



FFE

Nicht-industrielle
Flexibilitäten in Augsburg -
Technologien und Potenziale

2019

Nicht-industrielle
Flexibilitäten in Augsburg

Technologien und Potenziale

Herausgeber:

FfE Forschungsgesellschaft
für Energiewirtschaft mbH

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0
info@ffe.de www.ffegmbh.de

Abschlussbericht zum Projekt:

Nicht-industrielle Flexibilitäten in Augsburg
Technologien und Potenziale

Veröffentlicht am:

06.05.2019

FfE-Auftragsnummer:

WWF-01

Bearbeiter/in:

Britta Kleinertz

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Projektpartner:

WWF Deutschland

Geschäftsführer:

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Inhalt

1	Einleitung	7
2	Methodik.....	8
2.1	Bestimmte Kriterien für Technologievergleich.....	8
2.2	Grundlegende Daten aus anderen Studien	8
3	Flexibilitätstechnologien und ihre Potenziale.....	10
3.1	Demand Side Management in Haushalten.....	10
3.1.1	Technische Beschreibung	10
3.1.2	Einsatzarten und Grenzen	10
3.1.3	Technische Kennwerte	11
3.1.4	Kosten.....	12
3.1.5	Potenzialbestimmung für Augsburg.....	12
3.2	Power-to-Heat mit Wärmespeicher	13
3.2.1	Technische Beschreibung	13
3.2.2	Einsatzarten und Grenzen	13
3.2.3	Technische Kennwerte	14
3.2.4	Kosten.....	15
3.2.5	Potenzialbestimmung für Augsburg.....	15
3.3	Elektrofahrzeuge	17
3.3.1	Technische Beschreibung	17
3.3.2	Einsatzarten und Grenzen	17
3.3.3	Technische Kennwerte	18
3.3.4	Kosten.....	18
3.3.5	Potenzialbestimmung für Augsburg.....	19
3.4	Elektrische Hausspeichersysteme	20
3.4.1	Technische Beschreibung	20
3.4.2	Einsatzarten und Grenzen	20
3.4.3	Technische Kennwerte	21
3.4.4	Kosten.....	21
3.4.5	Potenzialbestimmung für Augsburg.....	22
4	Vergleich der Potenziale verschiedener nicht-industrieller Flexibilität.....	24
5	Fazit und Ausblick.....	26
6	Literatur	27

1 Einleitung

Der Wandel der Stromerzeugung hin zu fluktuierenden erneuerbaren Energien führt dazu, dass die Flexibilisierung des Stromverbrauchs an Relevanz gewinnt. Diese Flexibilitäten können potenziell aus allen Stromverbrauchssektoren (private Haushalte, Industrie, Mobilität oder Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen) bereitgestellt werden.

Aktuell werden im Projekt Kopernikus SynErgie die Flexibilitätpotenziale in der Industrie genauer analysiert und erschlossen. Ziel dieses ergänzenden Kurzgutachtens ist es, die Charakteristika flexibler nicht-industrieller Verbraucher allgemein verständlich darzustellen und ihr jeweiliges Potenzial für die Modellregion Augsburg abzuschätzen. Die hier betrachteten nicht-industriellen Flexibilitätstechnologien sind Demand Side Management in Haushalten, Wärmepumpen mit Wärmespeichern, Elektrofahrzeuge und elektrische Hausspeichersysteme.

Die Erschließung von Flexibilitätpotenzialen industrieller und nicht-industrieller Verbraucher geht mit unterschiedlichen Charakteristika dieser einher. Ein Überblick hierzu ist in Tabelle 1-1 enthalten.

Tabelle 1-1: Charakteristika industrieller und nicht-industrieller Flexibilitäten

Charakteristikum	Industrielle Flexibilitäten	Nicht-industrielle Flexibilitäten
Leistung je angeschlossener Anlage	hoch	niedrig, daher viel Aufwand zur Erschließung relevanter Potenziale
angeschlossene Spannungsebene	Hoch- oder Höchstspannung	Niederspannung (Vor-Ort-Integration von Erneuerbaren Energien möglich, speziell Photovoltaik)
Komplexität der Anlagen	zum Teil sehr anspruchsvolle Prozesse	wenig anspruchsvolle Anwendungen
Wirkung finanzieller Anreize der Flexibilisierung	Hohe Leistungen und hoher Verbrauch bieten perspektivisch hohe Erlöse bzw. Kosteneinsparungen.	Absolute finanzielle Einsparungen je Verbraucher werden gering eingeschätzt
zusätzliche Vorteile	geschultes Personal vor Ort	Einbindung privater Haushalte in Energiewende

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass industrielle Flexibilitäten den Vorteil deutlich höherer spezifischer Leistungen haben als nicht-industrielle Flexibilitäten. Diese sind hingegen auf der gleichen Spannungsebene wie ein Großteil der Photovoltaik-Anlagen angeschlossen. Hierdurch können lokal durch erneuerbare Energien verursachte Netzprobleme, wie eine Überlastung der Netze durch Erzeugungsspitzen, vor Ort behoben werden. Weiterhin können durch die Einbindung nicht-industrieller Flexibilitäten in das Energieversorgungssystem auch Privatpersonen aktiv in die Energiewende einbezogen werden.

Insgesamt zeigt die Analyse der Vor- und Nachteile, dass sich die beiden Arten der Flexibilitätstechnologien gut ergänzen, wobei sie gleichermaßen in einem Wettbewerb um Vergütungen für Flexibilität stehen.

2 Methodik

Im Rahmen der Kurzuntersuchung werden die Eigenschaften verschiedener nicht-industrieller Flexibilitätstechnologien dargestellt und deren jeweilige Potenziale verglichen. Dafür werden zunächst in Kapitel 2.1 die herangezogenen Kriterien für den Technologiebereich beschrieben. Danach wird in Kapitel 2.2 kurz dargestellt, welche Studien zur Ermittlung der Potenziale zu Grunde liegen.

2.1 Bestimmte Kriterien für Technologievergleich

Generell ist für die Flexibilisierung von Verbrauchern ein Speicher notwendig. Dieser kann sowohl ein physischer Speicher sein (z. B. Strom- oder Wärmespeicher) oder es werden funktionale Energiespeicher genutzt. In der wissenschaftlichen Literatur sind funktionale Energiespeicher folgendermaßen definiert: Funktionale Energiespeicher zeichnen sich dadurch aus, dass sie eine gezielte Veränderung der Leistungsgänge von Stromverbrauch und von unflexibler Stromerzeugung ermöglichen. Somit werden Nachfrage und Erzeugung aneinander angepasst. Die Differenz zwischen unflexiblen und flexibilisiertem Leistungsgang entspricht einer Be- bzw. Entladung des funktionalen Speichers. /FFE-36 12/

Mit Hilfe dieser Definitionen lassen sich hier die drei Technologien, welche tatsächlich einen Speicher beinhalten, mit der Lastverschiebung einzelner Haushaltsgeräte vergleichen. Hierfür wurden für die Steckbriefe folgende Kriterien festgelegt:

- technologische Beschreibung
- Einsatzarten und -grenzen
- technische Kennwerte
- Kostenstruktur
- Potenzial für Modellregion Augsburg in 2030, 2040 und 2050

2.2 Grundlegende Daten aus anderen Studien

In der ersten Förderphase des Projektes Kopernikus SynErgie stellt das Szenario „Klimaschutz 95“ der Studie „Klimaschutz 2050“ den Rahmen für die Untersuchung dar /ÖKO-03 15/. Dieses Szenario ist ein Zielszenario, das eine Energieversorgungsstruktur vorsieht, mit der sich die CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2050 gegenüber dem Jahr 1990 um 95 % reduzieren. Dabei enthält das Szenario unter anderem, jeweils für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050, folgende für diese Studie relevante Daten für Deutschland:

- Stromverbrauch der privaten Haushalte
- Anteil der verschiedenen Wärmeerzeuger an der Bereitstellung des Wärmebedarfs für Raumwärme und Trinkwarmwasser
- Strombedarf der Wärmebereitstellung
- Aufteilung der Privatverkehrsautos nach Typ und Energieverbrauch
- Installierte Leistung an Photovoltaikanlagen in Deutschland

Wie in Kopernikus SynErgie liegt der Fokus dieser Kurzstudie auf der Modellregion Augsburg (Stadt Augsburg, Landkreis Aichach-Friedberg, Landkreise Augsburg). Daher sollen in diesem Gebiet die vorhandene und die zukünftige Flexibilität bestimmt werden.

