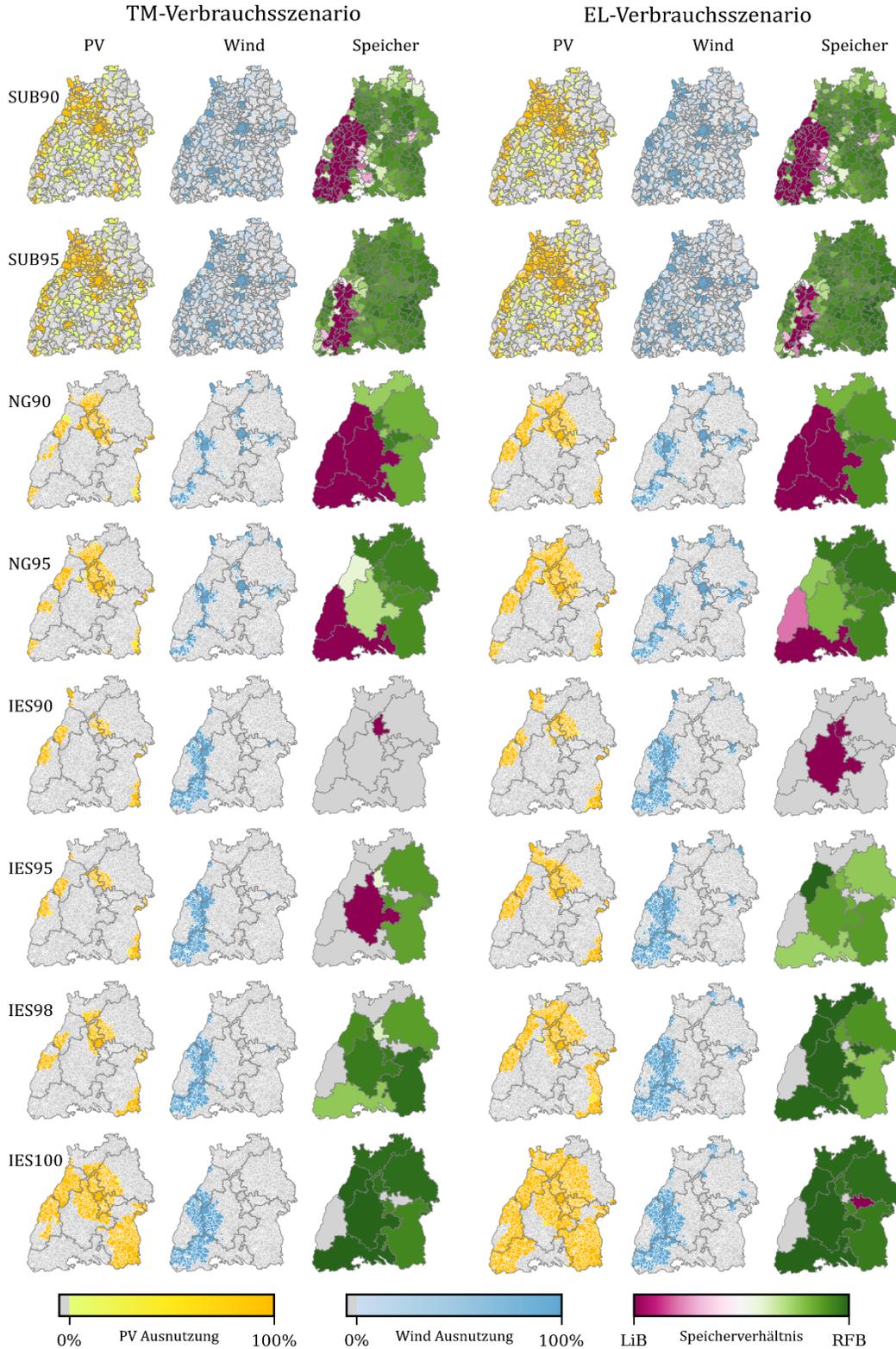


Abbildung A1: Optimale Platzierung von PV- und Windenergieerzeugung und Batteriespeichern für die betrachteten Szenarien verschiedener erneuerbarer Anteile gemäß Tabelle A1, Grau: keine Platzierung. Das Verhältnis der Batteriekapazität bezieht sich auf das Verhältnis von RFB- zu Gesamtspeicherkapazität:  $\text{Verhältnis} = \frac{\hat{E}_{\text{RFB}}}{\hat{E}_{\text{Gesamt}}}$ .