In der Studie /WWF-01 17/ wurde untersucht, unter welchen Bedingungen ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bereits in 2035 möglich ist. Darauf aufbauend wurde in /WWF-01 18/ eine Regionalisierung sowohl der

erneuerbaren Energien als auch der Flexibilitäten untersucht. Auch die Ergebnisse dieser beiden Studien dienen als Grundlagen für die Bestimmung der Flexibilitätpotenziale in der Modellregion.

Weitere regionalisierte Daten werden aus der Verschneidung der national vorhandenen Daten aus dem „Klimaschutz 95“-Szenario mit dem Regionalisierten Energiesystemmodell der FfE (FREM) ermittelt (genauere Informationen hierzu in /FFE-21 17/).

Die genaue Methodik, wie die einzelnen Flexibilitätpotenziale für die betrachteten Flexibilitätstechnologien bestimmt wurden, ist dem jeweiligen Kapitel zu entnehmen.

Übergeordnet ist zu erwähnen, dass für die Abschätzung von Flexibilitätpotenzialen zwischen zu- und abschaltbaren Lasten zu unterscheiden ist. Zuschaltbare Lasten sind Verbraucher, welche zu einem anderen Zeitpunkt als im eigentlichen Fahrplan festgelegt angeschaltet werden. Deren volle flexible Leistung ist somit nur verfügbar, wenn sie zum Zeitpunkt der Abrufung keinen Strombezug aufweisen. Die Abrufbarkeit abschaltbarer Lasten ist hingegen nur möglich, wenn die Anlagen zum Zeitpunkt der Abrufung Strom beziehen.

Da für die Analyse der abschaltbaren Lasten genaue Lastgänge der einzelnen Flexibilitätstechnologien benötigt werden, wird hier der Fokus auf die Abschätzung der zuschaltbaren Lasten gelegt.

3 Flexibilitätstechnologien und ihre Potenziale

Im Folgenden werden die einzelnen Flexibilitätstechnologien nacheinander beschrieben und deren erwartete Potenziale für die Jahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt (Kapitel 3.1 bis 3.2). Hier wird zunächst auf die Flexibilität durch die Verschiebung der Strombedarfe von Geräten in Haushalten eingegangen, da hierfür keine Einbindung neuer Verbraucher in das Energiesystem notwendig ist. Danach liegt der Fokus auf der Flexibilisierung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Ein Wandel von fossil betriebenen Technologien zu diesen beiden Technologien wird im Rahmen der Energiewende angestrebt, so dass hier ein stark steigendes Potenzial vermutet wird. Als weitere Flexibilität wird die Nutzung von dezentralen Hausspeichersystemen beschrieben und deren erwartete Potenziale quantifiziert.

Zuletzt werden die ermittelten Potenziale und Entwicklungen vergleichend nebeneinander dargestellt (Kapitel 4).

Übergeordnet ist festzuhalten, dass bei einer reinen Optimierung des Eigenverbrauchs auf Smart Meter verzichtet werden kann. Sobald jedoch externe Anreize für die Flexibilisierung gegeben werden, wird dieser benötigt. Da im Rahmen dieser Kurzstudie das Ziel einer systemischen Optimierung von Flexibilitätstechnologien zu Grunde liegt, werden im Folgenden die Kosten für den Smart Meter mitbetrachtet

Gemäß dem Messstellenbetriebsgesetz, sind Smart Meter in Haushalten mit einem jährlichen Stromverbrauch über 6.000 kWh einzubinden. Sobald ein Haushalt über eine Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug verfügt, übersteigt der Stromverbrauch im Normalfall diesen Wert, weswegen die Kosten nicht der Flexibilisierung der Anlagen zuzurechnen sind.

3.1 Demand Side Management in Haushalten

3.1.1 Technische Beschreibung

Demand Side Management in Haushalten bezeichnet die flexibilisierte Betriebsweise von Haushaltsgeräten, wobei diese ohne relevante Komforteinbußen beim Nutzer einhergehen soll. Da die Flexibilisierung der Energiebedarfe von Küchengeräten, z. B. Herd und Backofen, oder Unterhaltungselektronik, z. B. Fernseher, mit Komforteinbußen einhergehen würden, gelten diese als nicht verschiebbare Lasten. In einem gewissen zeitlichen Rahmen verschiebbare Lasten sind hingegen Wasch- und Spülmaschine sowie Kühlgeräte und Trockner.

Nicht in diesem Steckbrief enthalten sind die flexibilisierbaren elektrischen Großverbraucher (z. B. Elektrofahrzeuge, Power-to-Heat-Anlagen, Batteriespeicher), da diese separat analysiert werden.

3.1.2 Einsatzarten und Grenzen

Bei der Flexibilisierung von Haushaltsgeräten handelt es sich um die zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs. Somit bleibt bei den meisten Geräten der Stromverbrauch gleich, es verändert sich lediglich die Zeit des Strombezugs. Eine Ausnahme bilden hier Kühl- und Gefriergeräte, da eine Verschiebung ihres Strombezuges zu einer Änderung der Kälteverluste und somit einem veränderten Energiebedarf führt. Der Verbraucher gibt an, in welchem Zeitraum die Last verschiebbar ist bzw. wann das Gerät nicht mehr laufen darf.

Die nicht verbrauchte Energie wird somit bilanziell in einem virtuellen Speicher (siehe Definition in Kapitel 2.1) zwischengespeichert und später aus diesem bezogen.

Beispielhafter Einsatz

Im Folgenden wird das Einsatzkonzept am Beispiel von Waschmaschinen erläutert: Die jeweiligen Nutzer geben zum Beispiel Freitag früh an, dass die Wäsche am Samstagmorgen bis 8 Uhr gewaschen sein soll. Je nach erwartetem Verlauf der Strompreise oder erwartetem Erzeugungsverlauf der angeschlossenen Photovoltaik-Anlage wird die optimale Einsatzzeit der Waschmaschine bestimmt.

Bezogen auf die in Kopernikus SynErgie definierten Anforderungsprofile (weitere Informationen siehe /FFE-24 19/) lassen sich durch diese Flexibilität sowohl zum Teil kurzfristige Schwankungen im Energiesystem (SynErgie Anforderungsprofil 1) als auch tageszeitliche Schwankungen (SynErgie Anforderungsprofil 2) ausgleichen.

Aufwand zur Erschließung der Flexibilität

Das gängigste Konzept für die Abrechnung und Steuerung sieht vor, dass die Haushaltsgeräte an ein Smart-Meter-Gateway angeschlossen sind. Aktuell wird zudem noch eine Steuerbox benötigt, welche jedoch mit den nächsten Generationen von Smart Metern wahrscheinlich nicht mehr benötigt wird.

Zeitliche Verfügbarkeit

Eine Lastverschiebung ist nur möglich, wenn die Lasten im Normalfall zu diesem Zeitpunkt auftreten würden. Zum Beispiel werden Spülmaschinen in vielen Haushalten nach dem Abendessen angeschaltet. Hier ist eine Verschiebung der Last in die Nacht oder bis zum kommenden Tag möglich. Eine Verschiebung in den Mittag ist jedoch meist nicht sinnvoll, da die Maschine dann nicht voll beladen wäre, mehr Spülvorgänge notwendig würden und somit insgesamt ein erhöhter Stromverbrauch entstünde.

Räumliche Verfügbarkeit

Die relevanten Haushaltsgeräte stehen deutschlandweit zur Verfügung, allerdings ist mit räumlich unterschiedlichen Dichten relevanter Geräte zu rechnen. So stehen je Person mehr Trockner in Wohnungen von Personen mit erhöhtem Einkommen zur Verfügung (potenziell in Einfamilienhaussiedlungen).

3.1.3 Technische Kennwerte

Die technischen Kennwerte sind in Tabelle 3-1 festgehalten.

Tabelle 3-1: Technische Kennwerte von Demand Side Management in Haushalten

Kennwert	2019
Nutzungsgrad	100 %, verglichen mit Referenzsystem
Lebensdauer	Kalendarisch: 8 Jahre (gilt für Smart Meter, Steuerbox), Lebensdauer der flexibilisierten Geräte wird nicht verändert
Aktivierungszeit	Ca. 1 min (Smart Meter, Steuerbox)
Leistungsgradient	100 %/min
Beladeleistung	abhängig von angeschlossenen Geräten
zeitliche Speicherverluste	Bei z.B. Waschmaschinen und Trocknern keine, da reine Zwischenspeicherung in virtuellem Speicher. Andererseits bei Kühl- und Gefriergeräten erhöhte oder reduzierte thermische Verluste.
Speicherkapazität	spezifische Speicherkapazität entspricht dem Energieverbrauch eines Einsatzes des flexiblen Gerätes
Speicherdauer	ca. bis 12 Stunden (max. Verschiebedauer)
Umweltauswirkungen	keine relevanten Umweltauswirkungen

Die benötigte Zeit für die Flexibilisierung der Lasten (Aktivierungszeit oder auch Schaltzeit) ist vor allem dadurch bestimmt, dass das Steuersignal zum empfangenden Gerät geleitet werden muss. Genauere Informationen hierzu sind in /FFE-46 18/ enthalten.

Ausblick Technologieentwicklung

Für die Umsetzung des Demand Side Managements in Haushalten ist der umfassende Einsatz von Smart Metern notwendig, weswegen die technische Entwicklung und flächendeckende Verbreitung dieser relevant ist. Da zurzeit noch kein flächendeckender Smart-Meter-Rollout stattgefunden hat und die Strompreise für Haushalte über den Tagesverlauf konstant sind, findet Demand Side Management in Haushalten aktuell kaum Anwendung. Nach aktuellem Stand des Rollout-Planes für Smart Meter sind diese weiterhin für Kleinverbraucher mit einem Stromverbrauch unter 6.000 kWh/Jahr nicht verpflichtend.

3.1.4 Kosten

Die jährlichen Kosten für die benötigten Smart Meter sind durch das Messstellenbetriebs-gesetz in Form einer Preisobergrenze festgelegt und in /FFE-46 18/ abhängig vom Stromverbrauch aufgeschlüsselt. Steuerboxen werden wohl mit den nächsten Generationen der Smart Meter nicht mehr benötigt. Die Kosten setzen sich somit gemäß den Angaben in Tabelle 3-2 zusammen.

Tabelle 3-2: Kostenkomponenten für Demand Side Management in Haushalten

Kostenkomponente	2019
Smart Meter in €/(Anschluss a)	Haushalte ca. 23 €/Jahr (bei 2.000 kWh Verbrauch)
Investitionen in Steuerbox in €/Anschluss	Ca. 100 – 250 €

Erwartete Kostenänderung bis 2050

Da zum einen in Zukunft die Notwendigkeit der Installation einer Steuerbox wegfallen soll und mit der verstärkten Durchdringung von Smart Metern eine Standardisierung und kontinuierliche Kostensenkung bei der Herstellung zu erwarten ist, werden die Kosten wahrscheinlich sinken. Daher wird die regulatorisch festgelegte Preisobergrenze für Smart Meter regelmäßig überprüft und ggf. nach unten korrigiert.

3.1.5 Potenzialbestimmung für Augsburg

Verschiedene Studien haben gezeigt, dass die Bereitschaft zur Flexibilisierung von der Vergütung für den flexiblen Energiebezug abhängt. Da hier keine Aussagen zu zukünftigen Vergütungsmethoden getroffen werden soll, wird eine Abschätzung der maximal und minimal über den Tag verfügbaren Leistung gegeben.

Methodik

Die Studie „Klimaschutz 2050“ enthält in dem Szenario „Klimaschutz 95“ Aussagen zum zukünftigen Stromverbrauch von Haushalten in Deutschland /ÖKO-03 15/. Für 2050 soll dieser ca. 71,3 TWh (71.300.000.000 kWh) betragen. Analysen mit dem Regionalisierten Energiesystemmodell der FfE zeigen, dass die Modellregion aktuell einen Anteil von ca. 0,85 % des deutschen Stromverbrauchs ausmacht. Wird dieser Anteil für die Zukunft als konstant bleibend angesetzt, ergibt sich für die Haushalte in der Modellregion ein jährlicher Stromverbrauch von ca. 607 GWh (606.698.000 kWh).

Gemäß den Auswertungen der Metastudie „Die Auswirkungen variabler Stromtarife auf das Verhalten von Haushaltskunden“ /FFE-56 18/ zeigt ein Großteil der Studien, dass im Schnitt ein Anteil von 15 % des Haushaltsstrombedarfes verschoben werden könnte und somit 249 MWh (249.000 kWh) des täglichen

Stromverbrauchs in der Modellregion. Skaliert man diesen Stromverbrauch mit dem gängigen Standardlastprofil für private Haushalte (H0-Standardlastprofil), so ergibt sich über das Jahr eine minimal verfügbare Flexibilität von 3 MW und eine maximale Flexibilität von ca. 24 MW.

In der Realität unterscheidet sich das Flexibilisierungspotenzial einzelner Haushalte auf Grund einer unterschiedlichen Ausstattung mit Elektrogeräten stark. Zudem müsste die flexible Last aus den Standardlastprofilen der einzelnen relevanten Technologien ermittelt werden. Die hier stark vereinfachte Bestimmung des Flexibilisierungspotenzials ist somit ein Anhaltspunkt für die real verfügbare Flexibilität.

Ergebnisse

Die mit der Methodik erarbeiteten Ergebnisse für die weiteren Stützjahre sind Tabelle 3-3 zu entnehmen. Eine Einordnung der Ergebnisse findet in Kapitel 4 statt.

Tabelle 3-3: Erwartetes Flexibilitätspotenzial von Demand Side Management in Haushalten in der Modellregion Augsburg

Kennwert	2030	2040	2050
Stromverbrauch HH in Deutschland	73,6 TWh	70,4 TWh	71,3 TWh
Stromverbrauch HH in der Modellregion Augsburg	625 GWh	599 GWh	606 GWh
abgeleiteter flexibler täglicher Stromverbrauch	257 MWh	246 MWh	249 MWh
maximale flexible Leistung	25 MW	24 MW	24 MW
minimale flexible Leistung	3 MW	3 MW	3 MW

3.2 Power-to-Heat mit Wärmespeicher

3.2.1 Technische Beschreibung

Die Bezeichnung „Power-to-Heat“ beschreibt Anlagen, welche Strom nutzen, um diesen in Wärme umzuwandeln. Dies sind im nicht-industriellen Bereich Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Heizstäbe. Gleichermaßen können Power-to-Cooling Anlagen, wie Klimatisierungsanlagen, flexibilisiert werden. Diese stellen aktuell in Deutschland im Bereich private Haushalte keine weit verbreitete Technologie dar und werden deshalb hier nicht genauer betrachtet.

Damit „Power-to-Heat“-Anlagen flexibilisiert werden können, ist neben der Power-to-Heat-Anlage die Einbindung eines thermischen Speichers notwendig. Dies kann zum einen die Gebäudemasse sein, welche immer einen Teil der Wärme aus dem Raum aufnimmt, speichert und abgibt sobald die Temperatur im Raum niedriger wird. Zum anderen kann es sich um den Speicherstein der Nachtspeicherheizung oder einen Warmwasserspeicher handeln.

3.2.2 Einsatzarten und Grenzen

Aktuell werden Wärmeerzeuger zum Zeitpunkt des Wärmebedarfes eingeschaltet und sind damit vor allem morgens und abends in Betrieb.

Beispielhafter Einsatz

Ein Haushalt verfügt über eine Photovoltaik-Anlage sowie eine Wärmepumpe mit angeschlossenem Warmwasserspeicher. Im Normalbetrieb würde die Wärmepumpe morgens und abends Wärme erzeugen, damit diese möglichst direkt genutzt wird und geringe Speicherverluste entstehen. Die Anlage kann jedoch auch zur Zeit der höchsten Stromerzeugung aus der Photovoltaik-Anlage, also zur Mittagszeit, die für den Abendbedarf prognostizierte Wärme erzeugen und in dem angeschlossenen Warmwasserspeicher zwischenspeichern.

Da eine frühzeitige Erzeugung und Speicherung der Wärme mit erhöhten Wärmeverlusten einhergeht, ist diese alternative Schaltung nur sinnvoll, wenn die eingesparten Stromkosten durch die Nutzung des eigenen Photovoltaik-Stroms statt des Netzbezugs die Mehrkosten durch die Flexibilisierung übersteigt. Diese Mehrkosten setzen sich aus den höheren Wärmeverlusten sowie der annuitätischen Investition in den größeren Wärmespeicher zusammen.

Bezogen auf die in Kopernikus SynErgie definierten Anforderungsprofile (weitere Informationen siehe /FFE-24 19/) lassen sich durch dezentrale Power-to-Heat-Anlagen mit kleinen Speichern kurzfristige Schwankungen im Energiesystem ausgleichen (SynErgie Anforderungsprofil 1) und mit größeren Speichern auch tageszeitliche Schwankungen (SynErgie Anforderungsprofil 2).

Aufwand zur Erschließung der Flexibilität

Ebenso wie für die Erschließung der Flexibilität Demand Side Management in Haushalten, ist für die Flexibilisierung von Power-to-Heat-Anlagen der Einsatz eines Smart Meters und aktuell zudem einer Steuerbox notwendig. Nach dem Messstellenbetriebsgesetz sind Smart Meter in Haushalten mit einem Stromverbrauch über 6.000 kWh vorgeschrieben. Ist im Haushalt eine Wärmepumpe vorhanden, ist anzunehmen, dass der gesamte Stromverbrauch die 6.000 kWh übersteigt und dieser somit vorhanden ist.

Zur Zeit werden die meisten Wärmepumpen mit einem nachgeschalteten Wärmespeicher installiert, welcher als Absicherung mit einem Heizstab ausgestattet ist. Hierfür gibt es bereits Komplettsysteme, welche die Flexibilisierung von Wärmepumpen und Heizstäben ermöglichen, z. B. /MBW-01 17/, /MBW-02 17/.

Zeitliche Verfügbarkeit

Nachtspeicherheizungen werden nur für die Bereitstellung von Raumwärme genutzt, weswegen ihre Flexibilität nur während der Heizperiode sinnvoll genutzt werden kann. Wärmepumpen hingegen stellen meist Raumwärme und Trinkwarmwasser bereit, sodass deren Flexibilität auch außerhalb der Heizzeiten zur Verfügung steht. Allerdings ist der Trinkwarmwasserbedarf meist gering, sodass nur ein Teil der flexiblen Leistung sinnvoll nutzbar ist.

Generell ist das Volumen des vorhandenen Speichers sowie der Speicherfüllstand zu dem Zeitpunkt, an dem Flexibilität bereitgestellt werden soll, die primäre Limitation der Flexibilität.

Räumliche Verfügbarkeit

Aktuell sind Wärmepumpen vor allem in Neubausiedlungen konzentriert, wohingegen Nachtspeicherheizungen vielfach in städtischen Gebieten mit Mehrfamilienhäusern verbaut sind. In verschiedenen Studien wird der Technologie Wärmepumpe jedoch ein wachsender Anteil in allen Gebäudearten und Regionen zugeschrieben. Nachtspeicherheizungen hingegen sollen in Zukunft immer weniger werden.

3.2.3 Technische Kennwerte

Da hier von einer reinen Flexibilisierung bestehender Power-to-Heat-Anlagen ausgegangen wird, sind deren technische Kennwerte hier nicht im Detail dargestellt. In Tabelle 3-4 sind die technischen Kennwerte der zusätzlichen Komponenten, welche für die Flexibilisierung benötigt werden (Wärmespeicher, IKT), enthalten.

Tabelle 3-4: Technische Kennwerte von Demand Side Management in Haushalten

Kennwert	2019
Nutzungsgrad	Abhängig vom Speicheraufbau können bei der Einspeisung und Ausspeisung geringe Verluste entstehen.
Lebensdauer	kalendarisch: 8 Jahre (Smart Meter, Steuerbox), 40 Jahre (Wärmespeicher)
Aktivierungszeit	ca. 1 min (Smart Meter, Steuerbox)
Leistungsgradient	100 %/min
Beladeleistung	abhängig von angeschlossenen Geräten
zeitliche Speicherverluste	abhängig von Speichertyp, -temperatur und -dämmung, gemäß Anforderungen aus EU-Effizienzrichtlinie /EU-10 13/ für Speicher mit Trinkwarmwasser bei Effizienzklasse B und 500 l maximal 2 kWh/Tag
Speicherkapazität	abhängig von minimaler und maximaler Speichertemperatur – bei minimaler Temperatur von 30 °C und maximaler Temperatur von 70 °C ca. 46 kWh/m ³
Speicherdauer	in Haushalten meist Tagesspeicher
Umweltauswirkungen	generell keine relevanten Umweltauswirkungen Allerdings werden für Wärmepumpen Kältemittel verwendet welche zum Teil nicht in die Umwelt gelangen dürfen.

Ausblick Technologieentwicklung

Da erwartet wird, dass der Bestand an Nachtspeicherheizungen in den kommenden Jahren kontinuierlich sinkt, werden hier auch keine relevanten technologischen Fortschritte mehr erwartet. Bei Wärmepumpen wird der Einsatz von neuen und weniger umweltschädlichen Kältemitteln intensiv beforscht. Hiermit soll der Wirkungsgrad der Anlagen verbessert werden.

3.2.4 Kosten

In Tabelle 3-5 sind die zusätzlichen Kosten zur Erschließung der Flexibilisierung dargestellt. Hierbei sind die Kosten für den Wärmespeicher relevant. Wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, ist davon auszugehen dass Haushalte mit Wärmepumpe über einen Smart Meter verfügen. Auch die aufgelisteten Kosten für die Steuerbox sollen in Zukunft mit neuen Smart Meter Generationen nicht mehr anfallen.

Tabelle 3-5: Kostenkomponenten für Demand Side Management in Haushalten

Kostenkomponente	2019
Investitionskosten in Steuerbox in €/Anschluss	ca. 100 – 250 €
Investitionskosten Wärmespeicher	ca. 1.250 € bei 500 l mit oben genannter Speicherkapazität ca. 54 €/kWh

3.2.5 Potenzialbestimmung für Augsburg

Methodik

In der Studie „Klimaschutz 2050“ sind für das Szenario „Klimaschutz 95“ Daten zum erwarteten Wärmebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser enthalten sowie eine Auflistung der Anteile der verschiedenen Wärmeerzeuger

nach bereitgestellter Wärmemenge /ÖKO-03 15/. Diese Daten legen nahe, dass Wärmepumpen in Haushalten die einzig relevante Power-to-Heat-Technologie darstellen. Hieraus wird in dem Szenario zudem der Strombedarf für die Wärmeerzeugung abgeleitet.

Aus diesem Strombedarf für die Wärmebereitstellung in Deutschland ist der Strombedarf für die Wärmebereitstellung in der Modellregion Augsburg abzuleiten. In Energiesystemmodell FREM der FfE sind regionalisierte Daten zur Heizstruktur in Deutschland hinterlegt, welche auf grundlegenden Daten wie dem Mikrozensus 2011 basieren. Eine Analyse zeigt, dass sich ca. 0,72 % der für einen Technologiewechsel in Deutschland in Frage kommenden Heizanlagen in Augsburg befindet. Weitere 3 % werden bereits über strombasierte Technologien beheizt. Somit ist davon auszugehen, dass sind 0,75 % der Anlagen welche Wärme über Strom bereitstellen in der Modellregion befinden. Auf Grund der im Mittel etwas niedrigeren Temperaturen in Augsburg wird liegt der Anteil am wärmebedingten Stromverbrauch jedoch etwas höher. Konsistent zum Anteil des Stromverbrauchs in der Modellregion zum gesamten Stromverbrauch in Deutschland, wurde daher angesetzt, dass 0,85 % des wärmebedingten Stromverbrauchs in der Modellregion zu verorten sind. Vereinfacht kann der gesamte Wärmebedarf als potenziell flexibilisierbar angesetzt werden.

Für die Bestimmung der flexibilisierbaren Leistung müsste eigentlich zwischen verschiedenen Typen von Wärmepumpen unterschieden werden. Denn Wasser/Wasser-Wärmepumpen werden zur Bereitstellung des gesamten Wärmebedarfs ausgelegt, Luftwärmepumpen hingegen werden immer mit einem weiteren Wärmeerzeuger kombiniert, da sie bei niedrigen Außentemperaturen nur ineffizient Wärme bereitstellen können. Hier werden vereinfachend zwei Varianten berechnet. Es wird davon ausgegangen, dass Wärmepumpen in Zukunft für 1.000 bzw. 2.000 Volllaststunden ausgelegt werden, woraus sich die maximal bzw. minimale flexibilisierbare Leistung ergibt.

Ergebnisse

Die mit der beschriebenen Methodik erreichten Ergebnisse sind in Tabelle 3-6 festgehalten und diese werden in Kapitel 4 in den gesamten Untersuchungsrahmen eingeordnet.

Tabelle 3-6: Erwartetes Flexibilitätspotenzial von Power-to-Heat Anlagen in Haushalten in der Modellregion Augsburg

Kennwert	2030	2040	2050
Stromverbrauch in HH für Wärmebereitstellung in Deutschland	44 TWh	56 TWh	59 TWh
Stromverbrauch in HH für Wärmebereitstellung in Modellregion Augsburg	373 GWh	472 GWh	503 GWh
maximale flexible Leistung (1.000 Volllaststunden)	373 MW	472 MW	503 MW
minimale flexible Leistung (2.000 Volllaststunden)	187 MW	236 MW	251 MW

3.3 Elektrofahrzeuge

3.3.1 Technische Beschreibung

Im Rahmen der Energiewende wird dem Ersatz von konventionellen, mit Diesel oder Benzin betriebenen Fahrzeugen, hin zu elektrisch betriebenen Fahrzeugen eine entscheidende Rolle zugeschrieben. Eine Kernkomponente von Elektrofahrzeugen ist ein Stromspeicher, der sich entweder unter der Motorhaube in der Front, entlang des Autobodens oder im Heck befindet. Hierbei hängt die durch den Technologiewechsel erzielte Emissionseinsparung unter anderem von den Emissionen ab, welche bei der Stromerzeugung für den Strom mit dem das Fahrzeug geladen wird entstehen /FFE-51 18/.

In diesem Steckbrief wird ausschließlich auf PKW eingegangen.

3.3.2 Einsatzarten und Grenzen

Der elektrische Speicher im Fahrzeug kann über verschiedene Ladestrategien aufgeladen werden. Durch ein intelligentes Lademanagement kann dieser funktionale Energiespeicher genutzt werden, um den Strombezug zeitlich zu variieren und damit dem System Flexibilität zu liefern. Hierbei besteht die Möglichkeit, wie bei Hausspeichern sowohl Strom aus dem Netz zu beziehen als auch Strom zurück zu speisen (bidirektionales Laden).

Beispielhafter Einsatz

Zum Beispiel kann eine Vielzahl von Einzelfahrzeugen über einen Aggregator als Elektrofahrzeugflotte verwaltet werden, sodass die Ladung zentral gesteuert wird. Hierüber ist es möglich, die Flexibilität der Fahrzeuge an verschiedenen Märkten zu handeln. Um Komforteinbußen zu vermeiden, gibt der Nutzer Zeiten an, zu denen das Fahrzeug einen gewissen Ladestand erreicht haben muss, damit die zurück zu legende Fahrstrecke definitiv bewältigt werden kann.

Bezogen auf die in Kopernikus SynErgie definierten Anforderungsprofile (weitere Informationen siehe /FFE-24 19/), lassen sich durch Elektrofahrzeuge sowohl kurzfristige Schwankungen im Energiesystem (SynErgie Anforderungsprofil 1) als auch tageszeitliche Schwankungen (SynErgie Anforderungsprofil 2) ausgleichen.

Aufwand zur Erschließung der Flexibilität

Zur Erschließung der Flexibilität ist neben der für die Ladung des Fahrzeuges in jedem Fall notwendigen Ladestation die Ansteuerung dieser über eine Steuerbox notwendig.

Zeitliche und räumliche Verfügbarkeit

Da Elektrofahrzeuge Mobilität für den Nutzer ermöglichen und somit selber mobil sind, sind hier zeitliche und räumliche Verfügbarkeit gemeinsam zu betrachten. Auf Grund der hohen Stillstandszeiten der Fahrzeuge (ca. 23 Stunden am Tag /ZM-01 13/) ist die zeitliche Verfügbarkeit generell hoch. Allerdings stehen die Fahrzeuge meist über Nacht und am Wochenende in Wohngebieten und über den Tag eher in Gewerbegebieten. Daher verschiebt sich die räumliche Verfügbarkeit über den Tag und somit das Netzanschlussgebiet, in welchem ihre Flexibilität genutzt werden kann. Generell können die zuvor genannten, vom Nutzer festgelegten Einschränkungen die zeitliche Verfügbarkeit der Flexibilität stark einschränken.

Des Weiteren schränkt der aktuelle Ladezustand des Speichers im Elektrofahrzeug dessen flexiblen Einsatz ein.

3.3.3 Technische Kennwerte

Einen Überblick über relevante technische Kennwerte gibt Tabelle 3-7.

Tabelle 3-7: Technische Kennwerte von Elektrofahrzeugen

Kennwert	2019
Nutzungsgrad	Lastflexibilisierung: 100 % Ladewirkungsgrad: 0,85 - 0,95
Lebensdauer	Batteriesystem: 10 Jahre (>150.000 km) Ladestation: 13 Jahre
Aktivierungszeit	Annahme: << 5 min (Flotte)
Leistungsgradient	Annahme: <<100%/min (Flotte)
Be- und Entladeleistung	Abhängig vom Auto selber und der verwendeten Ladestation - aktuell sind in privaten Haushalten Ladestationen mit 3,3 kW- 22 kW üblich, wobei ein Großteil bei 11 kW liegen wird.
zeitliche Speicherverluste	Kurzzeitspeicher, Selbstentladung vernachlässigbar
Speicherkapazität	20 – 100 kWh (reines Elektrofahrzeug) 5 - 15 kWh (Hybridfahrzeug)
Speicherdauer	Tagesspeicher; i.d.R. 5-15 h;
Umweltauswirkungen	Nutzung seltener Erden führt zu Umweltbelastungen

Ausblick Technologieentwicklung

Auf Grund intensiver Forschung und der Marktreife neuer Technologien wird mit einer steigenden Energiedichte von Batteriespeichern gerechnet. Bezüglich der eingesetzten elektrischen Speicher wird angenommen, dass eine technische Weiterentwicklung bezogen auf eine Reduktion des Einsatzes seltener Erden sowie eine Steigerung der Recyclingquote von alten Batterien geschieht.

3.3.4 Kosten

Die relevanten Kosten für die Flexibilisierung der Speicher von Elektrofahrzeugen sind in Tabelle 3-8 dargestellt. Hierbei werden nicht die Kosten für das Auto selbst und eine reguläre Ladestation, sondern nur für die notwendige zusätzliche Informations- und Kommunikationstechnologie berücksichtigt. Da davon auszugehen ist, dass Haushalte mit Elektrofahrzeug über einen Smart Meter verfügen, fallen diese Kosten hier nicht an. Auch die aufgelisteten Kosten für die Steuerbox sollen in Zukunft mit neuen Smart Meter Generationen nicht mehr anfallen.

Tabelle 3-8: Kostenkomponenten für die Flexibilisierung von Elektrofahrzeugen

Kostenkomponente	2019
Investitionskosten in Steuerbox in €/Anschluss	ca. 100 – 250 €

Erwartete Kostenänderung bis 2050

Es wird angenommen, dass sich die Kosten für die benötigte IKT-Infrastruktur in Zukunft stark reduzieren. So wird bis 2030 bereits mit einer Reduktion der Investitionen auf 111 € pro Anschluss gerechnet.

3.3.5 Potenzialbestimmung für Augsburg

Methodik

In /ÖKO-03 15/ sind Annahmen zur Marktdurchdringung von batterieelektrischen Fahrzeugen, Plug-In-Hybridfahrzeugen und konventionellen Fahrzeugen vorhanden. Für die Simulationen in /WWF-01 17/ und /WWF-01 18/ wurden hierzu bereits regionalisierte Potenziale für das Aufkommen von Elektroautos und deren Strombedarf für die Modellregion Augsburg in 2050 bestimmt.

Für die Bestimmung der Daten der Jahre 2030 und 2040 wird für diese Kurzstudie angenommen, dass der Anteil der Elektrofahrzeuge in der Modellregion Augsburg am gesamtem Elektrofahrzeugbestand in Deutschland konstant ist. Auch das Verhältnis der verfügbaren flexiblen Stromnachfrage zu der vorhandenen Anzahl an Elektrofahrzeugen wurde als konstant angesetzt.

Hieraus kann die maximal verfügbare Ladeleistung bestimmt werden, wobei im Folgenden eine Unterscheidung zwischen minimalem und maximalem Potenzial stattfindet. Für die Abschätzung der minimalen flexiblen Leistung kann die durchschnittliche Ladeleistung der Elektrofahrzeuge herangezogen werden. Diese ergibt sich aus dem jährlichen Stromverbrauch gleichmäßig verteilt über das Jahr (siehe Zeile „durchschnittliche Ladeleistung“ in Tabelle 3-9). Zur Bestimmung der maximal verfügbaren Ladeleistung wird angesetzt, dass Elektrofahrzeuge immer geladen werden können, wenn sie an eine Ladestation angeschlossen sind. Forciert man die Nutzung der flexiblen Ladeleistung von Elektrofahrzeugen, könnten deren Anschlussleistungen laut Experten im Durchschnitt ca. 10 Stunden am Tag verfügbar sein. Verknüpft man diese Annahme mit der im Durchschnitt ansetzbaren Leistung der Ladestationen von 11 kW, ergeben sich die in Tabelle 3-9 als „potenziell verfügbare installierte Leistung“ bezeichneten Werte.

Ergebnisse

Die Ergebnisse für die verschiedenen Stützjahre sind in Tabelle 3-9 dargestellt. Diese werden in Kapitel 4 in den Rahmen der Kurzstudie eingebettet.

Tabelle 3-9: Erwartetes Flexibilitätspotenzial von Elektrofahrzeugen in der Modellregion Augsburg

Kennwert	2030	2040	2050
Anzahl reine Elektrofahrzeuge in Deutschland	2,45 Mio	11,71 Mio	21,62 Mio
Anzahl Plug-in Hybridfahrzeuge in Deutschland	2,22 Mio	3,58 Mio	2,85 Mio
Anzahl Range Extender Fahrzeuge in Deutschland	2,62 Mio.	5,54 Mio	6,32 Mio.
Anzahl Elektrofahrzeuge in Modellregion Augsburg	24.627	117.460	216.892
flexibilisierbare Stromnachfrage	66 GWh	315 GWh	581 GWh
durchschnittliche Ladeleistung	8 MW	36 MW	66 MW
potenziell verfügbare installierte Ladeleistung	113 MW	538 MW	994 MW

3.4 Elektrische Hausspeichersysteme

3.4.1 Technische Beschreibung

Batteriespeicher in privaten Haushalten, die über eine eigene dezentrale Erzeugungsanlage verfügen, sind erst seit wenigen Jahren am Markt verfügbar. Dabei ist zu beobachten, dass das am Markt verfügbare Portfolio an Systemen unterschiedlicher Hersteller seit 2012 stetig ansteigt.

In stationären elektrochemischen Energiespeichern wird elektrische Energie durch eine elektrochemische Reaktion in chemische Energie umgewandelt und zwischengespeichert. Bei Bedarf wird die elektrische Energie durch eine Umkehrung der elektrochemischen Reaktion wieder abgegeben.

Die folgende Beschreibung fokussiert sich auf Lithium-Ionen-Batterien als relevante Technologie für sowohl stationäre Großbatteriespeicher als auch Speicher in privaten Haushalten.

3.4.2 Einsatzarten und Grenzen

Aktuell werden Batteriespeicher in Haushalten vor allem in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage eingesetzt. Hierbei haben die Systeme das Ziel, den Anteil der selbst verbrauchten an der selbst erzeugten elektrischen Energie zu erhöhen (Fachbegriff: Steigerung des Eigenverbrauchs). Hiermit soll zudem der Anteil der eigenen Erzeugung am eigenen Verbrauch erhöht werden (Fachbegriff: Steigerung der Eigendeckung).

Weitere Einsatzzwecke können in Zukunft zudem eine Strompreis-orientierte oder netzoptimierende Betriebsweise sein.

Beispielhafter Einsatz

Ein Haus verfügt über eine Photovoltaik-Anlage und einen elektrischen Speicher. Im Laufe des Tages wird der Photovoltaik-Strom, der nicht direkt im Haushalt verwendet wird, in den elektrischen Speicher eingespeist. Sobald die Stromerzeugung der Photovoltaik-Anlage niedriger ist als der Strombedarf des Haushaltes, wird der Speicher entladen.

Wenn in Zukunft stark schwankende Strompreise bestehen, kann sich diese Betriebsweise ändern. Angenommen der Speicher wurde über den Tag gefüllt und es liegen nachts sehr niedrige Strompreise vor, dann kann es für den Haushalt sinnvoll sein, den Speicher über Nacht nicht zu entladen, sondern Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Hierfür ist eine Einbindung von Prognosen zu Strompreisen und Photovoltaik-Erzeugung in die Steuerung des Speichers notwendig.

Bezogen auf die in Kopernikus SynErgie definierten Anforderungsprofile (weitere Informationen siehe /FFE-24 19/) lassen sich durch diese dezentralen Batteriespeicher sowohl kurzfristige Schwankungen im Energiesystem (SynErgie Anforderungsprofil 1) als auch tageszeitliche Schwankungen (SynErgie Anforderungsprofil 2) ausgleichen. Der Vorteil der Nutzung von Batteriespeichern ist, dass diese sowohl als flexible Verbraucher (Speicher wird geladen) als auch als flexible Erzeuger (Speicher wird entladen) eingesetzt werden können.

Aufwand zur Erschließung der Flexibilität

Ebenso wie für die Erschließung der Flexibilität Demand Side Management in Haushalten und Power-to-Heat ist für die Flexibilisierung von elektrischen Speichern der Einsatz eines Smart Meters und aktuell zudem einer Steuerbox notwendig.

Zeitliche Verfügbarkeit

Batteriespeicher stehen prinzipiell ganzjährig und am selben Standort zur Verfügung. Allerdings ist ihre bereitstellbare Flexibilität durch den in dem Moment vorliegenden Speicherfüllstand begrenzt. Wurde der Speicher über Tag mit dem eigenen Photovoltaikstrom befüllt, so kann dieser zwar bei Bedarf Strom an das Netz abgeben, jedoch nicht aus dem Netz aufnehmen.

Räumliche Verfügbarkeit

Batteriespeicher stehen aktuell proportional zur Dichte der Photovoltaik-Anlagen auf Dächern zur Verfügung. Somit sind diese deutschlandweit verfügbar, zeigen aber im Süden Deutschlands eine stärkere Konzentration als im Norden.

3.4.3 Technische Kennwerte

Die relevanten technischen Kennwerte sind in Tabelle 3-10 dargestellt.

Tabelle 3-10: Technische Kennwerte von elektrischen Hausspeichersystemen

Kennwert	2019
Nutzungsgrad	Ladewirkungsgrad: 0,93 Nutzungsgrad System: 0,87
Lebensdauer	Kalendarisch: 8 a (Smart Meter, Steuerbox), 17 a (für Batteriesystem)
Aktivierungszeit	Ca. < 30 s
Leistungsgradient	Ca. <<100 %/min
Be- und Entladeleistung	Ca. 5 kW
zeitliche Speicherverluste	Kurzzeitspeicher, Selbstentladung vernachlässigbar
Speicherkapazität	2- 15 kWh
Speicherdauer	Tagesspeicher; i.d.R. max. 24 h
Umweltauswirkungen	Nutzung seltener Erden führt zu Umweltbelastungen

Ausblick Technologieentwicklung

Wie für die Speicher der Elektroautos wird mit der Marktreife neuer Technologien mit einer steigenden Energiedichte von Batteriespeichern gerechnet. Zur Reduktion der Umweltauswirkungen ist zudem eine Senkung des Anteils seltener Erden und eine Steigerung der Recyclingquote angestrebt.

3.4.4 Kosten

Eine Auflistung der Kostenkomponenten für die Flexibilisierung ist in Tabelle 3-11 dargestellt. Falls der Speicher nicht am Hausanschluss vorhanden ist, sind Investitionen in die Steuerungstechnik und für den Speicher selbst notwendig. Verfügt der Haushalt bereits über eine Photovoltaik-Anlage mit angeschlossenem Batteriespeicher, fallen die Kosten für den Speicher selber nicht erneut an.

Tabelle 3-11: Kostenkomponenten für die Flexibilisierung von elektrischen Hausspeichersystemen

Kostenkomponente	2019
Investitionskosten in Speichersystem	750 €/kWh
Smart Meter in €/(Anschluss a)	Haushalte ca. 23 €/Jahr (bei 2.000 kWh Verbrauch)
Investitionen in Steuerbox in €/(Anschluss)	Ca. 100 – 250 €
jährliche fixe Wartungs- und Instandhaltungskosten	10 €/(kWh · a)

Erwartete Kostenänderung bis 2050

Es wird mit der Marktreife weiterer Batterietechnologien und weiterhin sinkenden Investitionskosten gerechnet. Bereits bis 2030 wird eine Kostensenkung auf bis zu 330 €/kWh erwartet.

3.4.5 Potenzialbestimmung für Augsburg

Methodik

Im Szenario „Klimaschutz 95“ ist die zukünftig erwartete Durchdringung mit Photovoltaik-Anlagen in Deutschland festgehalten /ÖKO-03 15/. Für die Bestimmung der Kapazitäten an Batteriespeichern und deren Leistung werden Daten zur installierten Leistung von Photovoltaik Aufdach-Anlagen benötigt. Hierfür wird auf Basis der Daten aus dem Netzentwicklungsplan der Anteil der Leistung von Freiflächen- bzw. Dachanlagen in den verschiedenen Stützjahren bestimmt und mit den Daten aus /ÖKO-03 15/ verschnitten. Mit dem FfE-Regionenmodell erfolgt die Regionalisierung der Aufdach-Anlagen anhand einer Analyse der bisherigen Ausbaudynamik je Landkreis, kombiniert mit dem vorhandenen Dachflächenpotential in dem jeweiligen Landkreis. Die sich hieraus ergebenden Leistungen der Photovoltaik Aufdach-Anlagen in der Modellregion sind in Tabelle 3-12 festgehalten.

In /WWF-01 18/ werden zwei Szenarien für den Ausbau der Batteriespeicher angesetzt. Zum einen das Szenario „Solar“ und das Szenario „Referenz“. Im Szenario „Solar“ werden 20 % der Neubauanlagen bis 2020 mit einem Batteriespeicher versehen, danach 30 % der Neuanlagen. Für Bestandsanlagen wird angesetzt, dass 10 % der Photovoltaik-Anlagen nachgerüstet und 5 Jahre weiter betrieben werden. Im Szenario Referenz wird sowohl für Zubau als auch für Nachrüstung ein Anteil von 10 % angesetzt. Diese beiden Szenarien werden auch für diese Studie beibehalten. Zur Auslegung der Speicher wird ein Zwei-Stunden-Speicher mit dem Auslegkriterium 1 kWh Speicherkapazität je 1 kWp der Photovoltaik-Anlage gewählt.

Ergebnisse

Die mit der Methodik bestimmten Kennwerte sind in Tabelle 3-12 festgehalten. Eine Einordnung der Ergebnisse findet in Kapitel 4 statt.

Tabelle 3-12: Erwartetes Flexibilitätspotenzial elektrischer Hausspeichersysteme in der Modellregion Augsburg

Kennwert	2030	2040	2050
installierte Photovoltaik-Leistung in Deutschland	75,5 GW	89,5 GW	130,0 GW
installierte Photovoltaik-Leistung von Aufdach-Anlagen in der Modellregion Augsburg	614 MW	704 MW	968 MW
installierte Speicherkapazität in der Modellregion Augsburg - Szenario Referenz	81 MWh	175 MWh	325 MWh
installierte Speicherkapazität in der Modellregion Augsburg - Szenario Solar	141 MWh	254 MWh	456 MWh
flexible Leistung der Speicher in der Modellregion Augsburg - Szenario Referenz	41 MW	88 MW	162 MW
flexible Leistung der Speicher in der Modellregion Augsburg - Szenario Solar	71 MW	127 MW	228 MW

4 Vergleich der Potenziale verschiedener nicht-industrieller Flexibilität

Eine Übersicht der Entwicklung der vorhandenen flexiblen Last und Leistung der betrachteten Flexibilitätstechnologien in der Modellregion Augsburg für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 ist in Abbildung 4-1 festgehalten. Für die Technologien bei denen eine Unterscheidung zwischen maximalem und minimalem Potenzial getroffen wurde, ist das maximale Potenzial mit einer durchgezogenen Linie dargestellt, das minimale hingegen mit einer unterbrochenen Linie.

Diese Potenziale zur Flexibilisierung stehen einem in Summe erwarteten Stromverbrauch für Industrie, Gewerbe und Haushalte (ohne Elektrofahrzeuge und Power-to-Heat) von ca. 3 TWh/Jahr gegenüber.

Als Vergleich der industriellen zur nicht-industriellen Flexibilität wird hier ebenfalls die flexible Leistung und Last der Industrie dargestellt (genannt „DSM in Industrie“). Hierzu sind Daten für 2050 aus /WWF-01 17/ bzw. /WWF-01 18/ und aus FfE-Auswertungen für 2030 verfügbar (Dokumentation hierzu in /GRUB-01 17/). Während sich die Angaben zur flexiblen industriellen Leistung in der Region aus diesen Datensätzen gut decken, besteht bezogen auf die angenommene flexible Strombezugsmenge eine hohe Diskrepanz. Daher sind in Abbildung 4-1 beide Daten enthalten und vereinfacht über die Stützjahre als konstant angesetzt.

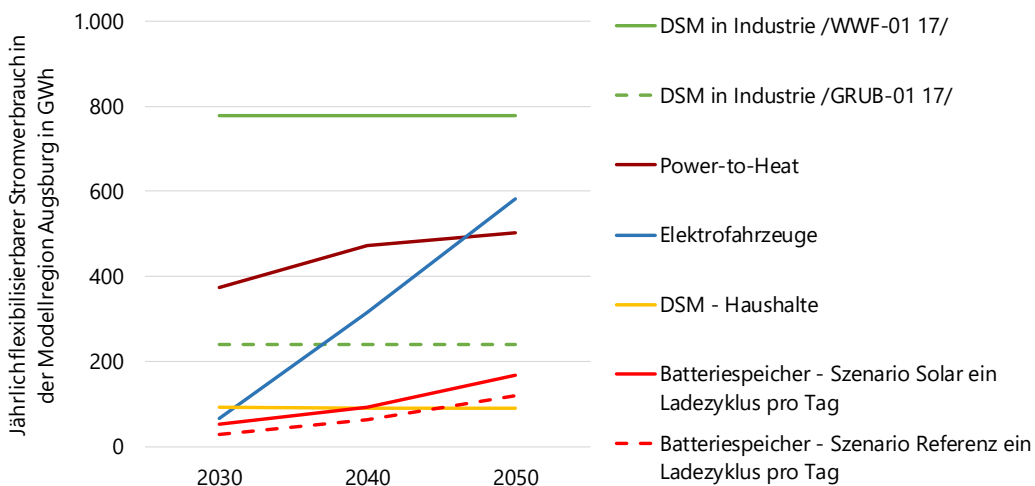


Abbildung 4-1: Übersicht des flexibilisierbaren Strombedarfs der betrachteten Flexibilitätstechnologien für die Modellregion Augsburg

Es zeigt sich, dass in 2030 die in /WWF-01 17/ angesetzten Flexibilitätspotenziale des Demand Side Managements in der Industrie das Bild dominieren. Die nächste relevante Flexibilität kann durch Power-to-Heat in Haushalten bereitgestellt werden, welches bis 2040 auf Grund steigender installierter Anlagenleistungen zunimmt und dann nahezu konstant bleibt. Hier ist jedoch festzustellen, dass auf Grund limitierter Speicherkapazitäten nur ein eingeschränkter Anteil des jährlichen Stromverbrauchs für Power-to-Heat real verschoben werden kann.

Der rasanten Zunahme des flexibilisierbaren Stromverbrauchs von Elektrofahrzeugen liegt die Annahme zu Grunde, dass diese erst ab 2030 in der breiten Bevölkerung genutzt werden. Der starke Anstieg bis 2050 macht elektrisch betriebene Fahrzeuge dann zur zweit-relevantesten Flexibilitätsoption in der Modellregion.

Verglichen mit der Abschätzung der industriellen Flexibilitäten aus /GRUB-01 17/ stellt Power-to-Heat über die Jahre kontinuierlich ein höheres Flexibilisierungspotenzial bereit. Ab 2040 stellen Elektrofahrzeuge ein höheres Flexibilisierungspotenzial dar als die erwartete industrielle Flexibilität.

Auf Grund des nahezu konstant erwarteten Stromverbrauchs der privaten Haushalte verbleibt auch deren Flexibilitätspotenzial auf einem recht geringen Niveau. Obwohl der Zubau an Batteriespeichern in beiden betrachteten Szenarien recht stark zunimmt, ist auch hier die flexible Energiemenge recht gering. Im Vergleich zum Demand Side Management in Haushalten kann ihre Flexibilisierung jedoch erfolgen, ohne dass Eingriffe in den Alltag der Hausbewohner notwendig sind.

in Abbildung 4-2 ist die ermittelte flexibilisierbare Leistung der Flexibilitätstechnologien dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die potenziell verfügbare installierte Ladeleistung der Elektrofahrzeuge ab 2040 das größte Flexibilisierungspotenzial darstellt. Setzt man hingegen die durchschnittliche Ladeleistung der Elektrofahrzeuge an, ist das Flexibilisierungspotenzial geringer als von Power-to-Heat, den Batteriespeichern und DSM in der Industrie.

Im Gegensatz zur flexiblen Energie wird in 2030 die flexible Leistung nicht von der Industrie, sondern von den Power-to-Heat-Anlagen bestimmt. Dies liegt daran, dass Anlagen in der Industrie hohe Volllaststunden aufweisen und somit auch bei einer hohen jährlichen Energieaufnahme nur eine geringe Leistung vorliegt. Ebenfalls sehr geringe Volllaststunden weisen Batteriespeichersysteme auf, sodass auch ihre installierte flexible Leistung jene der Industrie leicht übersteigt. Die flexible Leistung durch Demand Side Management in Haushalten ist insgesamt als sehr gering einzuschätzen.

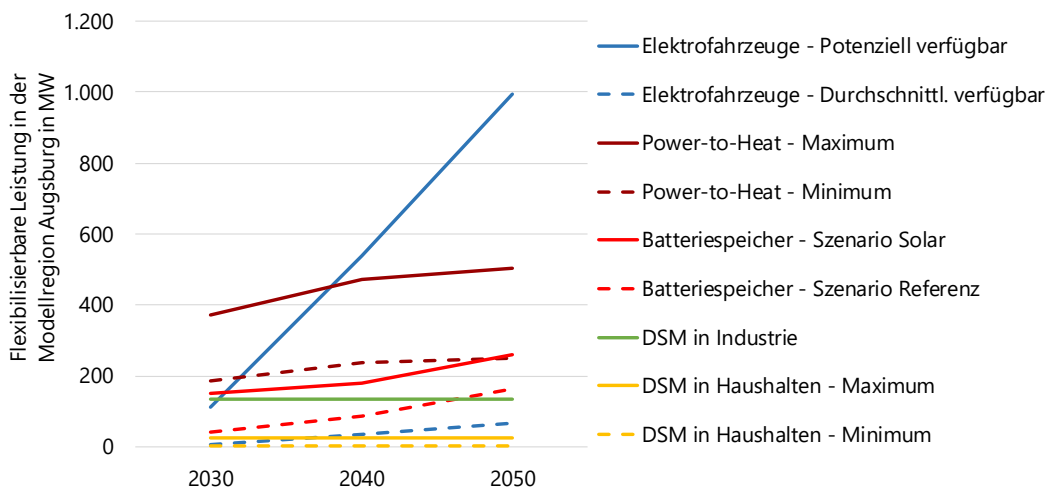


Abbildung 4-2: Übersicht der flexibilisierbaren Strombezugsleistung der betrachteten Flexibilitätstechnologien für die Modellregion Augsburg

5 Fazit und Ausblick

Die industrielle Flexibilität deckt einen sehr wichtigen Teil der in Augsburg vorhandenen und zukünftigen Flexibilitätspotenziale ab. Hierbei zeigt jedoch die hohe Differenz der ausgewiesenen Potenziale in verschiedenen Studien, dass weiterer Forschungsbedarf und ein intensiver Abgleich bereits ermittelter Potenzialstudien für eine spätere Einbindung in einen „Flexibilitäts-Strategieplan“ essenziell ist.

Für eine Erweiterung des Potenzials ist vor allem die Elektromobilität geeignet. Auch eine genauere Analyse des Flexibilitätspotenzials der Power-to-Heat-Anlagen in der Modellregion Augsburg erscheint sinnvoll. Zur realistischeren Bestimmung des Flexibilitätspotenzials sind genauere Modellierungen mit Annahmen zu Speichergrößen und Wärmeprofilen notwendig. (Beispielhafte Analysen zur Bestimmung des Netzoptimierungspotenzials durch dezentrales Power-to-Heat sind z. B. in /FFE-07 17/ enthalten.)

Stationäre Batteriespeicher können ebenfalls einen relevanten Flexibilitätsbeitrag leisten. Hier besteht jedoch potenziell eine starke Diskrepanz zwischen der favorisierten Ladestrategie der Speicher zur Eigenoptimierung und zur Optimierung des gesamten Energiesystems.

Insgesamt ist das Lastflexibilisierungspotenzial der Haushaltsgeräte in Haushalten selbst als recht gering einzustufen und in der Prioritätenreihenfolge nach den anderen untersuchten Flexibilitätstechnologien einzustufen.

Zur Erschließung aller hier genannten Haushaltsflexibilitätsoptionen und deren systemdienliche Nutzung ist eine Installation von Smart Metern notwendig. Diese sind aktuell für Haushalte mit geringem Verbrauch nicht vorgeschrieben. Werden jedoch zusätzliche Stromverbraucher in die Haushalte integriert, vor allem Elektrofahrzeuge und Power-to-Heat-Anlagen, werden auch hier Smart Meter nachzurüsten sein. Hierdurch kann sich eine Erschließung der Flexibilitätspotenziale dieser Technologien stark vereinfachen.

6 Literatur

- EU-10 13** DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) Nr. 812/2013 DER KOMMISSION vom 18. Februar 2013 zur Ergänzung der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Energieeffizienz kennzeichnung von Warmwasserbereitern, Warmwasserspeichern und Verbundanlagen aus Warmwasserbereitern und Solareinrichtungen. Brüssel, Belgien: Europäische Union, 2013
- FFE-36 12** Pfeifroth, Philipp; Pellingner, Christoph; Steinhorst, Benjamin: Funktionale Stromspeicher - Definition des Begriffs und Unterscheidung verschiedener Speichertypen. [Online] <http://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/417-funktionale-stromspeicher>, abgerufen am: 18.02.2016. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012
- FFE-07 17** Kleinertz, Britta; Gallet, Marc; Müller, Mathias; Samweber, Florian: Optimierung der Netzzrückwirkungen dezentraler Power-to-Heat-Anlagen im Niederspannungsnetz in: Dritte Dialogplattform Power to Heat 2017. Berlin: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2017
- FFE-21 17** Corradini, Roger; Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017
- FFE-46 18** Bogensperger, Alexander; Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Köppl, Simon; Müller, Mathias; Zeiselmair, Andreas: Smart Meter - Umfeld, Technik, Mehrwert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- FFE-51 18** Regett, A. et al.: Klimabilanz von Elektrofahrzeugen - Ein Plädoyer für mehr Sachlichkeit. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- FFE-56 18** Hinterstocker, Michael et al.: Die Auswirkung variabler Stromtarife auf das Verhalten von Haushaltskunden. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68. Jg. (2018) Heft 7/8. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.
- FFE-24 19** Duffer, Christa et al.: Anforderungsprofile für den Einsatz von Lastflexibilisierung – Einschätzung der Aggregatoren und Erlösmöglichkeiten. In: et Energiewirtschaftliche Tagesfragen 04/2019. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2019.
- GRUB-01 17** Gruber, Anna-Maria: Zeitlich und regional aufgelöstes industrielles Lastflexibilisierungspotenzial als Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien – Dissertation, eingereicht an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, durchgeführt an der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2017
- MBW-01 17** PV-Energy-Manager 2.1 ohne Heizstab in: <https://www.mbw-electronic-online.de/PV-Energy-Manager-21> (Abruf: 26.06.2017) Archived by WebCite <http://www.webcitation.org/6rVYMK6bY>. Muldenhammer: MBW Electronic Shop, 2017
- MBW-02 17** PV-Energy-Manager 1.1 ohne Heizstab in: <https://www.mbw-electronic-online.de/PV-Energy-Manager-11> (Abruf: 26.06.2017) Archived by WebCite <http://www.webcitation.org/6rVcBjvX>. Muldenhammer: MBW Electronic Shop, 2017
- ÖKO-03 15** Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. Berlin: Öko-Institut e.V., 2015.
- WWF-01 17** Zukunft Stromsystem Kohleausstieg 2035 - Vom Ziel her denken. Berlin: WWF Deutschland, 2017
- WWF-01 18** Matthes, Felix et al.: Zukunft Stromsystem II: Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung. Berlin: WWF Deutschland, 2018.
- ZM-01 13** Randelhoff, Martin: Die größte Ineffizienz des privaten Pkw-Besitzes: Das Parken. In: <https://bit.ly/2JZa2jz>. (Abruf am 2019-05-23); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/78bOuPHsZ>); Dortmund: Zukunft Mobilität, 2013.